

# **Universidad Nacional de La Plata**

**Economía de la Electricidad: Diseño de  
mecanismos de decisiones de inversión,  
información y fronteras de eficiencia, e  
impacto distributivo en equilibrio general**

**Tesis presentada con el objetivo de obtener el grado de  
Doctor en Economía**

Autor: Carlos A. Romero

Director de Tesis: Omar O. Chisari

Buenos Aires, 10 de diciembre de 2008



## **AGRADECIMIENTOS**

Deseo agradecer especialmente a mi tutor de tesis quien a lo largo de los años ha leído y revisado los trabajos que constituyen esta tesis y con quien tengo el privilegio de trabajar y, por supuesto, ha sido una pieza fundamental para mi formación como economista.

La gente de la Universidad Nacional de La Plata, en especial las autoridades del Comité de Doctorado, que han sido de suma ayuda y han incentivado la realización de este trabajo, especialmente con la participación en los seminarios internos del Doctorado y los seminarios generales compartidos con la Maestría en Economía.

Cabe realizar una especial mención a mis compañeros del Instituto de Economía y del Centro de Estudios Económicos de la Regulación de la UADE quienes han leído, escuchado y comentado durante el proceso de elaboración los diversos capítulos incluidos en esta tesis. En particular, quiero agradecer la asistencia computacional y editorial de Mariano González.

Varias personas tuvieron comentarios y sugerencias a distintas partes de esta tesis, y constituyeron un apoyo fundamental para su realización: Walter Cont, Gustavo Ferro, Paula Margaretic, Diego Petrecolla, Alberto Porto, Martín Rossi y Walter Sosa Escudero.

Por último quisiera agradecer a Marina porque además de brindarme su cariño y paciencia durante todo el proceso de elaboración de la tesis, me dio su completo apoyo para poder concretarla. Esta tesis está dedicada a ella, a mis hijos: Exequiel, Ariadna, Montserrat y Joaquín y a mi mamá: Angelita.

Economía de la electricidad: Diseño de mecanismos de decisiones de inversión, información y fronteras de eficiencia, e impacto distributivo en equilibrio general.

## PRESENTACIÓN

Los problemas económicos abordados en la presente tesis están relacionados con diferentes aspectos de la organización industrial del sector eléctrico. En particular, se tratan cuestiones relacionadas con: (i) el diseño de mecanismos para decidir inversiones descentralizadas en redes de transmisión, (ii) herramientas de fronteras de eficiencia para resolver problemas de información asimétrica en el segmento regulado de distribución y (iii) la evaluación del impacto de shocks de precios de insumos primarios de energía sobre las empresas y los hogares. Para la resolución de los problemas planteados se utilizan métodos cuantitativos basados en información correspondiente a la Argentina. Aunque es importante mencionar que su alcance es más amplio dado que la organización y regulación del sector eléctrico argentino replica los lineamientos generales utilizados internacionalmente.

La tesis ha sido dividida en tres secciones A, B y C, que a su vez se separan en capítulos. La sección A trata el diseño de mecanismos de decisión de ampliaciones de redes de alta tensión, basado en decisiones privadas. Busca las causas por las cuales se han retrasado aprobaciones de obras y observado bajos niveles de inversiones. La sección B se concentra en el problema de información asimétrica entre el regulador y las empresas de distribución de electricidad y sugiere herramientas regulatorias operativas para ayudar a disminuirla. La Sección C analiza los efectos de las crisis energéticas originadas en aumentos de precios de insumos energéticos primarios. Evalúa medidas de política alternativas, consistentes con la restricción de participación de las empresas de los segmentos regulados, que disminuyan el impacto negativo sobre los hogares de menores recursos. A continuación se presenta un resumen de los capítulos incluidos dentro de cada sección. Cada sección resuelve un problema y propone medidas de política.

La sección A tiene por objetivo contribuir en la discusión sobre el sistema de inversiones en redes de alta tensión en la Argentina. No se trata de la discusión de un caso particular ya que está enmarcada en el problema más general de diseño de un mecanismo que posibilite inversiones socialmente óptimas a través de decisiones privadas. Los resultados del esquema argentino han sido en estos últimos años ampliamente discutidos a nivel internacional, en el marco de una búsqueda de mecanismos de decisiones de inversiones que no generen inversiones socialmente subóptimas (Joskow y Tirole, 2003; Litlechild y Skerk, 2004a; Pollitt, 2008).

Como parte de la reforma del sector eléctrico en la Argentina se diseñó un mecanismo para inducir inversiones en transmisión. La legislación inicialmente estipulaba que las inversiones en la red de transporte de electricidad debían ser decididas y pagadas por el sector privado, y según el monto, se establecían distintos mecanismos de ampliación. Luego, aparecieron diversas propuestas de mecanismos alternativos con diferente grado de participación pública y privada. En la actualidad, el esquema inicial coexiste con varias alternativas.

La sección A consta de tres capítulos. En el primero de ellos se presenta una descripción formal del mecanismo de decisiones, así como el marco institucional. En el capítulo II, se incluye la solución al problema detectado en el diseño que aparece al momento de identificar el conjunto de decisores privados. En el capítulo III se construye un modelo integrado de electricidad y gas, para mostrar que la falta de consideración de las alternativas de inversión de transporte de gas puede afectar el voto del grupo asignado para la toma de las decisiones. Esto ha servido para identificar otra falla en el diseño del esquema de decisiones de inversiones eléctricas. Algunos de los resultados y aproximaciones metodológicas han sido presentados en: *Charlas de ECONOFISICA*, Depto. de Física, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, UBA (2001); *Segundo Seminario de Economía Computacional: Modelización y Simulación en Economía: Técnicas y Aplicaciones*, Instituto de Desarrollo Económico y Social, Buenos Aires (2003); *ISNIE Conference*, Tucson, EEUU (2004).

Las contribuciones de esta sección están centradas en tres aspectos. Primero, la identificación de problemas del mecanismo inicialmente diseñado para decidir inversiones y el análisis crítico de las diversas alternativas que fueron apareciendo posteriormente. La identificación de fallas en el mecanismo (aspectos formales del método de áreas de influencia, falta de consideración de la propiedad de las empresas, manejo de la agenda, superposición de redes de gas y electricidad, entre otros) ha sido una contribución relevante dado que sirvió como disparador para rever positivamente el mecanismo con el objetivo de mejorarlo para su posible aplicación en el futuro (Littlechild, 2008). Estos aspectos están contenidos en los capítulos I y III.

Segundo, la resolución de un aspecto formal que cambia el criterio para identificar al conjunto de votantes. Como resultado de la investigación se propone una modificación al denominado método de “áreas de influencia,” que es crucial para el correcto funcionamiento del mecanismo para decidir y pagar inversiones en redes de alta tensión. La formulación matemática de la solución a la errónea identificación de los votantes se presenta en el capítulo II, a la que se agrega un ejemplo ilustrativo que sirve como medio de divulgación de la metodología. El ejemplo ha requerido el desarrollo y programación de un modelo económico

que incluye las restricciones tecnológicas relevantes para la transmisión de la energía eléctrica (Primera y Segunda Leyes de Kirchoff).

Tercero, la construcción de un modelo integrado de electricidad y gas (considerando las restricciones tecnológicas asociadas a ambas redes) que sirve para mostrar cómo las decisiones de inversión en el sector eléctrico se pueden ver afectadas por las ampliaciones de las redes de gasoductos, a través de su impacto sobre la elección de localización de los generadores. Esto, además de ilustrar una falla en el mecanismo de decisiones de expansiones del sistema eléctrico, es una contribución metodológica, dado que no se han encontrado referencias en la literatura que utilicen modelos económicos de redes integradas de gas y electricidad.

La sección B se concentra en aspectos de información en el segmento de distribución de energía eléctrica. La comparación del desempeño de empresas es uno de los ingredientes principales en un ambiente regulado donde la falta de competencia requiere esquemas alternativos para reducir el problema de información asimétrica entre la empresa y el regulador. Habitualmente, los métodos de estimación arrojan resultados disímiles entre sí generando dudas sobre su aplicación para determinar la parte específica a las empresas del factor de eficiencia (factor X) que es comúnmente incluido en esquemas de regulación por precios máximos. Se desprende de aquí la importancia de contar con métodos que aporten criterios que permitan optar entre las diferentes alternativas de estimación. En particular, la sección se focaliza en estimaciones de fronteras de eficiencia de empresas de distribución de electricidad utilizando Data Envelopment Analysis (DEA), el método más utilizado en la práctica regulatoria.

El objetivo de la sección B es utilizar estimaciones de eficiencia relativa para aportar métodos de análisis a los reguladores que les permitan elegir las mejores alternativas de estimación. Asimismo, es relevante mencionar que las estimaciones de eficiencia productiva llevadas a cabo aquí son las primeras de su tipo aplicadas a distribuidoras de la Argentina. En otros trabajos que incluyen distribuidoras eléctricas argentinas sólo se han estimado fronteras de eficiencia técnica (Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier, 1999; Estache, Rossi y Ruzzier, 2005). Desde el punto de vista regulatorio la eficiencia productiva (técnica más asignativa, en la jerga habitual del campo de fronteras de eficiencia) es la relevante, ya que la eficiencia técnica sólo tiene un alcance parcial al momento de aplicarse en los mecanismos regulatorios. En particular, el objetivo de las estimaciones realizadas es indagar sobre posibles diferencias de desempeño basadas en (1) el tipo de propiedad de las empresas, en particular propiedad pública versus privada y (2) la presencia o no de rendimientos constantes a escala. Ambos fenómenos complican la tarea del regulador dado que en la práctica es común que los reguladores se enfrenten a disyuntivas difíciles de resolver dadas por diferencias en los resultados de las

estimaciones, que afectan positivamente o negativamente a determinada empresa. Esta tesis contribuye con herramientas adicionales que ayudan a resolver los dos problemas mencionados.

La sección B está integrada por tres capítulos, los capítulos IV, V y VI de la tesis. En el primero de ellos se presenta el marco teórico, la aplicación regulatoria y estimaciones de eficiencia técnica. Se aplican mecanismos de consistencia entre metodologías, que ofrecen a los reguladores un examen comparativo de las estimaciones realizadas bajo diferentes métodos. En el capítulo V se desarrollan las estimaciones de eficiencia productiva y se prueba la diferencia de desempeño de empresas públicas y privadas. Por último, en el capítulo VI se incluyen tests alternativos sobre la presencia de rendimientos constantes a escala para la muestra completa de distribuidoras y diferentes subconjuntos clasificados de acuerdo a la cantidad de clientes. Algunos de los resultados y aproximaciones metodológicas han sido presentados en: Reuniones anuales de la AAEP (2003 y 2004), *Data Envelopment Analysis and Performance Management*, 4th International Symposium of DEA, Aston Business School, Birmingham (2005), y *The 22nd European Conference on Operational Research*, Praga (2007).

Las contribuciones de esta sección están centradas en los siguientes aspectos. Primero, el análisis de consistencia de las estimaciones de eficiencia técnica ha puesto de manifiesto la necesidad de un mecanismo de recolección de datos para homogeneizar y mejorar la calidad de la información. Estas estimaciones, y su consistencia, han sido las primeras realizadas para una base compuesta íntegramente por empresas argentinas.

Segundo, dado que no se registran antecedentes de estimaciones de eficiencia productiva aplicados a este sector, las presentes estimaciones adquieren importancia por sí mismas, y más aún por ser las estimaciones relevantes desde el punto de vista regulatorio. Se agradece el apoyo de Alejandro Bevilacqua (biblioteca del ENRE) y a la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la Argentina quienes hicieron posible la recolección de los cientos de balances, estados de resultados e información financiera de las empresas, que fueron la fuente de información de la base de datos de costos. Más allá de este aspecto, para la evaluación del diferencial de eficiencia entre empresas de propiedad pública y privada se implementa un procedimiento de evaluación de programas que es novedoso para este tipo de aplicación y ofrece mayor información que los tests de diferencias de medias que se utilizan habitualmente.

Tercero, se establece que en el contexto de estimaciones de fronteras bajo el método DEA, el supuesto de rendimientos constantes a escala es el relevante cuando se consideran distribuidoras eléctricas. Este hallazgo tiene una importante utilidad regulatoria: otorga una justificación para que el regulador sea “duro” a la hora de escoger el tipo de superficie

envolvente (adoptar el supuesto de rendimientos constantes a escala implica estimar medidas de eficiencia más bajas), lo que redundaría en menores precios finales de la energía eléctrica.

En resumen, los capítulos de la Sección B brindan tests de fácil implementación que ayudan a la toma de decisión de los reguladores. Se realizan estimaciones de eficiencia basadas en funciones de producción y de costos. En el caso de estas últimas no se registran al momento antecedentes publicados, que utilicen niveles de costos para realizar las estimaciones de desempeño relativo en el sector de distribución de electricidad en la Argentina.

La sección C consta de un solo capítulo (capítulo VII). El objetivo de este capítulo es cuantificar los efectos de shocks y políticas macroeconómicas bajo esquemas de regulación de precios en los sectores de distribución y transporte de gas natural y electricidad en la Argentina, teniendo en cuenta la interacción simultánea de los mercados de bienes, de factores y de activos financieros. En particular, se estudian alternativas de precios de gas primario que podrían ser soportados en el ambiente macroeconómico post-default. Asimismo, se evalúan alternativas de compensación, por ejemplo renegociación de tarifas y mecanismos de subsidios cruzados entre consumidores y entre consumidores y empresas, para aquellos que resulten perjudicados por las políticas adoptadas.

Para alcanzar los objetivos mencionados, se utiliza un modelo de equilibrio general computado ya que puede brindar medidas cuantitativas de acciones de política económica y de los cambios en las condiciones de los mercados tomando en consideración toda la cadena de repercusiones sobre la remuneración de los factores, los precios de todos los bienes y sobre el rendimiento de los activos financieros. Esto es particularmente relevante para el análisis de las repercusiones sobre la economía de shocks o políticas que afectan al sector energético, dado que el mismo puede resultar un cuello de botella para el crecimiento. La aproximación a partir de la metodología de equilibrio general computado es adecuada porque obtiene como solución variaciones de los precios relativos de todos los bienes.

Para efectuar las simulaciones con el modelo fue preciso construir una matriz de contabilidad social para la Argentina del año 2003, con desagregación de los segmentos regulados de Gas Natural y Electricidad. Se pone especial énfasis en el vínculo entre gas y electricidad, lo cual implicó una tarea de apertura de las cuentas de la matriz de contabilidad social para separar las actividades de producción de gas primario y generación de electricidad. Algunos de los resultados y aproximaciones metodológicas han sido presentados en: *Segundo Encuentro Regional sobre Modelos de Equilibrio General Computable: Sus Aportes en la Formulación de la Política Económica en América Latina y el Caribe*", organizado por CEPAL y BID en 2008 (Alajuela, Costa Rica).

Los aportes de esta sección se centran en dos aspectos. Primero, se incluye en el análisis del modelo de equilibrio general computado la elección endógena de tecnologías de producción alternativas. Esta técnica es novedosa ya que permite la aparición de nuevas tecnologías (latentes) que no están presentes en el equilibrio del *benchmark*, lo cual brinda una solución a casos que los modelos de equilibrio general computado no pueden remediar: la existencia de “ceros” en el equilibrio de partida. En particular, el método es aplicado a funciones de producción de servicios públicos de distribución de gas y electricidad.

El segundo aspecto es de índole cuantitativa, se evalúan esquemas alternativos de subsidios al consumo residencial de gas natural y electricidad. La utilización de modelos de equilibrio general computado es la vía adecuada para analizar los efectos de bienestar de alternativas de financiamiento de subsidios. La crisis macroeconómica de 2001-2002 ha mostrado que los aspectos de equidad, y no sólo de eficiencia, son cruciales al momento de considerar los elementos que aseguran la sostenibilidad de las reformas regulatorias en los servicios públicos. Se encuentra, como era de esperar, que los esquemas de subsidios resultan finalmente perjudiciales para los hogares. Los costos económicos más altos provienen de financiamiento a través de aumento de precios a las empresas. Sin embargo, cuando se imponen precios tomando sólo consideraciones de eficiencia (o de “buen regulador” según Chisari, Estache y Romero, 1999), los resultados muestran caídas en los niveles de consumo residenciales que no serían socialmente aceptables. Tomando la crisis como evento de análisis, la no aceptabilidad social aparece como una cuestión empírica muy fácil de verificar en la práctica a partir del rápido incremento observado de pérdidas no-técnicas de energía eléctrica (como consecuencia del aumento de conexiones ilegales). En este contexto, las simulaciones realizadas en esta sección cuantifican los costos asociados de un menú de alternativas de financiamiento de subsidios dirigidos a los estratos de menores ingresos.



Economía de la electricidad: Diseño de mecanismos de decisiones de inversión, información y fronteras de eficiencia, e impacto distributivo en equilibrio general

## ÍNDICE

### Contenido

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>3</b>
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>SECCIÓN A: INVERSIONES EN TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD EN ALTA TENSIÓN: DECISIONES PRIVADAS, OPORTUNISMO Y DISEÑO DE MECANISMOS</b> .....	<b>15</b>
<b>I. EL RÉGIMEN DE AMPLIACIONES VIGENTE EN EL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	<b>17</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>17</b>
<b>2. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b> .....	<b>18</b>
2.1. Aspectos institucionales .....	18
2.2. El modelo del mercado eléctrico mayorista.....	20
<b>3. EL RÉGIMEN VIGENTE DE AMPLIACIONES</b> .....	<b>23</b>
3.1. Características principales del sistema inicial de ampliaciones .....	24
3.2. Fondos SALEX .....	26
3.3. Ejemplo de funcionamiento del mecanismo de Concurso Público .....	28
3.4. Implementación del mecanismo de Concurso Público: El caso de la Cuarta línea Comahue- Buenos Aires.....	31
3.5. Comentarios sobre el diseño del mecanismo de Concurso Público .....	34
<b>4. MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA DECIDIR INVERSIONES</b> .....	<b>36</b>
4.1. Derechos financieros de Congestión e Inversiones a riesgo .....	36
4.2. El mecanismo FREBA-FITBA.....	41
4.3. Sistema de expansión en transporte de gas en la Argentina.....	45
4.4. El Plan federal de transmisión de energía eléctrica .....	50
<b>5. CONCLUSIONES</b> .....	<b>55</b>
<b>II. MÉTODO DE ÁREAS DE INFLUENCIA EN LA ARGENTINA: UNA SOLUCIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE “BENEFICIARIOS”</b> .....	<b>59</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>59</b>
<b>2. ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN EN LA ARGENTINA</b> .....	<b>60</b>
2.1. Recaudación por transporte y remuneración a la transportista.....	60
<b>3. MÉTODOS DE RECONCILIACIÓN DE INGRESOS BASADOS EN EL USO DE LA RED</b> .....	<b>64</b>
<b>4. LA METODOLOGÍA MW-MILE EN EL SISTEMA ARGENTINO</b> .....	<b>67</b>
<b>5. SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE IDENTIFICACIÓN DE BENEFICIARIOS</b> .....	<b>69</b>
5.1. Resultados del ejemplo.....	71

<b>6. ANEXO.....</b>	<b>73</b>
6.1. El modelo de la red de energía eléctrica .....	73
<b>III. DECISIONES DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN EN CONDICIONES DE REPRESENTACIÓN IMPERFECTA .....</b>	<b>79</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>79</b>
<b>2. DECISIONES DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN Y PROYECTOS DE GASODUCTOS. ....</b>	<b>83</b>
<b>3. UN MODELO INTEGRADO DE REDES DE GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD .....</b>	<b>85</b>
<b>4. CONCLUSIONES .....</b>	<b>90</b>
<b>5. ANEXO.....</b>	<b>91</b>
5.1. Modelo de Simulación del Mercado Eléctrico y de Gas Interconectado.....	91
5.2. El modelo del sistema de transporte de gas natural .....	91
5.3. El modelo integrado de transporte de electricidad y gas natural en GAMS .....	94
<b>SECCIÓN B: IMPORTANCIA DEL TIPO DE PROPIEDAD Y LOS RENDIMIENTOS A ESCALA EN DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD: UN ESTUDIO A PARTIR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD DE LA ARGENTINA.....</b>	<b>105</b>
<b>IV. EFICIENCIA RELATIVA: MARCO TEÓRICO, APLICACIÓN REGULATORIA Y ESTIMACIONES DE EFICIENCIA TÉCNICA.....</b>	<b>107</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>107</b>
<b>2. LA NOCIÓN DE EFICIENCIA Y LA CONSTRUCCIÓN DEL BENCHMARK .....</b>	<b>112</b>
2.1. Conceptos de eficiencia.....	113
<b>3. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN: DEA .....</b>	<b>115</b>
3.1. La elección de las variables y la medición de la eficiencia.....	116
3.2. La formulación del modelo DEA .....	118
<b>4. ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉCNICA Y COMPARACIÓN ENTRE DIFERENTES ENFOQUES PARA DISTRIBUIDORAS ELÉCTRICAS .....</b>	<b>123</b>
4.1. Datos y fuentes de información.....	124
4.2. Las mediciones.....	125
4.3. Condiciones de consistencia.....	126
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>131</b>
<b>V. EFICIENCIA RELATIVA POR TIPO DE PROPIEDAD. UNA APLICACIÓN A FIRMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD .....</b>	<b>133</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>133</b>
<b>2. MEDICIÓN DE EFICIENCIA DE COSTOS Y ANÁLISIS DE LOS DATOS .....</b>	<b>134</b>
2.2. Análisis de la información.....	137
<b>3. ESTIMACIONES REALIZADAS .....</b>	<b>140</b>
<b>4. EL ROL DE LA PROPIEDAD EN LA EFICIENCIA .....</b>	<b>146</b>
4.1. Diferencias de eficiencia relativa a través de un Programa de Evaluación .....	147
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>152</b>
<b>6. ANEXO .....</b>	<b>153</b>
6.1. Test de Mann-Withney .....	153

<b>VI. LA ELECCIÓN REGULATORIA DE LOS RENDIMIENTOS A ESCALA EN ESTIMACIONES DE FRONTERAS DE EFICIENCIA UTILIZANDO TESTS PARAMÉTRICOS Y NO PARÁMETRICOS</b>	<b>155</b>
1. FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS PARA DEA.....	156
1.1. Test de Rendimientos Constantes a Escala.....	156
2. ESTIMACIONES DE EFICIENCIA RELATIVA .....	157
3. EVALUANDO RENDIMIENTOS CONSTANTES A ESCALA UTILIZANDO TESTS ESTADÍSTICOS .....	159
4. CONCLUSIONES.....	161
<b>SECCION C: SHOCKS SOBRE LOS PRECIOS MAYORISTAS DEL GAS, IMPACTO SOBRE LA SOSTENIBILIDAD DE LAS EMPRESAS Y EFECTOS DISTRIBUTIVOS. EVALUACIÓN A TRAVÉS DE UN MODELOS DE EQUILIBRIO GENERAL PARA LA ARGENTINA .</b>	<b>163</b>
<b>VII. IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS SOBRE LA SOSTENIBILIDAD DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS Y LA CAPACIDAD DE PAGO DE LOS USUARIOS.</b>	<b>165</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	165
2. MATRIZ DE CONTABILIDAD SOCIAL .....	166
2.1. Demanda y Oferta Global.....	168
2.2. Especificación de sectores.....	169
2.3. Cuenta de Producción.....	169
2.4. Cuenta de Factores de Producción.....	173
2.5. Cuenta de Consumo Privado .....	174
2.6. Cuenta del gobierno .....	174
2.7. Cuenta Inversión .....	175
2.8. Cuenta del Sector Externo .....	175
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	176
3.1. Productores. ....	178
3.2. Consumo doméstico .....	180
3.3. El inversor.....	181
3.4. El sector gobierno .....	181
3.5. El Sector externo .....	182
3.6. Las condiciones de equilibrio .....	183
4. MODELADO REGULACIÓN Y TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS .....	184
4.1. Regímenes de Regulación y Obligación de Servicio en CGE.....	184
4.2. Tecnologías alternativas y soluciones del modelo.....	186
5. DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS Y SIMULACIONES.....	187
5.1. Resultados de las Simulaciones.....	188
6. CONCLUSIONES .....	192
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>195</b>



Economía de la electricidad: Diseño de mecanismos de decisiones de inversión, información y fronteras de eficiencia, e impacto distributivo en equilibrio general

## **SECCIÓN A**

### **INVERSIONES EN TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD EN ALTA TENSIÓN: DECISIONES PRIVADAS, OPORTUNISMO Y DISEÑO DE MECANISMOS**



# **I. EL RÉGIMEN DE AMPLIACIONES VIGENTE EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

## **1. Introducción**

Los resultados obtenidos a través de un mecanismo diseñado inicialmente para efectuar inversiones en transmisión de electricidad en la Argentina todavía están sujetos a discusiones. En particular, este problema ha tomado relevancia debido a que no se ha podido diseñar un sistema que genere inversiones en transmisión socialmente óptimas a través de decisiones privadas.

Básicamente, la metodología principal usada en la Argentina de los noventa, llamada “mecanismo de concurso público”, consiste en transformar beneficios económicos estimados en votos, admitiendo la posibilidad de veto. Se restringe el conjunto de votantes a un subconjunto de todos los agentes del sistema (usuarios, distribuidores y generadores), considerados “beneficiarios” de una expansión en particular. Esto es, el esquema intenta incluir a aquellos agentes que harían uso de las nuevas instalaciones. La identificación de los usuarios se realiza mediante un método ingenieril denominado “método de áreas de influencia” detallados en Torres (1995), Celani, Chisari y Romero (1995), Littlechild y Skerk (2004a) y Anderson y McCarthy (1999) han efectuado descripciones del funcionamiento del sistema.

El mecanismo fue complementado con la denominada “sub-cuenta SALEX”, utilizada para acumular fondos para financiar inversiones en transmisión; sus ingresos consisten básicamente en la diferencia de precios nodales causados por congestión en las líneas. El objetivo del fondo era ayudar a pagar parte de las inversiones en transmisión, dejando las restantes erogaciones bajo la responsabilidad de los beneficiarios identificados. Los beneficiarios tenían que evaluar si los beneficios esperados serían suficientes para cubrir los costos correspondientes, y así votar a favor o en contra del proyecto.

Debido a que las autoridades consideraron que sus resultados no alcanzaron los objetivos esperados, el mecanismo inicial fue posteriormente complementado con otros esquemas que suponían diferente grado de descentralización de las decisiones. En la práctica, ni el Ente regulador ni las autoridades de la Secretaría de Energía intentaron mejorar seriamente el sistema existente, aunque el esquema era valorado desde la academia, encontrándose citas en particular por reconocidos autores como Joskow y Tirole (2003) y Littlechild y Skerk (2004a,b).

Este capítulo tiene por objetivo presentar el problema, describiendo y comentando los mecanismos existentes para decidir inversiones en redes de alta tensión. En primer lugar, como

marco de referencia se realizan consideraciones de índole institucional y se presenta un modelo simple del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. Luego, en la segunda sección, se presenta una descripción del mecanismo original que será el punto de partida para las consideraciones específicas que aparecerán en los capítulos siguientes. En tercer lugar, se presentan los sistemas alternativos que han aparecido con posterioridad.

## **2. Aspectos institucionales y modelo del mercado eléctrico mayorista**

### **2.1. Aspectos institucionales**

La necesidad de balancear en forma permanente e instantánea la oferta de generación con la demanda de energía, junto con la imposibilidad física de almacenar electricidad de una manera que sea económicamente eficiente, hacen de imposible implementación una coordinación basada en un mecanismo de precios puro.

Esto lleva a que en la organización del sector eléctrico, aún cuando se hayan adoptado modelos de competencia en generación y suministro (como es la tendencia predominante a nivel internacional), convivan necesariamente mecanismos de mercado con relaciones de tipo comando y control. Por lo tanto resulta necesario establecer una serie de reglas muy particulares para el funcionamiento de los mercados eléctricos.

La necesidad inevitable de estas reglas da lugar al problema de *governance*. El caso es que se pueden tener buenas reglas o malas reglas pero no existe en ningún caso la opción de no tener reglas (Hogan, 2000). Esto lleva a que el mecanismo por el cual se establecen y cambian las reglas, más que cualquier regla particular en un momento o lugar específico, sea de primordial importancia para asegurar la sostenibilidad de la reforma en el largo plazo.

Dadas las particularidades del mercado eléctrico resulta claro que la determinación del mecanismo de *governance* entendido aquí como la “regla bajo las cuales se definen las reglas” es de importancia crucial para el desempeño del sistema eléctrico<sup>1</sup>.

Este conjunto de reglas es uno de los elementos primordiales para el buen funcionamiento del sector eléctrico. Así, por ejemplo, Stoft (2002) identifica las fallas en el diseño de las reglas como la causa más común (y costosa) de fallas de mercado en el sector eléctrico.

---

<sup>1</sup> El mismo tipo de problemas se encuentran en otras industrias con características de red. Casos tales como los cajeros automáticos, el Comité de Estándares de Contabilidad y Financieros o Consejos Interestatales en los EEUU que son discutidos por Hogan, Hitt y Schmidt (1996).

Dentro de la multiplicidad de reglas que hacen al funcionamiento de un mercado eléctrico competitivo las referidas a las expansiones del sistema de transmisión son cruciales. La transmisión constituye la base física que define el alcance del mercado eléctrico y por lo tanto es central al grado de competencia del mismo.

El sistema de *governance* del mercado eléctrico argentino está basado en la regulación directa por parte de la autoridad sectorial (Secretaría de Energía) y una empresa administradora, CAMMESA, que carece de funciones en términos de definir reglas y además está sujeta en su funcionamiento al veto y necesidad explícita de aprobación por el representante del Estado Nacional. A partir de la reforma del sector eléctrico en 1992 el mismo ha quedado integrado por agentes e instituciones privadas y una compleja red de instituciones públicas de diferente jurisdicción.<sup>2</sup>

La Secretaría de Energía, como representante del Poder Ejecutivo, cumple diversas funciones. En primer lugar es la responsable de fijar las normas del mercado eléctrico mayorista a la vez que integra, con poder de veto, el directorio de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA). Adicionalmente nombra los directores del ENRE y preside el Consejo Federal de la Energía.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad creado por la Ley N° 24065 cumple las funciones de regulador y es el responsable de velar por el cumplimiento de los objetivos planteados por la ley (art. 2) para el sector. Las facultades del ENRE comprenden una amplia gama de temas en su rol fundamental de proteger los derechos de los usuarios. Entre las principales están la fijación de tarifas de los servicios públicos (transmisión y distribución) y el dictado de reglamentos de calidad y servicio. También el ENRE cumple funciones que impactan directamente sobre el funcionamiento del mercado eléctrico al tener responsabilidad sobre aspectos de velar por la competencia y autorizar fusiones y adquisiciones.

Las Provincias, que detentan el poder concedente en materia de distribución eléctrica a través de concesiones o en algunos casos directamente la propiedad de empresas eléctricas, son otros de los actores del sistema eléctrico.

Los actores privados son finalmente el otro conjunto de agentes que participan del esquema de organización del sector eléctrico como titulares de servicios de generación, transporte, distribución y comercialización.

Rodríguez Pardina (2004) sugiere que en el mercado eléctrico argentino no existe un mecanismo de *governance* sino que el mismo se encuentra regulado por la Secretaría de

---

<sup>2</sup> Para una discusión detallada ver Rodríguez Pardina (2004).

Energía. Sin embargo, algunas de las reglas impuestas por dicha Secretaría implican mecanismos de *governance*. Entonces, si bien la Secretaría de Energía tiene la autoridad para cambiar las reglas, esto no significa que no existan mecanismos de *governance*. En todo caso se debe discutir si los mismos son o no estables. De hecho, se argumenta que cuando el Estado se reserva el derecho de modificar mediante normas administrativas de bajo rango (resoluciones de un Secretario de Estado) la forma en que funciona un mercado competitivo se plantean serios riesgos de largo plazo para los inversores. Este argumento está del lado de la falta de estabilidad de los esquemas. Sin embargo, en la práctica esto no ha sucedido y se han observado elevados niveles de inversiones luego de realizada la reforma (Romero, 1998).

El mecanismo de definición de las reglas de expansión aparece en este contexto como un problema central del funcionamiento del mercado. En la visión más extrema (Rodríguez Pardina, 2004) el problema no radica en las reglas de expansión en sí mismas sino que cabe analizar un problema de orden superior que hace a la forma en que éstas son definidas. En el lado opuesto encontramos la visión de Littlechild y Skerk (2004a) que intentan rescatar intacto el esquema original, argumentado que lo que se observaba como una debilidad (el retraso en las inversiones) era una fortaleza ya que las inversiones no eran económicamente beneficiosas inicialmente. En este capítulo se muestra que efectivamente el sistema de Concurso Público tiene fallas técnicas (una de las cuales se resuelve en el capítulo II), pero que ha sido estable y que ha podido convivir con otros sistemas de inversiones que aparecieron posteriormente. Se observa que las fallas del sistema se deben a cuestiones técnicas y económicas y no a problemas de inseguridad jurídica.

Una revisión de las reglas de expansión debería entonces empezar por analizar el mecanismo de definición de las mismas – idealmente en un contexto de una discusión general del *governance* de todo el mercado eléctrico. El rol de los distintos agentes del mercado en lo que hace a la decisión de inversión – incluyendo obras, tecnologías, prioridades, y momento – el financiamiento y el pago de las mismas debería ser el punto de partida de estas definiciones.

## **2.2. *El modelo del mercado eléctrico mayorista***

A continuación se presentan las ecuaciones básicas del modelo de despacho con el objetivo de poner de relieve la parte correspondiente a la remuneración para inversiones en redes que surge del mismo. En las demás secciones se mostrará cómo los diversos mecanismos para decidir inversiones hacen uso de dicha remuneración.

En el sector eléctrico la tecnología permite que haya una estructura de mercado competitiva a nivel de producción y demanda final, aunque esta competencia puede no ser efectiva por el tamaño del mercado, por costos de implementación de las reformas o

simplemente por la existencia de restricciones legales. En el caso argentino, por el lado de la oferta la estructura del mercado es competitiva mientras que por el lado de la demanda la introducción de competencia ha sido parcial ya que la desregulación no alcanzó al segmento minorista.

De cualquier manera, las características del bien (particularmente la imposibilidad de almacenamiento) y las condiciones tecnológicas en que se desenvuelve el sector (se requiere una red física para realizar las transacciones y se impone un criterio de obligación de provisión del servicio) hacen necesario implementar diseño de mecanismos que emulen el comportamiento tradicional de los mercados.

Es importante ilustrar cómo funciona el modelo de despacho para entender de dónde surge la recaudación para eliminar las restricciones de largo plazo del sistema de transmisión. Para ello, se presentan los resultados de un modelo que supone que las decisiones de producción del sistema son tomadas en forma centralizada. El coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff.

El despacho óptimo surge de maximizar el excedente del consumidor neto de costos de generación sujeto a las restricciones capacidad e incluyendo también como restricciones a las leyes físicas que existen en este sector, Schweppe *et al.* (1984). El funcionamiento del sistema en el corto plazo puede ser explicado a través de un modelo de flujos de potencia llamado *DC flow* (en el Anexo A.1 del capítulo II se presenta la derivación completa del modelo).

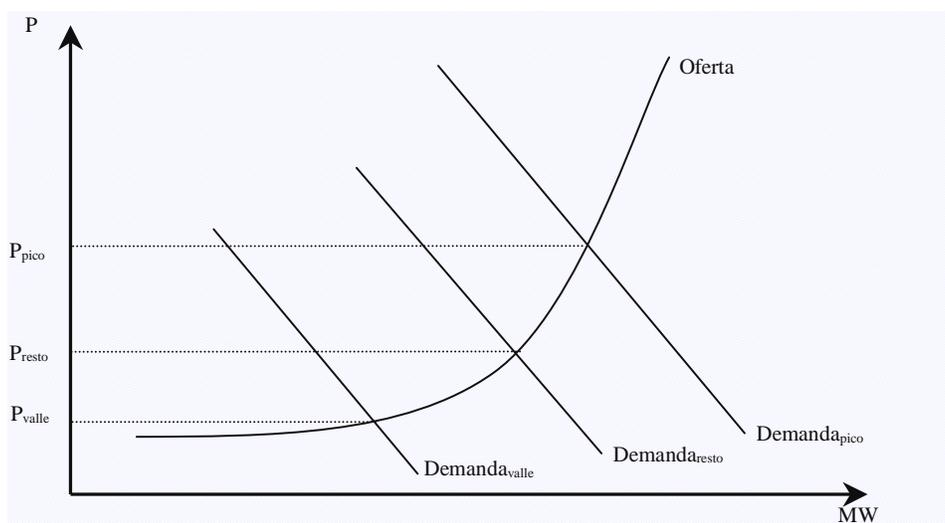
Un modelo DC representa la relación entre los flujos en las líneas de una red de transporte de energía eléctrica y los vectores de demanda y generación por nodo y ofrece una medida de las pérdidas en el transporte. El conjunto de ecuaciones del modelo DC puede ser subdividida en tres subconjuntos: [i] Ecuaciones de generación neta-flujo, que representan una relación lineal entre generación neta en los nodos -menos el centro de carga- y flujos en las líneas, [ii] Ecuación de pérdidas, donde se considera que las pérdidas están representadas por una función cuadrática de los flujos, y [iii] Ecuación de balance, que especifica que la generación total del sistema debe ser igual a la demanda total más las pérdidas.

Estos tres subconjuntos de ecuaciones permiten resolver el problema del *loop flow*, pero no necesariamente resuelven el problema económico de maximización del excedente del consumidor. Para ello, se plantea como objetivo la minimización del costo total de generación que permita cumplir con la demanda exógenamente dada, sujeto -además de las restricciones tecnológicas del sector enumeradas- a las restricciones de capacidad de transmisión de las líneas y a la capacidad de producción de los generadores.

El modelo de despacho coordina completamente la actividad del sector en el corto plazo. Además, junto con el mecanismo de determinación de los precios emite las correspondientes señales para que los productores diseñen sus planes de producción. Pero aborda sólo en forma parcial los problemas de largo plazo referidos a las ampliaciones de red.

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio *spot* de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación. En el Gráfico I-1, se ilustra esta situación, considerando tres niveles de demanda: pico, valle y resto, y una curva de oferta de generación que ordena las plantas en función del correspondiente costo de producción. Suponiendo que no hay restricciones de transporte, se observa cómo difieren los precios a lo largo del día sólo por el efecto de la demanda.

**Gráfico I-1: Determinación del precio de mercado para diferentes niveles de demanda**



*Fuente: elaboración propia.*

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema.

La ecuación (I.1) muestra los componentes del precio *spot* observado por un consumidor  $k$ , que surgen del proceso de optimización (ver Anexo del capítulo II para su obtención):

$$(I.1) \quad \rho_k = \lambda + \gamma_{LP} + (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k} + \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$$

donde  $\lambda$  es el costo marginal variable de generación,  $\gamma_{LP}$  es el cargo por capacidad del sistema,  $\frac{\partial L}{\partial d_k}$  son las pérdidas marginales de la red y  $\mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$  es el cargo por congestión de cada línea  $i$ . Para la obtención de este resultado ver Schweppe *et al.* (1984; 1988) y Hsu (1997).

La primera parte surge de la diferencia de precios nodales. Para ver esto restemos el precio *spot* de dos nodos, digamos nodos 1 y 2. De la ecuación (I.2), tenemos:

$$(I.2) \quad \begin{aligned} \rho_1 &= \lambda + \gamma_{LP} \\ \rho_2 &= \lambda + \gamma_{LP} \end{aligned}$$

donde:  $\eta_L^k = (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k}$  es la diferencia de precios nodales correspondientes a las pérdidas de energía y  $\eta_{LP}^k = \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$  es la diferencia de precios relacionada con la congestión de las líneas.

$$(I.3) \quad \rho_2 - \rho_1 = \eta_{LP}^2 - \eta_{LP}^1 + \eta_L^2 - \eta_L^1$$

Sólo quedan componentes de transporte, de corto y largo plazo. Para financiar costos de operación y mantenimiento se debe tomar únicamente las diferencias correspondientes a las pérdidas marginales, por lo tanto la recaudación por congestión ( $Cong_{i,j}$ ), que en el caso argentino es guardada por el operador del despacho (CAMMESA) en una cuenta específica para ser utilizada en el momento de amortizar inversiones en nuevas líneas:

$$(I.4) \quad Cong_{2,1} = \eta_{LP}^2 - \eta_{LP}^1$$

Luego veremos (capítulo II) cómo la utilización de un mecanismo particular para asignar el número de votos para decidir inversiones o la elección del centro de cargas pueden afectar las decisiones de inversión y el pago de las amortizaciones correspondientes. La idea básica es intentar modificaciones de las reglas vigentes sin afectar las tradicionales señales de mercado que brindan los precios *spot* nodales del sector eléctrico.

### 3. El régimen vigente de ampliaciones

Comenzaremos esta sección describiendo los regímenes, desde el mecanismo original introducido al momento de la reforma de inicios de los noventa hasta esquemas posteriores que

acrecentaron las alternativas para decidir expansiones en redes de alta tensión. En la actualidad el Régimen vigente de ampliaciones es un conjunto de mecanismos alternativos que se diferencian en gran medida por el grado de centralización en la toma de decisiones.

### **3.1. Características principales del sistema inicial de ampliaciones**

Inicialmente, para las ampliaciones de capacidad de transporte la regulación<sup>3</sup> puso en funcionamiento tres métodos diferentes, clasificados de acuerdo cómo se toma la decisión de inversión: Ampliaciones menores, Contrato entre partes y Concurso Público.

Las *Ampliaciones Menores* son inversiones que no superan un límite de dos millones de dólares, requieren un sencillo mecanismo de decisión y son llevadas a cabo por la concesionaria del servicio de transporte. Por ejemplo, la transportista propone una inversión menor al ENRE, este la autoriza y luego la misma transportista se encarga de implementarla. Este tipo de inversión es pagada a partir de los usuarios directos de la ampliación, ya sea a través de un Contrato entre Partes o a través del método de áreas de influencia entre los distintos beneficiarios (al igual que en el mecanismo de concurso público que se verá más adelante), según lo determine el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

En el *Acuerdo entre partes* uno o más agentes en el mercado que requieran una ampliación de la capacidad de transporte pueden contratar (pagando ellos mismos) a una transportista concesionaria, sea o no independiente, para la construcción, operación y mantenimiento de una nueva línea (este tipo contratación se denomina “contrato COM”). La solicitud es elevada a la transportista que sea titular de la concesión del sistema de transporte a la cual esté vinculada la ampliación, y ésta informa al ENRE, quien finalmente autoriza si cumple con las normas técnicas y comprueba que no afecta negativamente a la totalidad del sistema.

Asimismo, el ENRE emite el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, en caso de no oponerse a la ampliación propuesta, que habilitará la licencia técnica a la transportista procediéndose a la realización de la ampliación. En situaciones como ésta, el pago de la inversión corresponde a los agentes que suscribieron el contrato COM y no es distribuido entre el resto de los participantes.

Las ampliaciones realizadas bajo este tipo de contrato son remuneradas según el régimen en vigencia para las instalaciones ya existentes<sup>4</sup>, y los usuarios de la coalición acuerdan cómo asignar los costos anuales amortizados entre ellos mismos.

---

<sup>3</sup> Siguiendo el anexo 16 de los “Procedimientos para la programación de la operación del despacho de cargas y el cálculos de precios,” versión XX de CAMMESA, que recopila los decretos y resoluciones reglamentarios de la Ley 24065 “Los procedimientos”.

Una forma de financiamiento bajo este sistema puede ser la utilización de recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico (FEDEI). La provincia (o el organismo que esa provincia asigne) que requiera de una ampliación de la capacidad del sistema de transporte puede hacerlo, bajo este régimen, con una transportista mediante el contrato COM, aunque este puede ser suscripto con contrapartes diferentes para la construcción, operación y mantenimiento. Los términos para el uso de estos fondos dependen de la reglamentación específica que maneja el Consejo Federal de Energía.

El método de “Concurso público” es utilizado en expansiones de envergadura. Mediante el mismo un agente, o grupo de agentes, del mercado eléctrico mayorista puede solicitar el proyecto de ampliación. En éste debe constar que el solicitante participe en los beneficios de la misma en un 30% del total que se produce en el “área de influencia”. Las ampliaciones ejecutadas a través del procedimiento de concurso público son solventadas por todos los “beneficiarios<sup>5</sup>” del área de influencia de tal ampliación, en proporción a los beneficios de cada agente. Por beneficiarios del área de influencia se entiende al grupo usuarios de las redes que harán uso de la expansión. Para calcular estos beneficiarios y su participación en los votos se utiliza una de las variantes del método *MW-mile* denominado “áreas de influencia” (en el capítulo II se desarrolla el método).

Es posible integrar la solicitud con una oferta de contrato COM por un canon anual constante o con una propuesta de canon máximo<sup>6</sup>. La determinación acerca de la realización, o no, de la inversión surge de la votación de los beneficiarios de la ampliación. CAMMESA debe realizar una identificación de estos beneficiarios y determinar la participación de los mismos en la votación de la respectiva ampliación, en tanto el ENRE realiza la evaluación social del proyecto<sup>7</sup>.

Los pasos establecidos para computar los votos son: i) determinación de los beneficiarios de la ampliación, ii) cálculo del factor de participación de cada beneficiario, iii) asignación del canon anual a cada beneficiario y iv) participación de cada beneficiario en la

---

<sup>4</sup> Con este método se puede requerir una limitación al principio de Acceso abierto: los solicitantes de una ampliación destinada al abastecimiento de demandas de energía a partir del SADI a través de una línea radial podrán solicitar al ENRE el otorgamiento de prioridad de acceso a la misma frente a terceros (Anexo 16 de los Procedimientos –Cammesa, 2006).

<sup>5</sup> “beneficiarios” se utiliza en el sentido de la regulación y no para indicar a los agentes que ven modificadas sus condiciones económicas por la realización de una ampliación, salvo que se especifique lo contrario.

<sup>6</sup> En ambas opciones el período de amortización es de quince años, pero es posible que sea otro con conformidad del ENRE.

<sup>7</sup> En la evaluación que realiza el ENRE de las solicitudes se establece una comparación entre el valor presente de los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico con las modificaciones derivadas de la ampliación y el valor presente de los costos de operación y mantenimiento del respectivo sistema sin dichas modificaciones.

votación. Una vez asignada la participación entre nodos, debe repartirse la utilización de la línea entre los usuarios de cada nodo.

Luego se llama a una Audiencia pública donde pueden presentarse oposiciones a la solicitud de ampliación. Si la oposición está realizada por agentes que constituyen más del 30% de los beneficiarios, el ENRE debe rechazar la solicitud. Alternativamente, si ésta no es rechazada, el ente regulador otorga el certificado de conveniencia y necesidad pública. Asimismo, al obtenerse la autorización se realiza una licitación pública para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación propuesta<sup>8</sup>. Recién, una vez construida la ampliación, CAMMESA determina el costo anual total a pagar de cada beneficiario, y con tal fin, el retorno sobre el capital invertido es dividido por el período de amortización.

El canon pagado por los usuarios es reasignado mediante el método de Área de Influencia y si las restricciones de capacidad de transporte de un determinado corredor del sistema generan precios locales, los que soliciten la ampliación por concurso público con el objetivo de reducir dichas restricciones pueden solicitar al ENRE la utilización de los fondos SALEX (Subcuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte) de ese corredor, siendo posible que éste subsidie hasta un 70% de la línea<sup>9</sup>. Los fondos SALEX surgen de la diferencia de precios nodales cuando la línea está congestionada, descontando la diferencia correspondiente a las pérdidas de energía (ver ecuación (I.4)).

Nos concentraremos ahora en dos de los elementos fundamentales a revisar: el método de áreas de influencia y la utilización de la cuenta SALEX. Otros aspectos que pueden haber afectado las decisiones de inversión fueron el sistema de votación en las audiencias, las estimaciones de demanda presentadas por los agentes interesados, el valor estimado de las obras (Chisari, Dal-Bó y Romero, 2001; Littlechild y Skerk, 2004a).

### **3.2. Fondos SALEX**

Los beneficios relacionados con congestión de red no son pagados a las concesionarias de la transmisión sino que son acumuladas en los fondos SALEX (Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte). Lo depositado es destinado para los corredores de transmisión, y es utilizado para reducir lo que los beneficiarios de un nuevo proyecto deben pagar durante el período de amortización, es decir, el fondo reduce los cargos a los usuarios de una nueva línea<sup>10</sup>. En caso de existir más de una expansión bajo amortización en el mismo

---

<sup>8</sup> El solicitante de la ampliación (no siendo transportista o transportista independiente) suscribe el contrato COM con el oferente que presente la mejor oferta económica.

<sup>9</sup> Ver Anexo 16 de “Los Procedimientos” (Cammesa, 2006).

<sup>10</sup> Este sistema fue creado mediante Resolución SE 274/94.

corredor, ENRE determina que parte de los fondos se destina a cada obra. En ningún caso los fondos SALEX distribuidos pueden exceder el 70% del total del costo del proyecto<sup>11</sup>.

En la medida que el fondo SALEX crece en los corredores congestionados, aún en aquellos que no justifican una expansión, aparecen presiones en el uso del dinero para la construcción. Pero como no todas las expansiones son económicas, hay que verificar la disposición a pagar de los beneficiarios y no la disponibilidad de los fondos en esta cuenta.

De acuerdo con la regulación<sup>12</sup>, los fondos que se originan por Recaudación Variable por Precio Local de Energía (en términos del nuestro modelo de despacho es la recaudación proveniente de la ecuación (I.4)) se acumulan en la cuenta SALEX. Los fondos son asignados a sub-cuentas por corredor<sup>13</sup>. Los corredores definidos en el MEM aparecen en el Box I-1.

#### **Box I-1: Corredores del sistema de transporte del MEM**

**Corredor Comahue – Buenos Aires (COM-BUE):** Alicurá-Piedra del Águila, Piedra del Águila-Chocón Oeste, Chocón Oeste-Choele Choel, Choele Choel-Bahía Blanca, Bahía Blanca-Olavarría, Olavarría-Abasto, Abasto-Rodríguez, Cerrito de la Costa-Planicie Banderita, Chocón-Puelches, Puelches- Henderson, Henderson-Ezeiza.

**Corredor Centro – Litoral (CEN-LIT):** Rosario Oeste-Almafuerte.

**Corredor Centro – NOA (CEN-NOA):** Almafuerte-Malvinas Argentinas, Malvinas Argentinas-Recreo, Recreo–El Bracho.

**Corredor Centro – Cuyo (CEN-CUY):** Almafuerte-Embalse, Embalse-Río Grande, Río Grande-Gran Mendoza.

**Corredor Rincón de Santa María – Litoral (RIN-LIT):** Rincón de Santa María-Resistencia, Resistencia- Romang, Romang-Santo Tome, Rincón de Santa María-Salto Grande, Santo Tomé-Salto Grande, Santo Tomé-Rosario este.

**Corredor Salto Grande – Buenos Aires (SAL-BUE):** Salto Grande-Colonia Elía, Colonia Elía-Campana, Campana-Rodríguez.

**Corredor Litoral - Buenos Aires (LIT-BUE):** Rosario Oeste-Rodríguez, Rodríguez-Ezeiza, Rosario Oeste–Ramallo, Ramallo-Villa Lía, Villa Lía-Rodríguez.

El saldo de cada una de las Subcuentas está afectado a inversiones en ampliaciones para reducir o eliminar las restricciones de transporte en el corredor correspondiente. En la Tabla I-1, se presentan los saldos correspondientes a cada corredor (que incluyen también intereses devengados) en 2005.

La asignación específica de estos fondos hacia inversiones en el mismo corredor donde fueron recaudados genera inconvenientes al no considerar los efectos de red de las inversiones. Este criterio podría tener sentido en una red mallada, que no es justamente el caso de la red de

<sup>11</sup> El costo total es el valor presente de la oferta ganadora del concurso público más los fondos que fueron adelantados por SALEX.

<sup>12</sup> Ver Anexo 18 de los procedimientos (Cammesa, 2006)

<sup>13</sup> Se entiende como “Corredor del Sistema de Transporte de Alta Tensión”, a un conjunto de líneas de transporte de energía eléctrica que vinculan regiones eléctricas entre sí o áreas geográficas entre sí.

alta tensión en la Argentina. En otras palabras, no es posible asignar fondos SALEX a un corredor que no existe, y que podría ser importante para mejorar la calidad de suministro, ya que como la línea no existe el modelo no le asigna remuneración por congestión.

**Tabla I-1: Fondos SALEX acumulados por corredor**

(en miles de pesos corrientes)

Corredor	Saldo al 31-dic-2005
Comahue – Buenos Aires	234 370,7
Centro – Cuyo	272,8
Centro – Litoral	1 575,1
Centro – NOA	467,3
Litoral – Buenos Aires	107,1
Rincón Santa María – Litoral	1 886,9
Salto Grande – Buenos Aires	92,0
	<b>238 771,9</b>

Fuente: CAMMESA

### 3.3. Ejemplo de funcionamiento del mecanismo de Concurso Público

#### 3.3.1. El rol del método de áreas de influencia y los Fondos SALEX

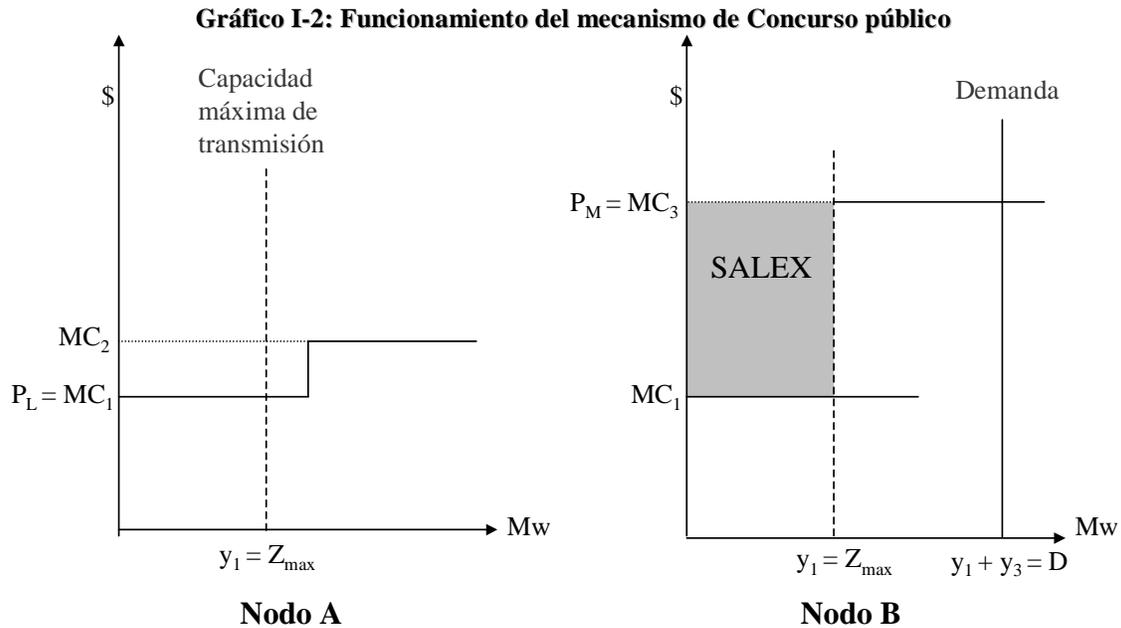
El funcionamiento de la cuenta SALEX es ilustrado a través del siguiente ejemplo tomado de Chisari, Dal-Bó y Romero (2001). En la normativa se considera como Beneficiario de la ampliación del Sistema de Transporte a cualquier usuario que, dada la ampliación considerada, al aumentar su generación (en caso de ser generador) o su demanda (en caso de ser un distribuidor o un gran usuario) produciría un aumento en el flujo de la línea en cuestión. Esto está ligado con el método de Área de Influencia, de acuerdo con el cual cualquier agente del sistema debe financiar proporcionalmente si con una acción marginal modifica las condiciones operativas del transporte<sup>14</sup> (ver Capítulo II para los detalles del método de cálculo de las áreas de influencia).

Existen dos nodos: A y B conectados por una línea. La línea tiene una capacidad máxima  $Z_{\max}$ . En el nodo A se encuentran dos generadores baratos: 1 y 2, y en el nodo B se encuentra un generador caro: 3. Toda la demanda está localizada en el nodo B, que es considerado nodo de referencia. Se supone que la Demanda es mayor a la capacidad de la línea ( $Z_{\max} < D$ ).

La demanda total en B se satisface con la producción barata del nodo A ( $Z_{\max} = y_1$ ) y el resto se cubre con generación en el nodo B ( $y_3 = D - y_1$ ). El precio local del nodo A es igual al

<sup>14</sup> Ver Pérez Arriaga et al. (1995).

costo marginal máximo de generación en la región ( $P_L = MC_1$ ). El precio de mercado es  $P_m$ , que es el precio en el nodo B, y es igual al costo marginal ( $P_M = MC_3$ ).



*Fuente: elaboración propia.*

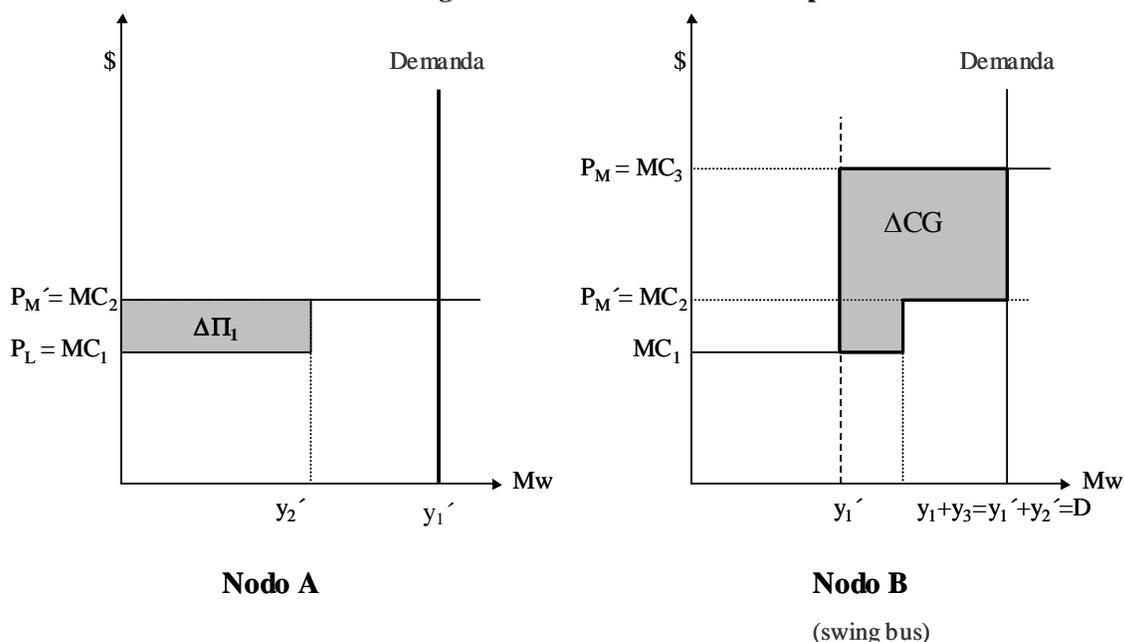
Como los costos marginales son iguales a los precios, los nodos no tienen beneficios extraordinarios. La suma de dinero que paga B por la energía importada no es remitida al nodo A sino a la cuenta SALEX. De esta manera los consumidores pagan  $P_M$  y los productores de A reciben  $P_L$ , por lo tanto  $(P_M - P_L) y_1$  es destinado a la cuenta SALEX.

Si la capacidad de la línea se extiende, se producen cambios significativos en el despacho eléctrico y en el precio.

La capacidad máxima aumenta ( $y_1'$ ) y el resto de la producción que satisface la demanda la satisface la firma 2 ( $y_2'$ ). Si no hubiera restricción en la línea el precio sería igual en ambos nodos ( $P_M' = MC_2$ ). Dado que el costo marginal del generador 2 es menor al generador 3 (pero mayor al generador 1) la inversión resulta en una reducción de precios en el nodo de la demanda y un incremento de precios en el nodo de producción.

Los primeros beneficiados por la inversión son los consumidores que pagan menos por la energía, permitiendo un incremento en el excedente del consumidor ( $\Delta EC = (P_M - P_M')D$ ). El segundo beneficiario es la firma 1, porque aumenta el precio en el nodo A, pero no el costo marginal de su producción, entonces consigue el beneficio  $\Delta \Pi_1 = (P_M' - P_L)y_1'$ . La firma 2 y la firma 3 permanecen indiferentes ya que en ambos casos no reciben beneficios extraordinarios y la cuenta SALEX queda en cero después de la inversión.

**Gráfico I-3: Régimen de votación de Concurso público**



Fuente: elaboración propia.

Para calcular el beneficio neto social es necesario entonces comparar los beneficios (el excedente del consumidor y los beneficios de la firma 1) contra los costos (los pagos de la cuenta SALEX). Los beneficios sociales (BS) son iguales a la reducción en los costos generados (CG):

$$(I.5) \quad \Delta CG = - (MC_3 - MC_1)(y_1' - y_1) - (MC_3 - MC_2)y_2'$$

Esto se aprecia en el Gráfico I-3.

La inversión será realizada si los beneficios exceden a los costos. Los generadores 1 y 2 estarían involucrados en la votación<sup>15</sup> del proyecto y en el financiamiento del proyecto en una proporción que guarde relación con la participación esperada de cada firma en la generación total de energía en el nodo A si la inversión es hecha. El generador 2 no obtiene beneficios después de la inversión, por lo tanto, si tuviese que realizar un pago para que se lleve a cabo la inversión, votaría en contra de la misma. Si la producción del generador 2 representa al menos el 30% de la producción en el nodo después de la extensión, la firma puede practicar su poder de veto y parar el proyecto. La posibilidad de querer y poder parar la extensión no considera los beneficios totales que pueden ser ganados en la inversión. Un proyecto socialmente óptimo puede ser vetado mediante este mecanismo.

<sup>15</sup> El generador 1 aumentaría el flujo porque la restricción  $y_1 = Z_{\max}$  lo dejó operando con capacidad excedente.

El otro participante de la votación es el generador 1 y su voto depende de las ganancias esperadas de la extensión y su relación con el pago que la firma debe realizar después de la inversión. Si el beneficio es mayor, entonces la decisión va a depender del voto de la firma 2. Si la firma 2 no representa al menos el 30% de los votos, la inversión será llevada a cabo. Si, por el contrario, el pago de la firma 1 es tan grande que supera los beneficios, la firma 1 acompañara la decisión de la firma 2 de vetar el proyecto.

Con este ejemplo se pudo comprobar que el presente régimen de votación de Concurso Público no garantiza la aprobación de un proyecto socialmente óptimo. La primera razón es que el interés de los consumidores no está representado, ya que para calcular los votos sólo se tomaron en cuenta las participaciones esperadas en el nodo exportador (Nodo A) y no las del nodo de demanda (Nodo B)<sup>16</sup>, y la segunda es que la participación en los votos está basada en una medida de uso de la línea y no en los beneficios económicos resultantes de la inversión.

### ***3.4. Implementación del mecanismo de Concurso Público: El caso de la Cuarta línea Comahue-Buenos Aires***

El funcionamiento del mecanismo de Concurso Público en la práctica es bien representado por el caso del Proyecto de la “Cuarta Línea”. Este proyecto es emblemático al momento de explicar los problemas de la regulación con respecto a las inversiones en redes de alta tensión. Al momento de la privatización, el Comahue y Buenos Aires estaban unidos por tres líneas que tenían una capacidad total de 2600 Mw de potencia promedio anual. En 1993, la capacidad total de generación era de 3870 MW de los cuales 3500 MW eran capacidad de las plantas hidroeléctricas.

La necesidad de la cuarta línea se vio reflejada en una primera audiencia pública (febrero 1995) motivada por la presentación de un proyecto (septiembre 1994) por parte de agentes considerados beneficiarios (H. Alicurá y H. EL Chocón; luego se adhirió Turbine Power) que fue vetado por otros beneficiarios (H. Piedra del Águila, H. Cerros Colorados y C.T. Alto Valle; luego se adhirieron Capex y C. Neuquén). El canon promedio anual estimado era de us\$ 59.8 millones.

Finalmente se aprobó un refuerzo a las líneas existentes que junto con la mejora de los elementos de control y estabilización eléctrica fueron llevando paulatinamente la capacidad del corredor a 3300 MW hacia 1999. Tomando como referencia este último nivel, la construcción de la cuarta línea aumentaría la capacidad del corredor hasta 4600 MW durante el periodo de demanda máxima.

---

<sup>16</sup> El ejemplo se construyó así para representar el mecanismo. En el capítulo II se introduce una solución a este problema.

En mayo de 1996, se presentó una nueva solicitud de ampliación, aunque entonces con una cantidad de votos superior al 70%, lo que eliminó posibilidad de veto. El Canon estimado era de us\$ 43.7 millones. Entre la primera y la segunda presentación se produjeron dos modificaciones a la normativa. Primero, se introdujo un canon máximo: si ninguna oferta en la licitación es menor a dicho canon, la inversión no se lleva a cabo. Segundo, se permitió usar los fondos de la cuenta SALEX como anticipo del pago de amortizaciones. En ese momento la subcuenta SALEX correspondiente a este corredor contaba con alrededor de us\$ 80 millones.

Una vez definidos los aspectos técnicos se llamó a una segunda Audiencia Pública (septiembre 1996). Apareció entonces un problema de conflicto de intereses por el rol que jugaba Transener como operador de las redes existentes, otorgante de la licencia técnica y potencial oferente. En particular, Litsa-Cartelone, un posible transportista independiente, brindó diversos argumentos (técnicos, económicos e incluso impositivos) en contra de la participación de Transener en la licitación. En octubre de 1996, el ENRE aprobó la solicitud de ampliación y otorgó el certificado de Conveniencia y Necesidad Pública. Sin embargo, la disputa entre los posibles transportistas siguió hasta último momento.

Se presentaron cuatro oferentes, todos con ofertas menores al canon máximo. Esta participación despejó las dudas sobre supuestos problemas de financiación que podrían aparecer con el esquema de Concurso Público. El consorcio en el que participaba Transener como operador resultó ganador, con una oferta anual de us\$ 24.5 millones, sustancialmente inferior al canon máximo estimado. El segundo oferente, Litsa-Cartelone, hizo un oferta muy cercana us\$ 25.0 millones. Adicionalmente, a ese momento el fondo acumulado en la cuenta SALEX ya era aproximadamente de us\$ 100 millones. El valor presente neto final de esta inversión fue de us\$ 115.3 millones, claramente inferior al correspondiente al canon máximo estimado que era de us\$ 274.7 millones.

El ENRE se manifestó preocupado acerca de las reglas utilizadas, ya que ésta era la primera prueba que debía enfrentar el mecanismo de expansión por concurso público. Algunas de las principales dificultades según el organismo fueron: i) la metodología en la determinación de los beneficiarios, basado en el criterio de Áreas de Influencia, que ocasionaba situaciones inequitativas que podrían derivar en errores; ii) la disponibilidad de los fondos SALEX debía ser más clara; iii) la ley fallaba en especificar la extensión de monopolio asegurado a las compañías de transmisión y las posibilidades de introducir la competencia; iv) se debía establecer más específicamente las reglas y obligaciones de los beneficiarios, incluyendo el rol de ENRE con respecto a las fondos SALEX.

La mayoría de las dificultades que identificó el ENRE fueron, básicamente, relacionadas con los procesos, por tal motivo, esto reflejó problemas con el método de concurso público. Sin embargo, en parte estas dificultades era lógico que aparecieran al momento de realizar por primera vez una inversión de envergadura, y no necesariamente reflejaban problemas estructurales. Tal es el caso de la información sobre disponibilidad de los fondos o el rol del ENRE con respecto a los Fondos SALEX.

Littlechild y Skerk (2004a) sostienen que la demora en la aprobación de Cuarta Línea no estuvo relacionada al sistema de concurso público, sino que reflejó costos de transacción e incertidumbre, particularmente en lo relacionado al rol de la empresa establecida (Transener) más que a problemas entre los participantes<sup>17</sup>.

Littlechild y Skerk (2004a) se preguntan si la Cuarta Línea resultaba económicamente viable y algunas de sus conclusiones son las siguientes: i) al realizar cada generador su propio modelo, y al ser estos muy sensibles a los supuestos, cada uno tenía un resultado diferente. Los generadores que en un principio votaron en contra del proyecto no tenían objeciones en cuanto a la expansión de la capacidad, pero sus cálculos resultaban en valores presentes negativos; ii) cuando el proyecto fue presentado, en 1995, el ENRE no había determinado los beneficios de la disminución de los precios para el público; iii) el ENRE no tenía los recursos para realizar su propio modelo de cálculo de valor presente; iv) en 1996, utilizando el modelo de CAMMESA se encontró que los beneficios eran positivos o negativos según los supuestos realizados, este caso se encontraba en el límite, por lo que un año antes, en la primera audiencia pública, es muy probable un escenario negativo.

Por todo esto, Littlechild y Skerk (2004a) argumentan que la inclusión de la opción de esperar podría haber demostrado la ventaja de diferir la inversión del año 1995 al 1996. Por ello, el concurso público no habría fallado por demorar una importante inversión, sino que fue beneficioso al retrasar una inversión no económicamente viable. Sin embargo, este argumento está basado en apreciaciones cuantitativas poco robustas y sin realizar una evaluación social del proyecto.

A continuación se presentan algunos comentarios adicionales sobre los problemas con el mecanismo de decisión.

---

<sup>17</sup> De hecho, subsisten todavía discusiones sobre el papel de Transener como supervisor de la calidad del sistema de transporte. Por el lado de los restantes operadores existen quejas con respecto a la ventaja que tendría Transener por no tener entre sus costos el pago de la tasa de supervisión. Por el lado de Transener se observa que las multas que debe pagar ante fallas de los restantes operadores no estarían compensadas por la tasa de supervisión (regulada) que debe cobrarles.

### 3.5. *Comentarios sobre el diseño del mecanismo de Concurso Público*

La insuficiencia de incentivos a la inversión por parte de los reguladores sería ocasionada por:

- ❑ Las reglas de inversión que no incluyen mecanismos para reducir la información asimétrica entre el regulador y la firma regulada o los usuarios porque ellos implícitamente asumen que el regulador tiene rigurosa información del sector. En otras palabras, el regulador no está preparado para tratar con comportamientos oportunistas.
- ❑ Algunas reglas de precios e inversiones no están formuladas correctamente y no proporcionan reacciones apropiadas de los usuarios o inversores potenciales.

También se puede mencionar el comportamiento estratégico y problemas de información. El doble rol dado a los consumidores de servicios de transmisión en el proceso de inversión puede producir comportamientos ambiguos. La necesidad del uso estratégico del veto puede ser eliminado permitiendo que algunos proyectos compitan por una expansión de capacidad de red dada. Una solución a este problema requiere la prohibición de los usuarios a invertir o un cambio en la forma de identificar a los beneficiarios y a la asignación de costos.

Con respecto al sistema de votaciones se puede mencionar que: en una votación de club, en el que los votantes fueran empresas, una regla de la unanimidad o de veto (absoluta o relativa) tendería a reconocer el valor del capital hundido por cada una de las firmas, un principio de ponderación diferente al perseguido con una cláusula de acceso abierto.

Con acceso abierto en su sentido más estricto, el mecanismo de votación actual probablemente carecería de sentido. El sistema queda condicionado por su estructura ex-ante, en tanto que un principio de acceso abierto que contemplara únicamente los intereses de los consumidores debería apreciar la situación ex-post: el capital hundido no jugaría rol, sería simplemente un costo fijo reasignable.

Pero admitido el método de votación, deben sopesarse los costos relativos de cada unidad porcentual agregada o quitada para admitir el veto. Si el porcentaje requerido para el veto es demasiado bajo, quedarán favorecidas las minorías que podrán ejercer poder monopólico sobre el resto, resultando esto en una ampliación menor que la óptima para el sistema. Si el porcentaje es grande, las minorías pueden ser potencialmente explotadas cargando con costos que no les corresponden; este caso sería menos probable en el contexto actual del sistema eléctrico, teniendo en cuenta que se carga con los costos de acuerdo con la participación en el uso.

Otro de los aspectos a tener en cuenta es que la consistencia de las decisiones individuales no necesariamente implica la de las decisiones de grupo. Este resultado es conocido en economía y tiene consecuencias tanto en términos de la optimalidad de las decisiones, como de su estabilidad. La regla de decisión más adecuada desde el punto de vista

social requiere casi siempre de algún tipo de ponderación de la distribución de las ganancias y las pérdidas entre los integrantes de la economía.

Si se estipula que los proyectos deben ser aceptados cuando la ganancia social neta es positiva, casi siempre se hace referencia a un cálculo de beneficios y pérdidas monetarios que se suman y restan para obtener un valor neto positivo. Se confía implícitamente en que por algún mecanismo el sistema se encargará de compensar a los perdedores, para poder acceder a una situación mejor para el agregado.

Admitiendo entonces que no hay razones para suponer que las pérdidas o ganancias de algunos son más importantes que las de otros, el método razonable de evaluación económica de proyectos es el de maximizar el llamado Excedente Social o Bienestar Social: la suma del beneficio económico de los usuarios y de los productores (generadores, distribuidores y transportistas).

El método de Áreas de Influencia es utilizado para definir el grupo de decisión acerca de las ampliaciones (quién debe decidir) sobre la base de un criterio de incumbencia ingenieril, no sobre la base de capacidad contributiva según el beneficio económico. Establece así una “oligarquía” de votantes dentro de la comunidad de agentes en el sistema en el momento de la decisión. Por construcción elimina de la votación a los usuarios finales, muchos de los cuales pueden llegar a tener beneficios significativos de ampliaciones contingentes a la decisión de esa oligarquía.

De acuerdo con el método de áreas de influencia, si el aumento de la oferta o demanda de un usuario particular aumenta el uso de una nueva línea, entonces el usuario debería ser designado como beneficiario. El método de áreas de influencia no identifica a los beneficiarios ubicados en el “nodo de referencia del sistema” y por lo tanto falla tanto en la identificación de beneficiarios como en la medición de la participación en los beneficios de los usuarios.

El problema fundamental con el método en sí mismo es de índole técnica. En particular, la elección del nodo de referencia en el caso argentino (nodo Ezeiza) hace que la demanda del área del Gran Buenos Aires no participe de la votación. Esto puede ser fácilmente subsanable con una pequeña variación al método que se presenta en un capítulo posterior.

Un aspecto de menor relevancia que se puede resaltar es la presentación del proyecto, en el régimen actual sólo pueden hacerla quienes reúnan el 30% de los beneficios calculados en el punto anterior. Quienes proponen la ampliación por Concurso Público deben proveer los estudios correspondientes -Contrato COM y evaluación que les acredite al menos un 30% de los votos- los que seguramente implican un costo, y entonces puede existir un sesgo en términos de esperar que la ampliación sea propuesta por otros. De esta manera a todos los

integrantes del sistema les podría convenir esperar que la propuesta sea realizada por los demás; se trata entonces de un problema de "diseño de mecanismo", originado en el hecho de que las preferencias de los agentes no son directamente observables. El problema se resuelve si los agentes cooperan y preparan juntos la propuesta. Pero eso supone que los costos de coordinación son suficientemente pequeños. También podría mejorarse el incentivo a proponer una ampliación si cuando ésta es aprobada los costos de elaboración del proyecto son recuperados por el proponente (sumando un cargo al canon que paga el resto). Se premiaría así la elaboración de proyectos eficientes de ampliación.

#### **4. Métodos alternativos para decidir inversiones**

Desde inicios de la reforma han aparecido una serie de mecanismos alternativos a los sistemas mencionados anteriormente. Algunos de los diseños no han pasado de ser propuestas. En otros casos han alcanzado a ser incluidos en Resoluciones o Decretos, de los cuales algunos llegaron a implementarse y otros directamente no fueron puestos en práctica.

En esta sección se presentan algunos sistemas alternativos con diferente grado de participación del sector privado. En particular, nos concentraremos en la utilización de Derechos Financieros de Congestión y los Foros regionales de decisión de inversiones en transporte, el esquema de inversiones en redes de transporte de gas natural y el Plan Federal de inversiones. En todos los casos, se presentan primero las características generales de los correspondientes regímenes y luego se realizan comentarios sobre los mismos.

##### **4.1. *Derechos financieros de Congestión<sup>18</sup> e Inversiones a riesgo***

La historia de los derechos podríamos decir que comienza con Hogan (1992) con la definición de los derechos de capacidad (*contract networks*) que tienen en cuenta explícitamente la no direccionalidad de los flujos. Luego sigue con Oren, Spiller, Varaiya y Wu (1994) que replican los derechos de capacidad con instrumentos financieros. Posteriormente, Chao y Peck (1996) introducen derechos de propiedad de la red e implementan un sistema de reglas de *trading* para reconocer las externalidades de red que permite establecer los precios nodales a partir de comercio bilateral.

Los Derechos Financieros de congestión (DFC), dan a los tenedores una participación en los pagos por congestión cuando la restricción de red es operativa. Los generadores no necesitan estos derechos financieros para salir despachados, pero si no cuentan con ellos deben

---

<sup>18</sup> La implementación de un sistema de DFCs fue propuesta por NERA en el año 1998 como resultado de un análisis muy superficial del sistema de Concurso Público.

pagar la congestión a los correspondientes tenedores<sup>19</sup>. Entonces, lo que se trata es de la asignación de los derechos de congestión que se recaudan a partir de la ecuación (I.4).

Los DFCs permiten un despacho eficiente, ya que no afectan los precios propuestos por los generadores, ni tampoco modifica el criterio de acceso abierto al sistema de transmisión. Asimismo, sus propietarios son compensados independientemente de si utilizan o no el sistema de transmisión, asegurando además que quién paga por el uso de las líneas obtenga beneficios (con o sin congestión).

En cuanto a la forma de comercialización, los DCTs pueden ser comprados y vendidos en mercados secundarios, como instrumentos financieros. Los participantes que tienen DCTs que excedan sus requerimientos transaccionales cubiertos van a recibir todavía el costo de oportunidad de la transmisión de capacidad que implícitamente hicieron disponible para alguien más.

Con respecto a los efectos de la inversión, Bushnell y Stoft (1996) muestran que la inversión que se realizaría con un sistema de derechos financieros sería menor que la correspondiente desde el punto de vista de la sociedad. Es decir, el esquema daría como resultados inversiones socialmente sub-óptimas. Estos autores muestran varios resultados: i) si los Derechos representan el despacho agregado, el beneficio neto de los usuarios de la red no puede disminuir con un cambio en los precios; ii) si se requiere que los Derechos sean factibles, entonces el máximo valor de esos Derechos igualará el excedente generado por operar el mercado *spot*; iii) si los Derechos son equivalentes al despacho inicial y son asignados de acuerdo a la regla de factibilidad, entonces el valor de los nuevos contratos no será mayor que el cambio del bienestar social; iv) si cada agente del sistema es tenedor de derechos en número equivalente a su propio despacho, entonces la asignación de Derechos bajo la regla de factibilidad asegura que ninguno puede beneficiarse de realizar una inversión de red que reduce el bienestar social; v) los Derechos no capturan externalidades positivas puesto que los beneficios que ven los inversores individuales son menores que los beneficios para la totalidad del sistema; vi) son una potencial barrera a la formación de coaliciones para inversiones conjuntas.

Para el caso argentino, NERA (1998) menciona varias ventajas. Primero, cuando la línea está congestionada pocos son los beneficios para los usuarios (en particular los generadores), ya que la mayoría de estos se dirigen al fondo SALEX para beneficiar a futuros generadores

---

<sup>19</sup> Existe cierta controversia sobre las propiedades de un “Pool” basado sobre declaraciones de precios y derechos financieros vs. Mercado de contratos bilaterales con derechos físicos. Chao y Peck (1996) muestran que bajo condiciones de competencia perfecta ambos sistemas son iguales.

que entren al sistema. Segundo, existe una mayor disposición a pagar por una línea dado el aumento de los beneficios que esperan recibir luego de la implementación de los DCTs. Tercero, aumenta el número de coaliciones que se formarían, en tanto disminuye el número de coaliciones bloqueadoras. Cuarto, estos derechos también aseguran que los proyectos económicos se realicen ni bien sean viables, evitando esperar a que los fondos SALEX lo realicen.

Sin embargo, para que estas ventajas tengan lugar, se parte del supuesto de que el mercado relevante es competitivo. Los mercados relevantes geográficos en presencia de congestión en el sector eléctrico pueden ser muy estrechos. Inclusive en el mercado de generación en la Argentina hacia fines de los noventa dos grupos económicos (aún tomando el mercado nacional) contaban con una participación de mercado cercana al 45% . Romero *et al.* (2001).

Joskow y Tirole (2000) establecen un modelo simple con congestión en un sistema reestructurado con generadoras no integradas y no reguladas. El despacho, basado en declaraciones de precios, es manejado por un operador independiente. El caso más simple considera dos nodos, norte y sur, con generación barata y cara respectivamente. La demanda está ubicada en el sur. No hay pérdidas y no se considera *revenue reconciliation*<sup>20</sup>. Sin poder de mercado en generación los Derechos Financieros no afectan los precios de la energía o la asignación de recursos. En cambio, con poder de mercado en el nodo caro, el precio en el Sur es más alto que en competencia y en el Norte las cosas quedan igual. La diferencia de precios nodales con respecto al caso competitivo es mayor y por lo tanto mayor la renta de congestión.

Considerando el impacto de la propiedad de los derechos financieros sobre el poder de mercado, si el monopolista del Sur posee los derechos financieros, ¿incrementa esta situación su poder de mercado? El monopolista tiene dos tipos de ingreso: i) por energía y ii) por congestión. Joskow y Tirole (2000) demuestran que esta configuración del mercado permite aumentar adicionalmente el poder de mercado del monopolista del Sur<sup>21</sup>.

Pero hay algo muy importante en el análisis. Es preciso conocer la asignación inicial y cómo es el mecanismo de adquisición de los derechos.

Por otro lado, Léautier (2001) enfatiza la relación entre poder de mercado de los generadores y ampliaciones de red en un sistema descentralizado. Uno de los resultados más

---

<sup>20</sup> Diferencia entre costos medios y marginales en condiciones de monopolio.

<sup>21</sup> Adicionalmente, con la inclusión del fenómeno de loop flow los cálculos se complican, dependiendo de los costos y estructura de mercado en cada uno de los nodos junto con la localización de las restricciones de las líneas, la posibilidad de aumentar el poder de mercado afectando el valor de los Derechos Financieros se torna ambigua.

importantes que obtiene es que las autoridades de política deberían hacer uso de las ampliaciones de red para incrementar la competencia en generación. Por otra parte muestra que los generadores tendrían incentivos para no expandir la red ya que la pérdida de poder de mercado local más que compensa el acceso a nuevos mercados.

Por otra parte, los DCTs reducirían el atractivo de los contratos privados, pero no necesariamente resuelven el problema de incentivos de las compañías distribuidoras de invertir en transmisión. Las distribuidoras tienen poco incentivo a pagar por una línea si los beneficios correspondientes son para los consumidores y no reducen suficientemente las multas (o los costos de generación forzada que deben afrontar) que deberían pagar.

Además NERA (1998) correctamente alerta que la utilización de DCTs mitiga los problemas del método de Área de Influencia pero no lo resuelve por completo.

Adicionalmente, los derechos negociables están normalmente orientados a resolver el problema financiero, no el económico, con un mecanismo complejo y de resultados poco predecibles.

Además de estos aspectos teóricos es importante hacer referencia a problemas que pueden aparecer al momento de su implementación. La implementación de un sistema basado en derechos es muy costosa. Por lo tanto, cuando hay fondos públicos involucrados, no queda claro el beneficio social de este tipo de reforma, vis a vis otros proyectos públicos. Por otro lado, hay que tener en cuenta los costos de negociación de estos derechos. Si bien hay mecanismos de reducción de los mismos a través de la regulación del alquiler, esto traería a su vez un aumento de los costos de monitoreo de la agencia regulatoria.

Aunque NERA<sup>22</sup> sostuvo la existencia de distorsiones en ausencia de derechos, no estableció como éstas operaban en la práctica en Argentina, como tampoco es claro que cualquier inversión económica haya sido descartada o demorada por la ausencia de estos derechos en el país (Littlechild y Skerk, 2004b). Las recomendaciones resultaron atractivas para el Gobierno de ese momento, que insistía con reforzar la toma de decisiones basada en el mercado. Como se verá en los comentarios no parece ser éste el camino más adecuado para inversiones en redes de transmisión.

A finales de 1998, se inició una segunda ronda de reformas, que culminó con las Resoluciones 543/99 y 545/99, donde se incluyeron los derechos de transmisión para los nuevos inversores denominados “Derechos e Ingresos de Congestión en ampliaciones a la

---

<sup>22</sup> Lo que se esperaba del informe de NERA eran recomendaciones acerca del método de área de Influencia, pero este enfatizó la utilización de los derechos.

capacidad de transporte.” Para las líneas existentes los DCTs se asignan a las SALEX, que seguirían siendo utilizados para la expansión en transmisión.

La Resolución 543/99 también incluía otro método para las expansiones llamado “Ampliaciones a riesgo de la capacidad de transporte en el sistema de alta tensión”. Este método era el considerado prioritario. El método de inversiones a riesgo (IR) se inicia cuando un grupo de inversores se compromete a aportar el 30% del costo de una línea.

Luego, el ENRE realiza la evaluación social del proyecto y llama a una audiencia pública donde “beneficiarios” con un mínimo de 60% de los votos pueden vetar la propuesta, comparado con un 30% del método de Concurso público. Esto fue para desalentar una oposición injustificada, ya que si un inversor quiere tomar riesgo no existe una causa para detenerlo<sup>23</sup>. En realidad, con el sistema anterior podía evitar la “oposición injustificada” utilizando el método de Contrato entre Partes.

Una vez obtenida la autorización del ENRE se llama a concurso público para determinar los “comitentes inversores” quienes ofertarán su disposición a pagar por un porcentaje del canon y el factor de utilización de la ampliación. Este grupo luego se encargará directamente de gestionar los contratos de construcción. El grupo de inversores que tenga mayor porcentaje de utilización de la línea será el que reciba los derechos de congestión de la ampliación (aunque además tendrá el derecho a cobrar un peaje por el uso de terceros). Si no se logra acordar compromisos por el 100% del canon estimado (incluyendo hasta 30% de los fondos SALEX) el proyecto es desistido.

La diferencia de este método en comparación con el método de Concurso Público es que los inversores son directamente responsables de la realización de los pagos anuales a la concesionaria COM. Como contrapartida, los inversores pueden cargar a los usuarios con peajes iguales a la deuda con la concesionaria COM. El esquema fuerza a los inversores a tomar parte del riesgo acerca de la necesidad de la nueva línea, ya que pierden dinero sobre los peajes si la utilización fue menor a la esperada y tienen ganancias si la utilización es mayor.

Además, la expansión mediante este método permitía obtener hasta un 30% de los costos de construcción de la subcuenta SALEX, en caso de no recibir las ofertas necesarias. En este caso el límite es menor al método de concurso público, hasta 70%, debido a que los fondos SALEX resultaban inconsistentes con el concepto mismo de un sistema “a riesgo”.

---

<sup>23</sup> Igualmente se analizaba la existencia de evidencia presentada por los oponentes a la propuesta, si estas mostraban evidencia de que el beneficio social de la línea era negativo.

#### 4.2. *El mecanismo FREBA-FITBA*

Una propuesta para resolver el problema del financiamiento es sugerida por Abdala y Chambouleyron (1998). La propuesta sugiere que las inversiones en transmisión se decidan y realicen en un contexto totalmente descentralizado<sup>24</sup>, a través de la creación de un foro donde los agentes coordinan las decisiones y el financiamiento de las inversiones. En la Provincia de Buenos Aires a este mecanismo se lo reconoce como FREBA-FITBA<sup>25</sup>.

Estos autores intentaron resolver los problemas de identificación de beneficiarios y de financiamiento a través de un mecanismo de selección de proyectos factibles de ser financiados con un fondo fiduciario creado *ad hoc* (FITBA). El procedimiento consta, a grandes rasgos, de las siguientes etapas: i) selección competitiva de proyectos en el FREBA, ii) financiación a través del FITBA y iii) presentación al ENRE como contrato entre partes.

En resumen, lo que se busca con este foro es resolver los problemas de coordinación que surgen al momento de tomar decisiones de inversión en transmisión y resolver un supuesto problema de financiamiento. Estos dos problemas no son los fundamentales en el caso de inversiones en transmisión. De cualquier manera, como se comentará más adelante, este sistema tampoco los resuelve.

El FREBA es una asociación civil sin fines de lucro que agrupa a las distribuidoras eléctricas provinciales y municipales (Cooperativas), así como también, a grandes usuarios de la zona de Buenos Aires<sup>26</sup>. El objetivo de este Foro es estudiar, analizar, y proponer proyectos de inversión relacionados con la red de distribución troncal y de alta tensión dentro de la Provincia. A esta estructura, se le agrega un pilar más: el FITBA. Este organismo, como se ha anticipado, es un fideicomiso creado como instrumento para canalizar los proyectos de inversión en transmisión troncal. En la Tabla I-2 se detalla el papel que tiene cada uno de estos dos órganos y cómo interactúan entre sí.

---

<sup>24</sup> En este trabajo los autores mencionan que en el caso de ampliaciones por concurso público la autoridad regulatoria (SE y ENRE) determina los beneficiarios en forma centralizada. Si bien es cierto que el cálculo se realiza por CAMMESA la connotación del término “centralizado” es muy diferente a la que los autores le quieren dar ya que las decisiones son tomadas por el grupo elegido, por un criterio previamente establecido, de forma descentralizada.

<sup>25</sup> FREBA: Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires; FITBA: Fondo Inversiones transmisión de la Provincia de Buenos Aires.

<sup>26</sup> También intervienen activamente las transportistas, aunque no tienen voto dentro del foro. Los generadores no participan dado que la provincia es una importadora de energía de otras regiones.

**Tabla I-2: Proceso decisorio en el mecanismo FREBA – FITBA**

<b>Etapa</b>	<b>Descripción</b>
<b>Organización del Foro</b>	Para ser miembro del FREBA los interesados deben realizar contribuciones obligatorias al FITBA. El monto de estas contribuciones determina el derecho de voto en la asamblea del FREBA, que sirve para la elección de la Comisión de Directores (renovables cada dos años) y su brazo operativo, el Comité Técnico. La Comisión de Directores está compuesta por cinco representantes elegidos por la asamblea del Foro, mientras que el Comité Técnico se compone de siete profesionales nombrados por dicha Comisión.
<b>Proceso de selección de proyectos</b>	Se deben presentar las propuestas a la comisión técnica que evalúa los proyectos. Luego, se procede al ordenamiento de los proyectos sobre la base de los “votos económicos”, y por último se procede a utilizar el fondo para hacer frente a las inversiones más rentables, hasta utilizar la totalidad el mismo.
<b>Los iniciadores</b>	Cualquier miembro del FREBA puede presentar proyectos ante el Comité Técnico. Este organismo se encargará de realizar una evaluación preliminar. La iniciativa deberá detallar todos los aspectos técnicos relevantes. Además deberá especificar el canon anual estimado que deberá ser pagado a la compañía que resulte encargada de construir, operar y mantener la red bajo un contrato COM <sup>27</sup> .
<b>Etapa de consultas y compensaciones</b>	Una vez que la Comisión Técnica ha examinado la propuesta, la iniciativa pasa a los miembros del FREBA junto con un informe emitido por dicha Comisión. El objetivo es que cada miembro exponga sus quejas y excepciones. Para esto los miembros poseen dos mecanismos: pueden emitir una objeción o una solicitud de compensación.
<b>Selección de proyectos: la revelación de preferencias</b>	Finalmente, se decide en asamblea especial la asignación final de los costos para cada proyecto. Cada miembro destina sus fondos a cualquiera de los proyectos. El proyecto será aprobado si consigue los fondos suficientes para solventar el primer canon anual estimado. Esta asignación, compromete a los miembros a pagar cifras similares para años subsiguientes. Si el proyecto no consigue los montos necesarios para solventar las amortizaciones pasa a una ronda posterior. En esta segunda ronda los miembros del FREBA, que todavía mantienen fondos en el FITBA pueden, voluntariamente prestarles dinero para aquellos proyectos faltos de fondos. También pueden captarse fondos provenientes de aportes de inversores externos. En el caso en que el proyecto no consiga el apoyo necesario, se abre una tercera ronda donde es permitido que los iniciadores de cada proyecto asignen fondos adicionales.

*Fuente: elaboración propia.*

Los proyectos aprobados son subastados en concurso público mediante el mecanismo del contrato COM. Las subastas tienen un precio máximo constituido por el canon anual fijado por los iniciadores.

Los iniciadores tienen en última instancia la responsabilidad de firmar el contrato COM con la transportista que gane la licitación. La inversión se financia en parte con fondos de dichos iniciadores y la propuesta inicial planteaba el uso de fondos provenientes de un adicional en las tarifas para inversiones. Para garantizar que los iniciadores presentaran proyectos que tendieran a la minimización de los costos de la inversión, el *pass through* sólo cubriría parte de aquella. La pregunta obvia, y no resuelta, es en qué proporción.

Los argumentos están basados sobre dos supuestos esenciales. Por un lado, se mencionan los elevados costos de transacción y la posibilidad de *free riding* en la regulación

<sup>27</sup> Es calculado como el cargo anual, a lo largo de 10 años, descontado a una tasa fija por el FREBA.

actual que no permite la coordinación de acciones descentralizadas. Por otro lado, se sugiere que los fondos disponibles para realizar inversiones no alcanzan para financiar los proyectos de inversión necesarios.

Considerando el problema del oportunismo, no queda claro que el FREBA-FITBA reduzca los incentivos al *free riding*. Abdala y Chambouleyron (1998), intuyendo este problema, recomiendan establecer una reglamentación que obligue a grandes usuarios a participar en la financiación del canon de la capacidad remanente de las inversiones. Abdala y Spiller (2000) reconocen esta problemática en un trabajo más reciente. Mencionan el caso donde las partes con pequeños beneficios derivados de la inversión podrían tener incentivos a no participar en la coalición<sup>28</sup>.

Por otra parte, como el FREBA-FITBA sería el responsable de contratar las obras, no resulta muy claro cómo sería el mecanismo de penalización en caso que alguna de las empresas que había ofertado un canon para la obra licitada quebrara.

Con respecto al problema de financiamiento, como el ganador del concurso público del contrato COM consigue el financiamiento resulta bastante discutible el supuesto de escasez de financiamiento. Inclusive, la evidencia empírica parece mostrar que hasta el momento no ha habido problemas al respecto. Se intenta resolver un problema económico con instrumentos financieros. En este sentido, cabe mencionar el comentario de Rodríguez Pardina al trabajo de Abdala y Spiller (1998) en el ámbito de la Asociación Argentina de Economía Política:

*“...parece oportuno mencionar que en la actualidad el financiamiento de las expansiones está totalmente en manos de proveedor de la ampliación, esto es el ganador del concurso público que debe construir y operar la ampliación a cambio de un Canon anual por un período de hasta quince años. Es decir que los problemas existentes en el mecanismo de concurso público es uno de mala identificación de beneficiarios (quién debe pagar) y por lo tanto un problema económico en sentido estricto y no uno de financiamiento (en tanto quien aporta los fondos iniciales que luego serán recuperados mediante el canon).”*

Habría otros aspectos para analizar respecto a la metodología del FREBA-FITBA. Por un lado consideraciones respecto al manejo de fondos públicos y por otro lado la conciliación de los intereses privados y los consumidores en la elección de los mejores proyectos de inversión.

---

<sup>28</sup> “One area that may need further discussion is lack of agreement among parties to set up a coalition of initiators, leading to free riding problems. It is suspected that in those projects where a party has a major stake and interest in getting the project done, whereas the other(s) only receives marginal benefits, the party with the small share may try to free ride by not joining the coalition. Since insofar there are no mandatory rules of participation, there is a concern on how potential conflicts of this nature could be solved” (Spiller y Abdala, 2000, pg. 9).

Al analizar los trabajos teóricos y empíricos que hacen referencia al mecanismo en orden cronológico, se observa que la propuesta va desde una perspectiva exclusivamente privada a otra donde las decisiones son privadas pero parte del financiamiento es público.

Abdala y Chambouleyron (1998) no contiene dentro de las fuentes de financiamiento del FITBA fondos provenientes del *pass-through*, aunque sugieren que el regulador asigne los fondos acumulados en al Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte correspondientes al área de TRANSBA. Proponen dos alternativas, primero la inclusión en el FITBA como aporte voluntario y segundo, como aporte parcial de canon para los proyectos específicos que demuestren la eliminación de las restricciones que causan precios locales. Sin embargo, los autores descartan la primera alternativa por no encontrar argumentos suficientes para justificar que el regulador asigne esos fondos a proyectos privados. De cualquier manera no queda claro que el regulador sí lo deba hacer en la segunda alternativa.

Finalmente, se integró un fideicomiso con fondos de un cargo específico (*pass-through*). Correctamente, las decisiones de inversión con esos fondos no se realizan en el marco del FREBA, sino que propuestas por el gobierno. Los integrantes del FREBA pueden completar el financiamiento y participar de las mismas, con un mecanismo similar al del Plan Federal que se comentará más adelante.

En este contexto la realización de una evaluación social del proyecto por parte del regulador es crucial. La participación de los reguladores en el foro va cambiando en cada uno de los trabajos analizados. En alguno de ellos se menciona explícitamente la no inclusión de la *Golden Rule*, es decir, no se contempla como afecta la inversión propuesta a la totalidad del sistema, lo cual es inaceptable es una típica organización de red.

Por último, hay consideraciones relacionadas con la inconsistencia dinámica de la metodología. Los autores, previendo la posibilidad que algunos proyectos futuros afecten los intereses de aquellos que efectuaron inversiones con anterioridad, establecen un mecanismo de compensación parcial. Sin embargo, no queda claro cómo funcionaría este esquema cuando el potencial inversor no participa del FREBA. Esta situación señala cierta inconsistencia jurisdiccional debida a la superposición de los mecanismos de inversión en red de alta tensión nacional y provincial.

El sistema se ha puesto en práctica en la Provincia de Buenos Aires luego de la creación del FREBA, donde participan las distribuidoras y la mayoría de las cooperativas de la Provincia. En la práctica han aparecido inversiones privadas a través del FREBA que se hubieran realizado sin necesidad de tal foro. El Fideicomiso financiero comenzó a ser integrado por una modificación a la Ley de Electricidad de la Provincia que incluyó un cargo adicional

para inversiones de transporte. La decisión de las inversiones que harán uso de estos fondos no es del FREBA, lo cual es correcto ya que no está representado el gobierno y se trata de utilización de fondos públicos. De hecho, recientemente el gobierno de la provincia ha presentado el plan de obras prioritarias de transmisión.

#### **4.3. Sistema de expansión en transporte de gas en la Argentina<sup>29</sup>**

Otra alternativa que se consideraba era la aplicación, con modificaciones, del régimen de inversiones en gasoductos. En esta sección presentamos una breve descripción del método junto con los correspondientes comentarios.

La industria del gas en Argentina presenta una organización estructural desintegrada, diseñada con criterios regulatorios que buscaron dar oportunidad al desarrollo de competencia en el *upstream*, regulando los segmentos de transporte y distribución en el *downstream*, en concordancia con los criterios implícitos en la reestructuración del sector eléctrico.

En este esquema, la producción y venta de gas han crecido a través de la expansión de la capacidad productiva en los distintos segmentos de la industria. A diferencia del sector eléctrico, en el cual el mercado *spot* ha sido la forma principal a través de la cual se han realizado las transacciones, en el caso de la industria del gas ha predominado el mercado a término, lo cual ha facilitado la coordinación de las decisiones de expansión de distintos segmentos, reduciendo los costos de transacción.

En cuanto a la toma de decisiones de ampliación de la capacidad de transporte, se adoptó primariamente un esquema descentralizado, en el cual se reserva para el regulador alguna posibilidad de intervención en la forma de financiamiento y un rol más activo en el cumplimiento del principio de acceso abierto. De tal manera, al igual que en el sector eléctrico, las licenciatarias de transporte no están obligadas a expandir su capacidad, aunque sí a proveer acceso en forma no discriminatoria.

Las tarifas de transporte de gas se encuentran reguladas por un sistema *price cap*, por lo cual la financiación de las expansiones por parte de la transportista involucra una evaluación prospectiva de los ingresos y costos incrementales de cada proyecto de expansión.

Estas ampliaciones que fueron realizadas sin requerimiento de incrementos adicionales de tarifas han sido principalmente las ampliaciones con costos incrementales más bajos. Las funciones de costos para el transporte de gas presentan discontinuidades relacionadas con las restricciones de capacidad: el costo marginal de corto plazo (transportar una unidad más) puede variar significativamente, desde un valor muy bajo cuando hay exceso de capacidad a un valor

---

<sup>29</sup> Esta sección está basada en parte en Chisari, Greco, Guido Lavalle, Jofre y Romero (2004).

significativamente mayor cuando se requiere una ampliación. La tecnología de prestación del servicio de transporte de gas natural por ductos presenta dos grandes tipos de expansiones con distintos costos incrementales asociados. Una forma de ampliar la capacidad es la construcción de tramos paralelos de gasoducto (*loops*) con los costos asociados de tendido. Otra forma de ampliar la capacidad es a través de un aumento en la potencia de compresión, cuyos costos incrementales (por cada unidad de energía transportada) son menores<sup>30</sup>.

Un problema de incentivos a la expansión que podría surgir en un contexto de regulación *price cap* es el del financiamiento de proyectos de ampliación que no permitan recuperar el costo de oportunidad del capital a través de los ingresos generados por la demanda incremental a la tarifa vigente. El esquema regulatorio establecido en la industria del gas prevé la utilización de dos mecanismos alternativos para el financiamiento de estas expansiones “no rentables” a las tarifas vigentes, los cuales son conocidos genéricamente como criterios *roll-in* e “incremental”. En el mecanismo eléctrico estas opciones no eran consideradas. Actualmente, se pusieron en marcha, como se verán más adelante con el lanzamiento del Plan Federal, donde es posible realizar inversiones “no rentables” como por ejemplo expansiones de confiabilidad.

El criterio *roll-in* implica la distribución de los costos de la expansión entre todos los usuarios del sistema (o de una determinada área tarifaria). El criterio “incremental” implica un tratamiento regulatorio diferenciado para las instalaciones nuevas y las preexistentes y la asignación de los costos adicionales de las primeras a los “nuevos” usuarios<sup>31</sup>.

La ampliación de la capacidad de transporte puede generar beneficios para el sistema en su conjunto que no son apropiados por los demandantes directos del proyecto. Por ejemplo, la FERC<sup>32</sup> enumera algunas tipologías de beneficios generados por una ampliación que pueden calificar para requerir *rolled-in pricing*<sup>33</sup>:

- ❑ Beneficios operacionales: incremento en la confiabilidad operativa, acceso a nuevos oferentes o mercados, mayor flexibilidad (para cubrir desbalances)
- ❑ Beneficios financieros: reducción de costos de combustible para los clientes, economías de escala que abaraten futuras expansiones

La existencia de este tipo de externalidades positivas suele ser utilizada como un argumento en favor de la metodología *roll-in*. De hecho, en los casos referidos a proyectos de

---

<sup>30</sup> La expansión de la compresión presenta indivisibilidades que impiden su realización en módulos muy pequeños, por lo cual si la demanda a satisfacer con la ampliación fuese muy pequeña (menor al módulo mínimo de aumento de la compresión), el costo incremental por unidad de energía transportada podría ser más alto.

<sup>31</sup> No significa marginal cost pricing porque no se aceptarían beneficios extraordinarios e igualmente deben cubrirse costos fijos cuando el costo marginal baja.

<sup>32</sup> Federal Energy Regulatory Commission: Agencia regulatoria del sector energético en Estados Unidos.

<sup>33</sup> Explícitamente se excluyen beneficios “sociales” de largo plazo de difícil cuantificación.

expansión que no presentan beneficios para el sistema existe menor controversia respecto del uso del criterio incremental.

El problema de sobreexpansión no aparece cuando se aplica el criterio incremental, sin embargo, cuando el costo marginal de corto plazo es muy volátil y se prevé que las futuras expansiones requerirán de la utilización de tecnologías con costos significativamente distintos, podría generarse un problema de subexpansión: la disposición a pagar de los nuevos demandantes podría ser menor que el costo marginal de corto plazo<sup>34</sup> pero superior al costo marginal de largo plazo<sup>35</sup>.

El costo marginal de largo plazo estará fuertemente influido por la dimensión del sistema de transporte futuro y, por lo tanto, por el horizonte temporal relevante. La extensión del horizonte temporal, al considerar incrementos adicionales de la demanda que impulsen mayores ampliaciones, tiende a suavizar el comportamiento del costo marginal.

Asimismo, el criterio incremental podría generar algún problema de *free riding* ya que los cargadores preexistentes y los cargadores potenciales no asociados al proyecto de expansión no tienen incentivo a revelar su disposición a pagar por un aumento de la capacidad, aún cuando el mismo incremente sus beneficios. Este fenómeno de *free riding* tampoco ha sido resuelto en el actual mecanismo de inversiones de redes eléctricas, y también han fracasado en este sentido otras propuestas alternativas.

En la Argentina, el marco regulatorio prevé la utilización del criterio *roll-in* a través de la regla de ajuste del *price cap*, la cual incorpora, además del índice de precios y del factor X, un factor K destinado al financiamiento de inversiones “no rentables” con el nivel de tarifas máximas preexistentes. Este factor permite que el incremento de ingresos necesario para igualar el costo incremental de la expansión lo paguen todos los usuarios de una empresa o una determinada zona tarifaria.

Como consecuencia de los problemas de sobreexpansión que pudiera generar esta metodología, el ENARGAS fijó algunos requisitos para que los proyectos de expansión califiquen para el sistema *roll-in*, es decir que puedan generar un aumento de tarifas vía factor K<sup>36</sup>:

---

<sup>34</sup> Que podría ser muy alto debido a que la expansión requiere la construcción de loops, con altos costos incrementales.

<sup>35</sup> Debido a que las siguientes expansiones se realizarían a través de un aumento de la potencia de compresión, con costos incrementales menores.

<sup>36</sup> Informe del ENARGAS acerca de la Aprobación de la Revisión Quinquenal de Tarifas de 1997.

- Distribución: que beneficie a la mayoría de los usuarios presentes y futuros de una zona tarifaria<sup>37</sup>
- Transporte: existencia de demanda de capacidad, que los beneficios de la expansión exceden a los solicitantes, realización de un concurso abierto (*open season*)<sup>38</sup>

Este problema de sobre-expansión no aparece en el mecanismo de “concurso público,” sino exactamente lo contrario: el problema de sub-inversión en redes de alta tensión.

En la práctica, de los proyectos que se aprobaron para ser financiados a través del factor K, las expansiones de capacidad no fueron muy significativas en el caso del sistema de transporte, aunque sí tuvieron mayor relevancia en los sistemas de distribución, principalmente en lo referente a ampliación de infraestructura básica de alta y media presión.

Gran parte de la ampliación de las redes de distribución<sup>39</sup> y de la expansión de la capacidad de transporte, cuyo costo incremental no podía ser recuperado a través de las tarifas máximas reguladas, fue realizada bajo el criterio incremental.

El papel del regulador en las revisiones tarifarias es otra importante diferencia con respecto a las inversiones. En el caso del sector eléctrico, en las revisiones correspondientes a la transportista en alta tensión no se tiene en cuenta las expansiones de redes. En el caso de las distribuidoras del área de Buenos Aires, como no hubo finalmente revisión tarifaria no se puede decir si se hubieran dejado pasar inversiones en redes que mejoren la calidad de servicio de distribución.

El criterio incremental fue implementado de distinta forma en los sistemas de transporte y de distribución. En el caso de la extensión de las redes de distribución, por ejemplo, los interesados financian la construcción de las redes nuevas, y luego las transfieren a las distribuidoras a cambio de una contraprestación en volumen ( $m^3$ ) de gas, que representa el valor económico de la red<sup>40</sup>.

En el caso del transporte, el ENARGAS intervino en la regulación del acceso al reglamentar los lineamientos para la asignación de la capacidad<sup>41</sup>. En esta regulación, se

---

<sup>37</sup> O justifique la creación de una nueva zona.

<sup>38</sup> En Estados Unidos, la FERC ha adoptado en el pasado una presunción en favor del rolled-in pricing cuando el incremento tarifario no supere el 5%, aunque a evolucionado en el análisis de casos en la dirección de tratar de evitar las “sobreexpansiones” pagadas por roll-in.

<sup>39</sup> Principalmente la referida a redes domiciliarias de baja presión y la alimentación a nuevos establecimientos industriales y de GNC.

<sup>40</sup> Obtenido a partir del valor presente de los beneficios incrementales que obtiene la distribuidora (utilizando como tasa de descuento el costo de oportunidad del capital estimado por el regulador).

<sup>41</sup> Resolución ENARGAS 1483/00, que fija los “Lineamientos para la Asignación de la Capacidad de Transporte Firme”.

estableció la obligatoriedad de subastar públicamente toda nueva ampliación de capacidad, buscando que se asigne a quién demuestre la mayor disposición a pagar. Ante la posibilidad de aplicación del criterio incremental, cuando las tarifas preexistentes no permiten recuperar el costo de la expansión, es la transportista la que construye las ampliaciones y los nuevos cargadores (usuarios) pagan una sobretarifa a través de contratos de largo plazo<sup>42</sup>.

Aquí aparece una de las diferencias más importantes, en el transporte de gas es posible establecer claramente los derechos de propiedad e implementar un sistema donde estos se puedan comerciar en el mercado. En cambio, en el transporte de electricidad, si bien es posible establecer derechos de propiedad (físicos) no es una tarea sencilla por las externalidades de red y además, y más importante, es difícil implementar (y muy costoso) un sistema que funcione correctamente con transacciones de estos derechos.

En los casos de las centrales eléctricas conectadas al sistema de transporte que han solicitado ampliaciones de la capacidad para ser abastecidas ha sido aplicado el criterio incremental, mediante el cual las centrales han absorbido el diferencial de costo respecto de la tarifa máxima regulada. Con la utilización del criterio incremental en las expansiones de transporte, el regulador se ha reservado un rol más pasivo, con la posibilidad de actuar ante la falta de acuerdo o ante el conflicto entre la empresa transportista y el demandante de capacidad.

Finalmente, un elemento de relevancia para explicar la dinámica de la capacidad de transporte es el tratamiento regulatorio de los costos de transporte en el régimen tarifario de distribución. A diferencia del sector eléctrico, el costo de transporte no se encuentra incorporado al mecanismo de traslado a tarifas finales (*pass through*). Dado que el costo de transporte es un costo fijo para la distribuidora (las tarifas de transporte en firme no son volumétricas sino que se pagan de acuerdo a la capacidad reservada para el período de demanda pico) y que debe recuperarlo en una proporción significativa a través de cargos tarifarios variables, existen fuertes incentivos para que no sobredemande capacidad de transporte<sup>43</sup>. Este efecto se ve potenciado cuando crece la demanda en el período pico ya que, al reducirse el factor de carga<sup>44</sup> de la distribuidora, el incremento de sus ingresos originado en la nueva demanda, los cuales aumentarán en proporción a la demanda media, será menor al incremento del costo de transporte, el cual aumentará en proporción a la demanda pico.

---

<sup>42</sup> Existen otras variantes financieras al pago de una sobretarifa que están habilitadas si hay acuerdo entre las partes. Por ejemplo una contribución inicial o una combinación de sobretarifas y contribución inicial.

<sup>43</sup> Existen antecedentes respecto de alguna distribuidora que debió solicitar una ampliación de la capacidad de transporte .

<sup>44</sup> El factor de carga representa la relación entre el consumo medio y el consumo en el período de demanda pico (generalmente calculado respecto del día pico).

#### ***4.4. El Plan federal de transmisión de energía eléctrica***

Se diseñó un esquema con intervención del estado, pero con una importante participación del sector privado. A grandes rasgos, el gobierno decide las obras prioritarias, e invita a participar a los agentes potencialmente interesados. Si la suma de los aportes público y privado alcanza para solventar la obra presupuestada se sigue con el procedimiento reglado para llevar a cabo la expansión.

El Plan Federal de Transmisión aparece inicialmente en junio de 2000 (Res. 144/00) incluyendo el financiamiento de obras de importancia para la confiabilidad del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica aunque no se propusieran resolver el abastecimiento de la demanda. El Plan Federal fue la solución adoptada para resolver el problema de decisión de inversiones en redes por parte del sector privado. Este sistema tiene una importante participación del sector público en la toma de decisiones y particularmente en la asignación presupuestaria a un conjunto de obras previamente seleccionadas.

La herramienta más importante fue la formación del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico, el cual se decidió que se alimentaría de recursos provenientes del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, principal fuente de los recursos específicos del sector eléctrico para todas las provincias (ver Box I-2).

Las líneas que serían potencialmente financiables total o parcialmente por el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (Box I-3) anunciadas para la fecha fueron cinco: Comahue-Cuyo, Noroeste-Noreste, Cuyo-NOA (Minera), MEM-MEMSP (Patagónica), Región Atlántica-Buenos Aires. Inicialmente, contaban con una longitud de 2.934 km. El marco regulatorio del Plan consistió en el sistema de convocatoria abierta. La selección de las obras no fue casual ya que todas ellas eran mencionadas por los especialistas como una necesidad de disminuir niveles de congestión y mallar las redes para mejorar la seguridad de suministro. En cuanto al llamado a licitación para comenzar obras, el estado no ha iniciado obras de importancia sin el aporte de los interesados o de créditos internacionales.

La norma que regla esta herramienta es mla Res. 175/00, que cuenta con tres posibilidades según quién inicia el proceso: (i) El Fondo Federal de transmisión, (ii) cualquier participante del mercado que busca el financiamiento parcial del Fondo Federal de Transmisión, y (iii) cualquier participante del mercado sin la participación del Fondo Federal de Transmisión.

### **Box I-2: Fondo Nacional de la Energía Eléctrica**

Fue creado, mediante la Ley 15.336 Art. 30) con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación. Se integraría con: (i) Aportes del Tesoro nacional que se fijarán anualmente; (ii) el 50% como mínimo del producido de la recaudación del Fondo Nacional de la Energía, pudiendo el Poder Ejecutivo incrementar dicho porcentaje; (iii) regalías sobre el uso de las fuentes hidráulicas de energía; (iv) el derecho de importación de la electricidad que en cada caso establezcan los organismos competentes; (v) recargo de m\$N 0.1 por Kv/hora sobre el precio de venta de la electricidad; (vi) el producido de la negociación de títulos de deuda nacional que se emitan con cargo a ser servidos con recursos del Fondo; (vii) recaudación por reembolso, y sus intereses, de los préstamos que se hagan de los recursos del Fondo; (viii) donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.

Esta ley fue modificada por la Ley 24.065 en 1992, en donde el Fondo de Energía Eléctrica se constituye por un recargo de \$ 0.03 kW/hora sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista (sustituye ítem (iii) anterior). Además, se indica que la Secretaría de Energía puede modificar este valor en +/- 20%. Esta Ley también resolvió que el Fondo sería administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), y se destinaría: 60% para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FTC), y el 40% restante para el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). Ese mismo año, mediante el decreto 1.398 se resuelve que la Secretaría de Energía Eléctrica debe controlar que la asignación del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales se distribuya entre las Provincias que se hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la citada norma.

La Resolución 657/99 aumentó la sobrecarga de \$2.40/MWh a \$3.00/MWh. La recaudación por el \$0.60 adicional por MWh debía ser puesto en el Fondo Federal de la Transmisión (FFTEF) que el Gobierno Nacional podría utilizar para extender la transmisión de 500 kilovatios.

Con el objetivo de una ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión destinada al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de la demanda, La Secretaría de Energía de la Nación, y según lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065, emitió la Resolución 333/01 incrementando el gravamen del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica a 3,0384 \$/MWh.<sup>45</sup>

Durante los sucesivos años el Plan de Transmisión sufrió modificaciones tanto en la consideración de las líneas existentes, como la inclusión y eliminación de otras. Por ejemplo, la línea Abasto-Mar del Plata, es decir, la Interconexión Región Atlántica - Buenos Aires dejó de formar parte del Plan de Transmisión en noviembre de 2000 (Res. SE 218/00). Luego de los pagos de la Línea de Patagónica, hasta 30% de los fondos disponibles del Fondo Federal apoyarían inversiones en las Líneas de Comahue-Cuyo y del Noroeste-Noreste, y los restantes 70 % apoyarían a la Línea Minera, y no había fondos disponibles para Línea de Mar del Plata. Según Littlechild y Skerk (2004b) esta asignación de fondos fue una decisión más bien política. La única oferta aceptada por el sector privado durante la convocatoria abierta fue la Línea Patagónica.

En noviembre de 2003 la ley 25.822 ratificó formalmente el Plan Federal de Transmisión, y también resolvió que:

<sup>45</sup> La Ley 25.019 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. Establece que el Consejo Federal de la Energía Eléctrica debe promover la generación de energía eólica y solar, remunerando en un 1 centavo por kWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

- ❑ los recursos recibidos por CAMESA que corresponden al Plan Federal de Electricidad, y los que la ley 24.065 puso bajo administración del Consejo Federal, deben ser puestos inmediatamente a disposición del Consejo Federal; y
- ❑ autorizó a la Secretaría de Energía a tomar las medidas regulatorias necesarias para comenzar los trabajos en el Plan de Transmisión Federal, especialmente notifica los 180 días de convocatoria abierta para la línea de Comahue-Cuyo y el primer tramo (Mendoza-San Juan) de la Línea Minera.

Las disposiciones complementarias fueron:

- ❑ los fondos SALEX se deben utilizar exclusivamente para financiar la extensión del Sistema de Transmisión;
- ❑ los Fondos SALEX que corresponden a Comahue-Buenos Aires y al corredor Centro-Cuyo serán aplicados en su totalidad a financiar la Línea Comahue-Cuyo y el primer tramo (Mendoza-San Juan) de Cuyo-NOA (Línea Minera), respectivamente, durante 24 meses.

Adicionalmente, en 2004, la Secretaría de Energía y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, asumió el desarrollo de inversiones en los sistemas de tensión 132 Kv.

El proceso comenzó a mediados del año 2003 donde la Secretaría de Energía, teniendo como marco de referencia el mencionado Plan Federal de Transporte, encomendó al Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) el estudio y elaboración de un “Plan de Obras Imprescindibles para el quinquenio 2004-2008”, que brindasen soluciones a los Sistemas Regionales de Transporte Eléctrico.

El CFEE inició el trabajo, definiendo como objetivos centrales garantizar el abastecimiento a usuarios finales y eliminar restricciones de transporte en el corto y mediano plazo en el MEM-MEMSP, y solicitando a los actores públicos y privados del sector el envío de todas las necesidades detectadas y que respondieran a los objetivos centrales del Plan. Para evaluar y priorizar las 240 solicitudes presentadas se contrato una consultoría. Se adoptaron criterios de desempeño mínimo previstos en el Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte de Alta Tensión (contenido en el Anexo 16 de los Procedimientos).

Los proyectos fueron clasificados en función de su prioridad (ver Tabla I-3 para un detalle por región):

- ❑ *Obras de Prioridad A.* Son aquellas que en condiciones de red completa, su no ejecución dentro del período de análisis posibilitará la aparición de energía no suministrada en algún momento del mismo, como consecuencia de cortes de demanda requeridos para evitar sobrecargas o niveles de tensión inadmisibles.
- ❑ *Obras de Prioridad B.* Son aquellas cuya no realización dentro del período de análisis implique el riesgo de afrontar estados N-1 de confiabilidad de la red.

- *Obras de Prioridad C.* Son aquellas relacionadas con mejoras en la seguridad y confiabilidad, adecuación de los sistemas a los criterios de diseño, mejoras de la calidad del servicio o del producto técnico, de flexibilización de la operación, etc.
- *Obras de Prioridad D.* Obras destinadas a integración de áreas aisladas, donde no se detecte la aparición de energía no suministrada dentro del período de análisis.

**Tabla I-3: Proyectos por región y tipo de prioridad**  
(millones de us\$ 2005)

Región	Prioridad A		Prioridad B		Prioridad C y D	
	Cantidad de Obras	Monto	Cantidad de Obras	Monto	Cantidad de Obras	Monto
<b>Buenos Aires</b>	26	84.2	7	16.1	31	299.9
<b>Centro</b>	5	38.6			6	278.5
<b>Comahue</b>	10	47.3	6	10.1	10	30.7
<b>Cuyo</b>	12	20.3			17	15.6
<b>Litoral</b>	19	47.8	5	2.0	14	40.9
<b>NEA</b>	11	52.4			9	19.7
<b>NOA</b>	24	81.5	1	1.3	16	51.4
<b>Patagónica</b>	2	4.1	2	24.8	7	91.9
<b>Totales</b>	<b>109</b>	<b>376.2</b>	<b>21</b>	<b>54.3</b>	<b>110</b>	<b>828.7</b>

Fuente: Consejo Federal de Energía Eléctrica.

**Tabla I-4: Evolución del Cargo para la Constitución de los Fondos**

Fecha	Resolución	Cargo
16/01/1992	Ley 24.065 (Art. 30 Ley 15.336 modificado por Art. 70 Ley 24.065)	Modifica gravamen destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) y fija para cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista un cargo 0.003 \$/KWh
15/10/1993	Res. SE N° 317	El gravamen pasa a 0.0024 \$/Kwh
14/12/1999	Res. SE N° 657/99	Se reestablece el recargo destinado al FNEE en \$0.003 por kWh. Con los 0,0006 \$/MWh adicionales se constituye el FFTEF.
05/11/2001	Res. SE 333/01	El gravamen pasa a \$ 0.00384 por kWh
02/12/2004	Ley 25.957 (Art. 1°)	Se afectará el valor del recargo por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) <sup>46</sup> referido a los periodos estacionales.
25/07/2005	Res. SE 905	El recargo pasa a \$ 0.0037774 por kWh por actualización del CAT
14/09/2005	Res. SE 1061	El recargo pasa a \$ 0.0042648 por kWh por actualización del CAT
01/12/2005	Res. SE 1872	El recargo pasa a \$ 0.0054686 por kWh por actualización del CAT

Fuente: Elaboración propia.

El nuevo monto del gravamen se distribuye: 78,99% para el FEDEI y FCT, distribuyéndose en un 40% y 60%, respectivamente; 1,26% para el Fondo Eólico; y 19,75% para el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.

<sup>46</sup> El CAT se calcula comparando el cociente Facturación neta de los generadores sobre MW facturados del trimestre anterior con respecto al cociente de mayo/julio de 2003 que se toma como base.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica se encuentra facultado para reglamentar la aplicación de esos fondos y establecer los criterios de administración. Asimismo, es función del CFEE acordar los índices porcentuales para distribuir los recursos entre las provincias beneficiarias.

**Box I-3: Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF)**

La Resolución 174/00 de la Secretaría de Energía modificó la Resolución SE 657/99 que se refiere a la constitución de un Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, a efectos de participar en el financiamiento de obras para la ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, destinada al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de la demanda.

En el contrato se constituyó como fiduciante<sup>47</sup> el Consejo Federal de Energía Eléctrica, órgano dependiente de la Secretaría de Energía y Minería del Ministerio de Economía, el fiduciario<sup>48</sup> fue el Banco de la Nación Argentina. En tanto el beneficiario<sup>49</sup> sería el Comité de Administración y las personas físicas o jurídicas que este indique como consecuencia de la aplicación de la metodología de participación del Fondo. Por último, el fideicomisario<sup>50</sup> lo constituye el Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Los recursos del citado fideicomiso son<sup>51</sup>:

- Las recaudaciones provenientes del incremento del 0,0006 \$/kwh en el valor del recargo sobre tarifas que deben pagar los compradores de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- La renta financiera que produzca la administración de dichos fondos.
- Los recursos que le asigne el Estado Nacional y las provincias.
- Las donaciones.
- Otros recursos que se obtengan para los mismos objetivos previstos en el Estatuto.

Para el Plan Federal de Transmisión se ha estimado una inversión de aproximadamente \$ 3.880 millones a financiarse tanto con el FFTEF, el Tesoro Nacional, Aportes del Banco Interamericano de Desarrollo, los Fondos SALEX, como también, con aportes de las partes intervinientes en la realización de las obras. En el caso de financiamiento de la línea MEM-MEMSP corrió por cuenta del Estado Nacional, a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, en un porcentaje del 69%, y las empresas Aluar, 15,5%, e Hidroeléctrica Futaleufú, con el restante 15,5%.

Con respecto a la justificación del plan se puede mencionar que hasta el momento ningún sistema puramente privado ha resuelto el problema de inversiones en redes sub-óptimas. En cambio, con decisión centralizada el problema podría ser el contrario, más tomar un criterio

<sup>47</sup> Es el titular de los bienes objeto de transmisión fiduciaria.

<sup>48</sup> Entidad pública o privada a quién se le transmite la propiedad fiduciaria de los bienes y asume la obligación de cumplir con ellos una determinada administración.

<sup>49</sup> Es quién recibe los beneficios producidos por la gestión o administración de los bienes fideicomitidos.

<sup>50</sup> A quién deben entregarse los bienes vencido el plazo o cumplida la condición a la que se subordina la existencia del contrato de fideicomiso.

<sup>51</sup> El Patrimonio Fideicomitado de este Fondo alcanzó al 31/12/2002 a \$ 115,4 millones, y al 31/12/2003 la suma de \$ 192,1 millones.

de exceso de capacidad (sobre-inversión). Desde 2000, cuando se dieron los primeros pasos con este plan, hasta el momento eso no ha sucedido. Por el contrario las autoridades (de las tres administraciones desde que se lanzó el Plan) han seguido una estrategia prudente.

## **5. Conclusiones**

En la Argentina, el mecanismo para inducir inversiones en transmisión ha sufrido varias modificaciones desde la reestructuración de principios de los noventa. La legislación inicialmente estipulaba que las inversiones en la red de transporte de electricidad debían ser decididas y pagadas por el sector privado, y según el monto de la inversión, se establecían distintos mecanismos de ampliación. Luego, aparecieron diversas propuestas de mecanismos alternativos con diferente grado de participación pública y privada. En la práctica coexisten varios mecanismos alternativos. Sin duda el más relevante en la actualidad es el sistema mixto conocido como Plan Federal de transmisión en alta tensión.

Una primera dimensión del análisis, que afecta a cualquier mecanismo, tiene que ver con la coherencia y estabilidad de las reglas que gobiernan el sector. Dentro de la multiplicidad de reglas que hacen al funcionamiento de un mercado eléctrico competitivo las referidas a las expansiones del sistema de transmisión son cruciales. La transmisión constituye la base física que define el alcance del mercado eléctrico y por lo tanto es central al grado de competencia del mismo.

Con respecto al análisis de los mecanismos existentes, es importante tomar como punto de partida el funcionamiento del mercado eléctrico. Este es el camino a seguir debido que para revisar las reglas para inversiones es preciso comprender primero los aspectos de largo plazo contenidos en los precios *spot*. De esta manera, resulta muy sencillo entender como surgen los fondos SALEX, que han resultado fundamentales para llevar adelante algunas inversiones.

Con respecto al mecanismo de Concurso Público, aparecen problemas por el lado de la identificación del grupo de decisión como por el sistema de votación en sí mismo.

Con respecto al sistema de votación, si el porcentaje requerido para vetar una ampliación es demasiado bajo quedarán favorecidas las minorías que podrán ejercer poder monopólico sobre el resto, resultando en una ampliación menor que la óptima para el sistema, en cambio, si el porcentaje es grande, es posible que las minorías resulten explotadas cargando con costos que no les corresponden. Además aparecieron problemas de agenda en la votación y de asignación de votos, que se asignan por empresa y no por grupo económico (Chisari, Dal-Bó y Romero, 2001).

El mecanismo de Áreas de Influencia es un método reconocido internacionalmente (Métodos “MW-mile) que define el grado de participación en la decisión acerca de las ampliaciones sobre la base de un criterio de incumbencia ingenieril, no sobre la base de capacidad contributiva según el beneficio económico. Establece así una “oligarquía” de votantes dentro de la comunidad de agentes en el sistema en el momento de la decisión. Por construcción elimina de la votación a los usuarios finales, muchos de los cuales pueden llegar a tener beneficios significativos de ampliaciones contingentes a la decisión de esa oligarquía. En particular, la elección del nodo de referencia en el caso argentino hace que la demanda del área del Gran Buenos Aires no participe de la votación. Esto puede ser fácilmente subsanable con una pequeña variación al método (ver capítulo II).

Con ánimo de romper con estas limitaciones del marco regulatorio se ha propuesto la distribución de los derechos de capacidad de transmisión en remate público para financiar los proyectos de expansión. De este modo, la comercialización de los derechos solucionaría el problema del oportunismo y eliminaría la necesidad de futuras renegociaciones de cargas financieras. Sin embargo, los derechos negociables de transmisión pueden ser usados como herramientas para conseguir la exclusión de otros agentes del uso de la infraestructura. En este sentido importa también la configuración del mercado en cada uno de los nodos (Joskow y Tirole, 2000).

Hay que tener en cuenta, además, los costos de negociación de estos derechos. Si bien hay mecanismos de reducción de los mismos a través de la regulación del alquiler, esto traería a su vez un aumento de los costos de monitoreo de la agencia regulatoria. Además, los derechos negociables están orientados a resolver el problema financiero, no el económico, con un mecanismo complejo y de resultados poco predecibles. Justamente, el problema con el mecanismo de concurso público que se quiere resolver es la incorrecta identificación de beneficiarios, un problema económico en sentido estricto y no uno de financiamiento.

Por otro lado es importante recordar que este tipo de mecanismos no resuelven el problema de sub-inversión cuando se trata de esquemas privados (Bushnell y Stoft, 1996). Por lo tanto, es esperable que en caso de ser utilizados sean complementados con otros mecanismos. Esta es la situación actual en el sistema argentino.

Otro sistema para proponer inversiones, vigente en la Provincia de Buenos Aires, es el mecanismo FREBA-FITBA. Este esquema tiene por objetivo resolver problemas del sistema de inversiones: (1) elevados costos de transacción, (2) posibilidad de *free riding* y (3) falta de fondos disponibles para realizar inversiones.

Con respecto a los elevados costos de transacción y la posibilidad de comportamiento oportunista, no parece que las reglas de gobernanza interna del FREBA-FITBA lo hayan resuelto. Se argumenta como justificación para los supuestos altos costos de transacción que la regulación no permitía la coordinación de acciones descentralizadas. Sin embargo, el método de “contrato entre partes” siempre dejó abierta esa posibilidad.

Con respecto al problema de falta de fondos, como el ganador del concurso público del contrato COM consigue el financiamiento resulta bastante discutible el supuesto de escasez de financiamiento. Inclusive, la evidencia empírica parece mostrar que hasta el momento no ha habido problemas al respecto. Nuevamente, se trata de resolver un problema económico con instrumentos financieros.

Ante la falta de propuestas serias de nuevas inversiones en redes, se diseñó un esquema, conocido como “Plan Federal de Transmisión de Energía Eléctrica,” con intervención del estado, pero con una importante participación del sector privado. A grandes rasgos, el gobierno decide las obras prioritarias, e invita a participar a los agentes potencialmente interesados. Si la suma de los aportes público y privado alcanza para solventar la obra presupuestada se sigue con el procedimiento reglado para llevar a cabo la expansión. El criterio de selección de las obras siguió el objetivo de disminuir niveles de congestión y mallar las redes para mejorar la seguridad de suministro.

La herramienta más importante fue la formación del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico, el cual se decidió que se integraría con recursos provenientes del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, principal fuente de los recursos específicos del sector eléctrico para todas las provincias.

Con un esquema de decisión centralizada el problema podría ser el contrario al de un esquema puramente privado. Es decir, podría haber un problema de sobre-inversión, más que de sub-inversión. Sin embargo, desde el inicio del Plan hasta el momento eso no ha sucedido.

Del análisis surgen una serie de recomendaciones generales y específicas. Dada la superposición de mecanismos existentes en la actualidad, desde el punto de vista institucional es necesaria una revisión de las reglas de expansión. Se debería entonces empezar por analizar el mecanismo de definición de las mismas – idealmente en un contexto de una discusión general del *governance* de todo el mercado eléctrico. El rol de los distintos agentes del mercado en lo que hace a la decisión de inversión –incluyendo obras, tecnologías, prioridades, y momento – el financiamiento y el pago de las mismas tiene que ser el punto de partida de estas definiciones.

La utilización de los fondos recaudados por congestión en las líneas (Fondos SALEX) es correcta aunque parece importante la redefinición sobre su destino. Estos fondos son específicos al corredor donde se genera la congestión, pero como la red no está mallada no se generan fondos en los corredores que no existen. Las autoridades han cambiado acertadamente el destino de fondos recaudados por un corredor hacia alguna de las obras prioritarias. Sin embargo, habría que efectuar la redefinición con reglas más generales y no ad hoc.

Con respecto al mecanismo de Concurso Público, a partir de una modificación al cómputo de las áreas de influencia, se podría incluir a los usuarios que configuran la demanda en Buenos Aires como beneficiarios. Una vez realizado este cambio, se debe especificar quién será el representante de los usuarios residenciales, de qué manera se asignarán las contribuciones y cómo será su recaudación. En este sentido el Plan Federal podría ser perfectamente compatible con las modificaciones requeridas.

## II. MÉTODO DE ÁREAS DE INFLUENCIA EN LA ARGENTINA: UNA SOLUCIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE “BENEFICIARIOS”

### 1. Introducción

Uno de los ingredientes básicos de la desregulación del sector eléctrico es el tratamiento de la transmisión de electricidad. Esta etapa de producción presenta economías de escala, lo cual genera problemas para establecer mecanismos basados únicamente en costos marginales, y es operada en condiciones de monopolio. Para asegurar que las reformas regulatorias tengan éxito es preciso regular esta actividad, a los efectos de lograr que los beneficios de la introducción de competencia se derramen sobre los usuarios finales.

Uno de los mecanismos más utilizados es la obligación de operar la red en condiciones de “acceso abierto” a las instalaciones interconectadas. Este sistema, en general, va apareado con la separación vertical del negocio de transmisión y requerimientos de estándares de calidad y seguridad, independientes de los contratos por transacciones de energía firmados entre los agentes. Con “acceso abierto”, todo agente que desee hacer uso del sistema tiene derecho de utilización de las instalaciones en igualdad de condiciones al precio de transmisión correspondiente.

En presencia de rendimientos crecientes, la separación del negocio de transporte y la imposibilidad de discriminación genera problemas para diseñar óptimamente esquemas de precios de corto y largo plazo. En el corto plazo, el problema es determinar cómo asignar los pagos por uso de la red entre los agentes, dado que no alcanzan los ingresos marginalistas para cubrir los costos de la empresa transportista. En el largo plazo, la dificultad está centrada en los incentivos para que los componentes de congestión de las líneas sean señales adecuadas para ampliar la red.

En este capítulo nos concentraremos en el análisis del procedimiento utilizado para determinar beneficiarios de la ampliación (ver descripción del método en el capítulo I). Para ello se evalúan métodos alternativos de distribución de cargos suplementarios basados en el uso, denominados métodos *MW-mile*, con el objetivo de resolver el problema de falta de identificación como beneficiarios de ampliaciones a la demanda en el centro de carga del sistema eléctrico.

La utilización de métodos para asignar la participación en el uso de la red es necesaria debido a que: [1] la restricción de capacidad de cada línea afecta la capacidad efectiva de las demás y [2] la existencia de no direccionalidad de los flujos (*loop flow*) implica que la energía

se mueve a lo largo de toda la red. Con estas condiciones tecnológicas, métodos alternativos pueden ofrecer soluciones significativamente diferentes.

El capítulo está organizado de la siguiente manera. En primer lugar, en la siguiente sección se describe la organización de la remuneración del sistema de transporte en la Argentina y la metodología para calcular precios *spot* (espaciales) de la electricidad de donde surge la primer parte de la tarifa, correspondiente a los costos marginales de transmisión. En la sección 3 se introduce la formulación de los métodos *MW-mile* que surge de la literatura y la variación utilizada en la Argentina. En la sección cuarta se expone un ejemplo de red que es utilizado para comparar los métodos descriptos en la sección I y mostrar cómo se debe modificar el método de áreas de influencia para resolver el problema de identificación de la demanda. En la sección V se analizan los resultados y se extraen las conclusiones.

## **2. Organización del sistema de transporte en alta tensión en la Argentina**

En esta sección se describe la organización del transporte de alta tensión. En primer lugar se brinda una breve descripción de las remuneraciones que percibe el transportista de alta tensión y sus efectos sobre las señales económicas en el mercado eléctrico.

La actividad de transporte de electricidad, tiene por objetivo vincular eléctricamente a los generadores con las distribuidoras o los grandes usuarios<sup>52</sup>. Para realizar esta tarea existe una empresa monopolista que se encarga de operar y mantener la capacidad existente. Recibe una remuneración basada en el cálculo de costos que se recauda a través de varios conceptos entre los usuarios.

### **2.1. Recaudación por transporte y remuneración a la transportista**

Ante la presencia de un monopolio natural es preciso hallar un esquema remuneratorio aceptable para los potenciales candidatos a ser concesionarios. Dado el componente de incertidumbre respecto a la demanda, una recaudación que dependa de las condiciones del sistema en forma absoluta -totalmente variable- podría operar como desincentivo al ingreso al mercado. Esto ha servido de argumento para establecer una remuneración fija para quien opere la red tal cual como surge del Contrato de Concesión.

---

<sup>52</sup> En la Argentina, la regulación separa al transporte de energía eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal. El primero incluye las instalaciones de transmisión de tensiones iguales o mayores 220 Kv y equipamiento conexo, destinado al transporte entre las distintas regiones eléctricas. El último incluye las instalaciones de transmisión de tensiones entre 132 Kv y 400 Kv destinados a vincular a los agentes dentro de una región eléctrica.

En este marco, la empresa concesionaria lleva a cabo la actividad por cuenta del sistema en su conjunto quien establece las condiciones generales de prestación y de allí surge que el mecanismo remuneratorio<sup>53</sup> no sólo está relacionado con el pago por realizar la actividad en sí y de brindarle condiciones aceptables a quien se proponga como concesionario, sino que responde también a la necesidad de generar incentivos en busca de mejorar la eficiencia en la performance en quien se ha delegado la operación de la red. En términos generales, el problema regulatorio que rodea la delegación en una empresa concesionaria consiste en establecer mecanismos de control que induzcan a dicha empresa a operar bajo ciertas normas establecidas de acuerdo a objetivos tales como la satisfacción del bienestar público.

La regulación debe establecer mecanismos de pago a las transportistas de forma de asegurar un nivel de rentabilidad que permita su permanencia en el mercado, brinde los incentivos necesarios para un desempeño eficiente en la operación y mantenimiento de las líneas e instalaciones conexas y que minimice las distorsiones que su financiación por sobre los costos marginales genere sobre el resto de la industria. En la Argentina se deben distinguir las remuneraciones de la transportista de las fuentes de financiamiento utilizadas por el sistema para cubrir esas remuneraciones. La transportista de alta tensión obtiene ingresos a partir de distintas remuneraciones establecidas en la legislación.

- ❑ Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (REET): Se establece como un monto fijo anual, por un período de cinco años, que debería corresponder al promedio del valor de las pérdidas de la energía transportada. Como éste es un monto fijo, la transportista no tiene incentivos de corto término a aumentar las pérdidas con el objetivo de aumentar su ingreso.
- ❑ Remuneración por Capacidad de Transporte (RCT.): Es un cargo mensual por línea que depende de la disponibilidad de la misma en el mes.
- ❑ Remuneración por Conexión (RCX): Es la remuneración por los servicios de conexión a la red de alta tensión brindados a los usuarios.

Para el financiamiento de estas remuneraciones se recurre a:

- ❑ Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVTE): surge de la suma de las diferencias en los valores de la energía transportada entre nodos y de las diferencias en lo que se paga en las compras y ventas de potencia. Por lo tanto, esta recaudación surge de la diferencia de precios nodales y no se corresponde con un pago explícito de los agentes del sistema, a la vez que mantiene una relación directa con las pérdidas del transporte, ya que estas últimas determinan la estructura espacial de precios.
- ❑ Cargo Complementario (CC): Si la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada más la Remuneración por Capacidad de Transporte supera la Recaudación Variable Total por Energía

---

<sup>53</sup> Contemplado en el Anexo 16 de “Los procedimientos”.

Eléctrica Transportada, la diferencia es financiada por medio de Cargos Complementarios cobrados a los usuarios según una medición de la utilización que estos hacen de las líneas.

- Cargos por Conexión (CCX): Los usuarios del servicio de alta tensión abonan estos cargos por la vinculación con el sistema por medio del equipamiento de conexión y transformación. Los cargos por conexión son función de la potencia máxima requerida y las horas de disponibilidad.

De esta manera, los cargos por conexión y complementarios sirven para brindarle a la transportista una recaudación por encima de la que obtendría si comprara y vendiera la energía a los precios nodales, que es lo que obtendría de recibir un valor igual a la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada<sup>54</sup>. La distribución de estos cargos según el uso de la red implica que existen en el mercado incentivos económicos de corto plazo distintos a los que surgen de la estructura de precios nodales, dado que, por ejemplo, un generador tendrá en cuenta no sólo su costo de generación sino el efecto que una unidad más de generación tendrá sobre los cargos a pagar. Esto podría distanciar el despacho, que surge de los costos declarados por los generadores, del óptimo del sistema y llevar el equilibrio a un punto de mayores precios.

De acuerdo con la legislación vigente, la empresa transportista no está obligada a invertir de forma de satisfacer la demanda de forma continua<sup>55</sup>. Es decir que la transportista sólo debe mantener en condiciones de operación la capacidad existente que le ha sido delegada en el Contrato de Concesión, por lo que la remuneración que percibe constituye una remuneración por capacidad existente.

El funcionamiento del sistema debe tener en cuenta, entonces, las características mencionadas y por lo tanto requiere un tipo de solución particular -que inclusive no puede ser tomada de alguna otra industria que funcione en red.

Las decisiones de producción del sistema son tomadas en forma centralizada. El coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación (a minimizar) que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff. Para resumir sintéticamente los aspectos básicos vale la pena remarcar que el conjunto de ecuaciones puede ser subdividida en tres subconjuntos:

---

<sup>54</sup> Siempre y cuando no haya ejercicio de poder de mercado.

<sup>55</sup> La demanda en un nodo siempre puede ser satisfecha, aunque sea a un alto costo, con una inversión suficiente en generación en dicho nodo.

[i] *Ecuaciones de generación neta-flujo*, que representan una relación lineal entre generación neta ( $y = g - d$ ) en los nodos -menos el centro de carga<sup>56</sup>- y flujos en las líneas ( $z$ ); matricialmente:  $z = Hy$ , donde la matriz de admitancia  $H$  depende de la topología de la red y las resistividades de las líneas ( $R$ )<sup>57</sup>.

[ii] *Ecuación de pérdidas*, se considera que las pérdidas ( $L$ ) están representadas por una función cuadrática de los flujos:  $L = \sum_i R_i z_i^2$ , que en definitiva por las ecuaciones anteriores, puede ser expresada como una función cuadrática del nivel de generación neta; matricialmente:  $L = y'By$ , donde  $B = H'RH$ . Estas pérdidas se calculan en contradicción a los supuestos que nos llevan a las ecuaciones de generación neta-flujo y se asignan totalmente al nodo que no participa en éstas, es decir, el centro de carga.

[iii] *Ecuación de balance*, especifica que la generación total del sistema debe ser igual a la demanda total más las pérdidas, es decir:  $\sum_n y_n = L$ .

Debe destacarse que en los modelos *DC flow* los flujos de la líneas se relacionan con el nivel de actividad de los nodos que no son centro de carga en base al supuesto de que no existen pérdidas, al calcularse la generación neta del centro de carga se le suman las pérdidas que surgen de la Ecuación de pérdidas, por lo que el nivel de actividad en dicho nodo no es consistente con los flujos que llegan y salen de él, calculados como si no hubiera pérdidas. Por lo tanto, en este tipo de modelos el flujo en las líneas no será independiente de la designación del centro de carga.

Estos tres subconjuntos de ecuaciones permiten resolver el problema del *loop flow*, pero no necesariamente resuelven el problema económico de maximización del excedente del consumidor.

Para ello se plantea como objetivo la minimización del costo total de generación que permita cumplir con la demanda exógenamente dada, sujeto -además de las restricciones tecnológicas del sector enumeradas- a las restricciones de capacidad de transmisión de las líneas y a la capacidad de producción de los generadores.

---

<sup>56</sup> Las ecuaciones del modelo DC que establecen la relación entre la generación neta en un nodo y los flujos de cada línea pueden obtenerse con simplificaciones al modelo AC (ver Schweppe et al., 1988); éstas implican la inexistencia de pérdidas en el transporte, ya que lo entregado finalmente por una línea será igual a lo que recibió en origen. A su vez, dados los supuestos, se encuentra que los flujos en cada línea son una función lineal de la generación neta de los nodos. Ya que la suma de la generación neta no puede ser distinta de cero (algunos nodos son demandantes y otros generadores, a la vez que no hay pérdidas) basta con conocer el nivel de actividad de todos los nodos menos uno, quedando el último determinado. Al nodo que no se considera para el cálculo se lo denomina centro de carga.

<sup>57</sup> La resistividad de cada una de las líneas es uno de los parámetros fundamentales del modelo. En nuestro caso como la red está representada de una forma agregada es necesario calibrar las resistividades a los efectos de alcanzar una representación más precisa de las transacciones del mercado.

El modelo de despacho coordina completamente la actividad del sector en el corto plazo. Además, junto con el mecanismo de determinación de los precios emite las correspondientes señales para que los productores diseñen sus planes de producción. Pero aborda sólo en forma parcial los problemas de largo plazo referidos a las ampliaciones de red.

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio *spot* de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación.

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema (ver ecuación (I.1)).

De las ecuaciones (II.1) y (II.2) se observa que sólo quedan componentes de transporte, de corto y largo plazo. Para financiar costos de operación y mantenimiento se debe tomar únicamente las diferencias correspondientes a las pérdidas marginales, por lo tanto la recaudación por energía eléctrica transportada es:

$$(II.1) \quad RVTE = \eta_{LP}^2 - \eta_{LP}^1$$

Esto es, el equivalente regulatorio de la ecuación (I.4).

### **3. Métodos de Reconciliación de ingresos basados en el uso de la red**

Para completar la remuneración de la firma transportista se precisa un adicional. Hay varios métodos para reconciliar los ingresos. Como los ingresos marginalistas no alcanzan para recuperar los costos de capital es necesario utilizar métodos alternativos. Entre las alternativas se pueden citar: [i] Ramsey, [ii] Cargo uniforme (estampilla), [iii] proporcional al costo marginal, [iv] basado en una medida independiente, [v] basado en el uso del sistema y [vi] basado en el beneficio de la existencia del servicio de transmisión.

La asignación a través de factores de distribución es utilizada por la metodología *MW-mile*. Siguiendo a Rudnick, Palma y Fernández (1995), hay tres alternativas básicas para asignar los pagos de red entre los diferentes usuarios.

- [1] Factores de distribución H, que representan un cambio incremental que un cambio en la inyección en cualquier nodo (excepto el nodo de referencia) produce en cualquier línea.

La formulación matemática de este método es la siguiente:

$$(II.2) \quad \Delta z_i = \sum_{k \neq R} H_{i,k} \Delta y_k$$

con  $\sum_{k \neq R} \Delta y_k + \Delta y_R = 0$  para balancear el sistema (primera Ley de Kirchoff) y  $H_{i,k}$  representando la relación entre el cambio en la generación neta en el nodo k ( $\Delta y_k$ ) y el cambio en el flujo de la línea i ( $\Delta z_i$ ). La formulación original considera que el cambio en generación neta es absorbida por el respectivo cambio en el nodo de referencia ( $\Delta y_R$ ) manteniendo constante generación demanda y pérdidas. La forma de cómputo difiere de acuerdo con la configuración productiva del nodo de referencia (*Swing-bus*).

La participación en el cargo complementario sobre una línea i se reparte entre dos partes, la generación y la demanda de los nodos que conforman el área de influencia de la línea i. Además, este método es dependiente de la elección del nodo de referencia. En la aplicación de áreas de influencia se explica cómo se calculan las participaciones en el cargo suplementario.

- [2] Factores de distribución DG (*generalized generation distribution factors*), que representan impacto de un cambio en la generación total en los nodos de generación y en el flujo total de cualquier línea.
- [3] Factores de distribución DD (*generalized load distribution factors*), que incorporan el impacto de un cambio en la demanda total en los nodos de generación y en el flujo total de cualquier línea.

A partir de los flujos de línea de la expresión  $z = Hy$ , se pueden calcular los factores DG y DD. En lugar de calcular el flujo multiplicando la matriz H por la generación neta podemos obtenerlos de los niveles de generación o demanda separadamente.

Para el caso de los factores de distribución generalizados de generación, la formulación matemática es<sup>58</sup>:

$$(II.3) \quad z_i - \sum_{k \neq R} H_{i,k} g_k = \sum_{k \neq R} H_{i,k} d_k$$

Para determinar la participación en el uso de una línea que hace cada nodo -ya sea como demandante y/o generador-, es necesario establecer un procedimiento para asignar el cargo al

---

<sup>58</sup> Para los de factores de distribución de demanda se puede seguir un procedimiento similar.

nodo de referencia cuando en el mismo hay demanda u oferta positiva. Dividiendo por la generación total del sistema obtenemos:

$$(II.4) \quad DG_{i,R} = \frac{z_i - \sum_{k \neq R} H_{i,k} g_k}{\sum_k g_k} = \frac{\sum_{k \neq R} H_{i,k} d_k}{\sum_k g_k}$$

Esto es equivalente a la proporción del flujo de la línea  $i$  que corresponde al centro de cargas ( $DG_{i,R}$ ). Cuando la generación neta en el centro de cargas es cero, alcanza con considerar los coeficientes de la matriz  $H$ .

Con las participaciones calculadas en (II.4) se obtienen los coeficientes de participación de generadores:

$$(II.5) \quad DG_{i,k} = H_{i,k} + DG_{i,R}$$

En (II.5) el coeficiente  $H_{i,k}$  es cero cuando  $k = R$  es el nodo de referencia. Con estos coeficientes se obtiene nuevamente el flujo total de la línea:

$$(II.6) \quad z_i = \sum_{k \neq R} H_{i,k} g_k + \sum_k DG_{i,R} g_k$$

El primer término del lado derecho de la ecuación es la suma de las contribuciones de cada uno de los nodos al flujo de la línea, mientras que el segundo término es la contribución del nodo de referencia.

Pero, como algunas de las participaciones pueden ser negativas y sólo interesan las contribuciones positivas es necesario eliminar todas las transacciones que signifiquen disminución en el flujo de una línea. Para determinar si hubo disminución o aumento en el flujo se observan los signos de  $z_i$  y de los factores  $DG$  y  $DD$ . Si  $z_i$  y  $DG_{i,k}$  tienen el mismo signo implica un aumento en el flujo debido a un aumento en la generación en  $k$ . En cambio, si  $z_i$  y  $DD_{i,k}$  tienen el mismo signo significa que el flujo disminuye con un incremento en la demanda en el nodo  $k$ . Las participaciones de los nodos en la línea se definen luego de eliminar todas las transacciones que reflejen menores flujos de potencia sobre alguna línea en particular.

$$(II.7) \quad z_{i,k}^+ = \frac{DG_{i,k}^+ g_k}{\sum_k DG_{i,k}^+ g_k}$$

Estos métodos son utilizados habitualmente para la asignación del financiamiento de la parte fija de la tarifa de transporte. En el caso argentino, una variante de esta metodología se

denomina “área de influencia” y se utiliza adicionalmente para seleccionar los votantes que deciden inversiones de redes bajo el mecanismo de concurso Público.

Tomando ambas asignaciones (DG y DD) se puede calcular los factores generalizados de distribución totales (DT). Para ello hay que imponer exógenamente ponderaciones que afecten DG y DD. Ahora bien, en el caso de inversiones en transmisión estos ponderadores surgen directamente de la variación de los excedentes de productores y consumidores como consecuencia de la inversión.

#### 4. La metodología MW-mile en el sistema argentino

En la normativa se considera como Beneficiario de la ampliación del Sistema de Transporte a cualquier usuario que, dada la ampliación considerada, al aumentar su generación (en caso de ser generador) o su demanda (en caso de ser un distribuidor o un gran usuario) produciría un aumento en el flujo de la línea en cuestión. Esto está ligado con el método de Área de Influencia, de acuerdo con el cual cualquier agente del sistema debe financiar proporcionalmente si con una acción marginal modifica las condiciones operativas del transporte<sup>59</sup>.

- [1] Áreas de Influencia (AI). En la Argentina, el método elegido para recaudar parte de la tarifa por operación y mantenimiento del transporte<sup>60</sup> se denomina “Áreas de Influencia”. Se definen las Áreas de Influencia de un nodo y Áreas de Influencia de una línea. Se analizará primero el cálculo de las Áreas de Influencia de un nodo y luego se definirá el concepto de Área de Influencia de una línea de manera consistente con el uso que de él se hace.

Con respecto al Área de Influencia de un nodo, se entiende por tal: “... al conjunto de líneas y demás instalaciones de la red, directa o indirectamente afectadas por el ingreso o egreso de potencia del usuario del Sistema de Transporte en ese nodo, que incrementan su flujo de potencia ante un incremento en el ingreso o egreso mencionado” (pág.2 Anexo 18 de “Los procedimientos”).

Pertenecen al Área de Influencia de un nodo  $k$  ( $AI_k$ ) todas las líneas  $i$  que tengan una variación positiva de potencia ( $\Delta z_{i-k}$ ) al aplicarse un incremento unitario de generación o demanda ( $\Delta PI_b$ ) en el nodo en estudio, entonces:

$$(II.8) \quad AI_k = \{i : \Delta z_i > 0\}$$

<sup>59</sup> Ver Pérez Arriaga et al. (1995).

<sup>60</sup> Se trata de una tarifa en partes, donde la primera parte es la contribución marginal a las pérdidas y la segunda parte para completar la recaudación se obtiene mediante proporciones que surgen por el método de áreas de influencia.

Luego, definimos Área de Influencia de una línea  $i$  como todos los nodos  $k$  que poseen a esa línea en su propia área de Influencia, entonces:

$$(II.9) \quad AI_i = \{k : k \in AI_k\}$$

- [2] Factor de Participación de cada usuario en un nodo. El método AI utiliza la matriz de admitancia  $H$  del modelo DC (que aparece en las ecuaciones generación neta-flujo. También son los denominados factores de distribución  $H$  que aparecen en el Anexo A), por lo tanto la elección del nodo de referencia no es neutral. En el caso argentino este problema existe más allá de que se exija la utilización del centro de carga del MEM. Sin embargo como el nodo de referencia elegido es ficticio -ya que no tiene demanda ni generación- el cómputo de las áreas de influencia resulta más sencilla (se evita el paso que amplía la matriz de admitancia para considerar el nodo de referencia).

Para cada nodo  $k$  de  $AI_i$  se debe calcular el Factor de Participación del nodo en el uso de la línea  $i$  en el estado  $p$  ( $SN_{i,k}^p$ ):

$$(II.10) \quad SN_{i,k}^p = \frac{(\Delta z_i^p / \Delta y_k^p) y_k^p}{\sum_{h \in AI_i} (\Delta z_{i,h}^p / \Delta y_h^p) y_h^p}$$

donde  $y_k^p$  indica la potencia total generada o consumida en el nodo  $k$  en el estado  $p$ .

De esta manera la participación de cada nodo en el uso de una línea se estima a partir del efecto de cambios marginales en el nivel de actividad de los nodos sobre el flujo de la línea, por lo tanto, si existen grandes diferencias entre los valores marginales y medios de participación, esta medida podría generar importantes sesgos.

Una vez asignada la participación entre nodos, debe repartirse la utilización de la línea entre los usuarios de cada nodo. Para esto es necesario calcular el Factor de Participación de un usuario  $j$  en el nodo  $k$  en el estado  $p$  ( $SU_{k,j}^p$ ) que se determina con la proporción que representa la potencia del usuario  $j$  en el total del nodo. De esta manera, se puede calcular la participación de cada usuario  $j$  de un nodo  $k$  en el uso de la línea  $i$  en el estado  $p$ , que se denomina Factor de Participación del Usuario ( $SU_{i,j}^p$ ), como:

$$(II.11) \quad SU_{i,j}^p = SN_{i,k}^p SU_{k,j}^p$$

Por último, se aplica el siguiente procedimiento de ponderación relacionado con los niveles de flujo de las líneas:

$$(II.12) \quad SU_{i,j} = \frac{\sum SU_{i,j}^p t^p (z_i^p)^2}{\sum_p t^p (z_i^p)^2}$$

es decir, se trata de un promedio ponderado del uso de la red en cada uno de los estados, donde  $t^p$  es el número de horas que corresponden al estado  $p$  durante el período base de uso.

Se observa que se usan como ponderadores el número de horas de cada estado y el cuadrado de la potencia por la línea en cada estado; esto último lleva a que aquellos usuarios que tengan mayor participación en los estados de mayor potencia en la línea participen proporcionalmente más.

La participación del usuario en la línea en un año sirve para calcular el Canon Anual que le corresponde a cada beneficiario  $j$  por la ampliación en la línea  $i$  ( $CANON_{i,j}^a$ ):

$$(II.13) \quad CANON_{i,j}^a = CANON_i^a SU_{i,j},$$

donde  $CANON_i^a$  es el canon anual de la línea  $i$  en el año  $a$ .

La participación de cada usuario en los “beneficios” ( $SB_{i,j}$ ) se calcula a partir de la proporción del canon total de la línea que paga el usuario en los dos años del período de uso, es decir:

$$(II.14) \quad SB_{i,j} = \frac{\sum_{a=1}^2 CANON_{i,j}^a}{\sum_{a=1}^2 CANON_i^a}$$

Por lo tanto la participación final de cada usuario en los beneficios de la ampliación, y los votos que poseerá, depende del promedio de las participaciones en cada año ponderado por el canon de la línea. Esta medida coincidirá con el promedio de las participaciones solamente si el canon o las participaciones son iguales en ambos años.

La importancia de este cálculo esta dada particularmente cuando se establece que tanto para solicitar como para rechazar ampliaciones por concurso público los agentes deben acreditar una participación en los beneficios igual o mayor al 30% de los beneficios.

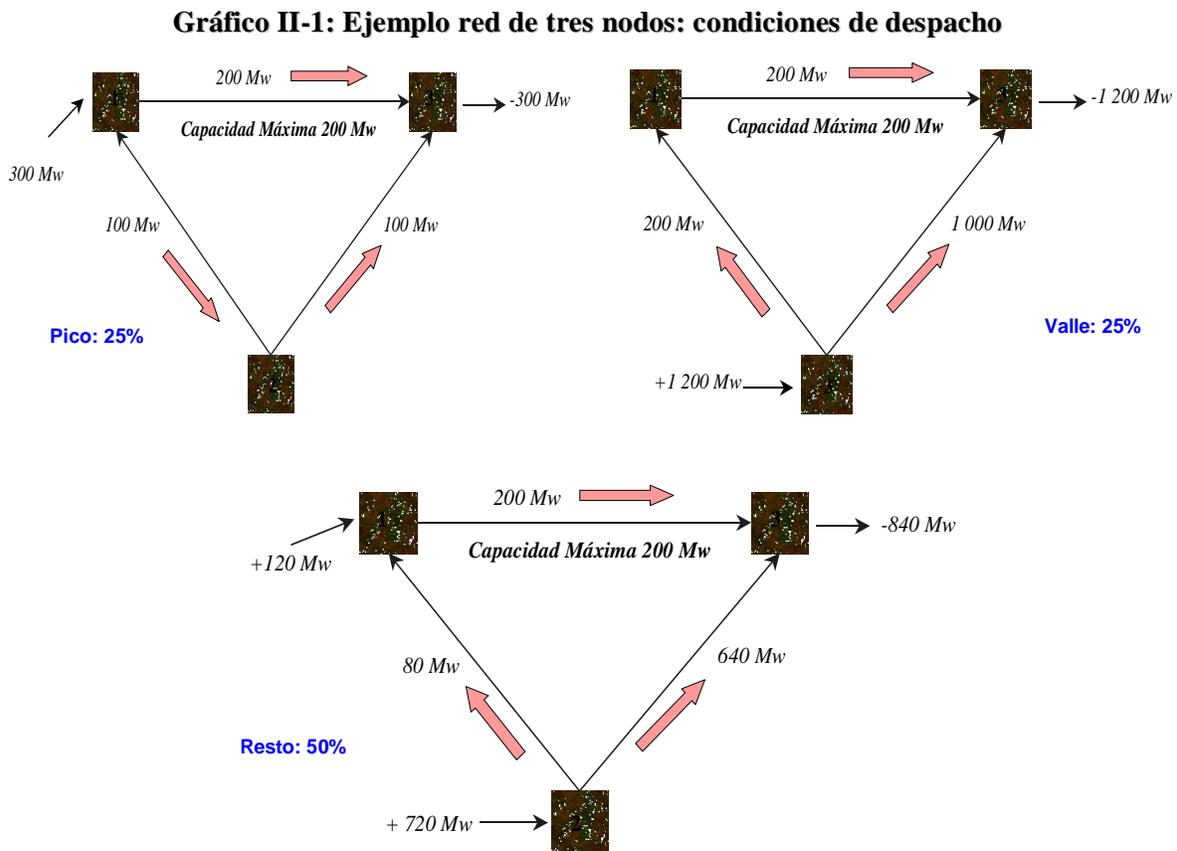
## 5. Solución al problema de identificación de beneficiarios

Se utiliza un ejemplo de red sencillo para observar los resultados correspondientes a las alternativas de distribución del canon y cálculo de beneficiarios.

La red consta de tres nodos con un solo usuario por nodo. En los nodos 1 y 2 hay empresas de generación y en el nodo 3 una empresa de distribución que provee a la demanda del sistema concentrada en ese nodo.

Se suponen costos marginales constantes de generación son \$10 por MW en el nodo 1 y \$15 por MW en el nodo 2 y que los mismos no cambian ante variaciones en la forma de calcular la tarifa de transporte. Cabe acotar que en caso de un sistema basado en subastas de precios o costos, esto podría no ser así. Se impone una restricción de capacidad de 200 MW sobre la línea 1-3. Se supone que no hay pérdidas, por lo tanto el componente marginalista es cero y solo queda el término de congestión de la ecuación (II.4).

Se consideran tres estados: pico, valle y resto, representados por niveles de demanda de 1200 MW, 300 MW y 840 MW respectivamente. Para calcular la participación de cada usuario en el CC se considera que el 25% de las horas son pico, 25% valle y 50% resto. En el Gráfico II-1 se presentan los detalles del despacho en cada uno de los estados considerados.



Fuente: elaboración propia.

### 5.1. Resultados del ejemplo

En la siguiente tabla se presentan los porcentajes de votos de los agentes de acuerdo con el factor de distribución elegido y para distintos centros de carga en el caso del método de áreas de influencia. Asimismo, este cálculo también se realiza para asignar qué debe pagar cada uno.

Para simplificar, el ejercicio supone que la capacidad total de la línea 1-3 es el incremento correspondiente al proyecto de inversión presentado por los agentes. Por otra parte, en la regulación el cálculo se hace considerando dos años, mientras que en el ejemplo se calcula para un año. Esto es lo mismo que suponer que la demanda se mantiene constante y que no hay nuevos ingresos de generadores.

**Tabla II-1: Resultados del modelo simplificado**  
*Porcentajes de votos para distintas alternativas de cómputo de beneficiarios*

Método	Generación Nodo 1	Generación Nodo 2	Demanda Nodo 3
AI (NR=N1)	0,0%	47,4%	52,6%
AI (NR=N2)	16,6%	0,0%	83,4%
AI (NR=N3)	21,4%	78,6%	0,0%
DG	21,4%	78,6%	0,0%
DD	0,0%	0,0%	100,0%
DT	7,1%	26,2%	66,7%

*Fuente: elaboración propia*

La tabla muestra en las columnas los porcentajes de participación en los votos (“beneficiarios”) ante una ampliación de la capacidad de la línea 1-3, considerando diferentes alternativas de cálculo. Las tres primeras filas muestran como varía el reparto de votos utilizando el método de áreas de Influencia (AI) pero cambiando el nodo de referencia del mercado (NR). Las últimas dos filas presentan tres formas alternativas de distribución de votos: (i) considerando sólo la generación (DG), (ii) considerando sólo la demanda (DD) y (iii) tomando en cuenta generación y distribución (DT).

Se observa que cuando cambia el nodo de referencia, el método de áreas de influencia arroja resultados muy dispares. En cambio, los “factores generalizados de distribución”, de generación (DG) y de demanda (DD), son invariables a la elección del *swing bus*.

Con *pass-through* total del canon todos los resultados serían similares al caso DD, donde la demanda paga todo el costo de transmisión de corto plazo. Sin embargo, es de esperar que en un sistema real la traslación sea parcial, en parte para no afectar la posición competitiva de las empresas.

El caso DG y AI (NR=N3) son idénticos debido a la configuración de la localización de la oferta y demanda elegidas en el ejemplo.

Si hiciéramos una analogía con el caso de la Argentina el caso de áreas de influencia con centro de carga en el nodo 3 sería el más representativo (aunque faltaría incluir demanda en el resto de los nodos), cuando se trata de ampliaciones que impactan positivamente sobre el área del Gran Buenos Aires. Se observa que el nodo de demanda no participa de la distribución de los pagos de transporte. Pero obsérvese que en el ejemplo la demanda indudablemente se beneficia, a través de la caída en los precios, por la ampliación. Entonces, un simple cambio de método permitiría cambiar radicalmente el grupo de decisión, y disminuir la posibilidad de armar coaliciones para vetar la ampliación.

El caso DT, considera ponderaciones que surgen de la evaluación del bienestar de una hipotética ampliación de la línea 1-3. Se tomaron que los votos deberían ser  $2/3$  para la demanda y  $1/3$  para la generación. De esta manera quedaría conformado un conjunto de decisores que no pueden ejercer la opción de veto individualmente. Aun así, se podría formar una coalición entre los generadores de los nodos 1 y 2 para vetar, pero en este caso los generadores del nodo 1 no tendría incentivo para hacerlo ya que con la ampliación se verían beneficiados con un aumento de precio de \$5 por MW.

## 6. Anexo

### 6.1. El modelo de la red de energía eléctrica

En esta sección se presentan las ecuaciones que configuran la red y definen el despacho y flujo de energía a través de ella. Para efectuar las simulaciones se utilizó el software GAMS (General Algebraic Modeling System)

Una característica esencial de los sistemas eléctricos es que utilizan redes para definir un mercado. Hay varias alternativas para modelar redes eléctricas. Una de las más sencillas es a través de un modelo DC que representa la relación entre los flujos en las líneas de una red de transporte de energía eléctrica y los vectores de demanda y generación por nodo y ofrece una medida de las pérdidas en el transporte.

En nuestra representación las decisiones de producción del sistema son tomadas en forma centralizada. Un coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff.

El modelo de despacho coordina completamente la actividad del sector en el corto plazo. Además, junto con el mecanismo de determinación de los precios emite las correspondientes señales para que los productores diseñen sus planes de producción, aunque aborda sólo en forma parcial los problemas de largo plazo referidos a las ampliaciones de red.

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de carga, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, como una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema.

A modo de resumen, los componentes del precio *spot* observado por un consumidor  $k$  que surgen del proceso de optimización son los siguientes:

$$(II.15) \quad \rho_k = \lambda + \gamma_{LP} + (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k} + \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$$

donde  $\lambda$  es el costo marginal variable de generación,  $\gamma_{LP}$  es el cargo por capacidad del sistema,  $\frac{\partial L}{\partial d_k}$  son las pérdidas marginales de la red y  $\mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$  es el cargo por congestión de cada línea  $i$

El despacho óptimo surge de maximizar el excedente del consumidor neto de costos de generación sujeto a las restricciones capacidad e incluyendo también como restricciones a las leyes físicas que existen en este sector.

El funcionamiento del sistema en el corto plazo puede ser explicado a través de un modelo de flujos de potencia llamado *DC flow*. Un modelo DC representa la relación entre los flujos en las líneas de una red de transporte de energía eléctrica y los vectores de demanda y generación por nodo, brindando además una medida de las pérdidas de energía que ocurren en la etapa de transmisión

El conjunto de ecuaciones puede ser subdividido en tres subconjuntos: [i] Ecuación de balance, [ii] Ecuaciones de determinación de los flujos y, [iii] Ecuación de pérdidas (Ver en detalle en el Capítulo I). Estos tres subconjuntos de ecuaciones permiten resolver el problema de la no direccionalidad de los flujos (*loop flow*), pero no resuelven el problema económico de maximización del excedente del consumidor. Para ello se debe plantear como objetivo la minimización del costo total de generación que permita cumplir con la demanda exógenamente dada, sujeto -además de las restricciones tecnológicas del sector enumeradas- a las restricciones de capacidad de transmisión de las líneas y a la capacidad de producción de los generadores.

En un modelo sin pérdidas, la suma de la generación neta en todos los nodos de la red debe ser igual a cero, o dicho de otra manera, la generación total debe ser igual a la demanda total. En ese caso el nivel de generación neta del centro de carga quedaría determinado por la actividad del resto de los nodos. A su vez, en el caso sin pérdidas, el nivel de actividad del centro de carga sería consistente con los flujos en las líneas determinados a partir de los otros nodos y, por lo tanto, el resultado numérico de los flujos sería independiente del nodo que se designe como centro de carga.

Al incorporar desde fuera una medida de las pérdidas la suma de la generación neta de los nodos debe ser igual a éstas, es decir:

$$(II.16) \quad e y = L^{61}$$

donde  $e$  es un vector fila de unos,  $L$  son las pérdidas ( $L=0$  si no se consideran en el análisis) e  $y = g - d$  es la generación neta (generación – demanda).

---

<sup>61</sup> De aquí en adelante el vector  $y$  está restringido, no tiene como componente el centro de carga.

Cabe destacar que las pérdidas son asignadas al centro de carga, y los resultados dependerán de la elección de este último: en efecto, los flujos de las líneas se relacionan con el nivel de actividad de los nodos que no son centro de carga suponiendo que no existen pérdidas. Sin embargo al calcularse la generación neta del centro de carga se le suman las pérdidas, resultando en una inconsistencia con los flujos que llegan y salen del mismo, que fueron calculados como si no hubiera pérdidas. Por lo tanto, en un modelo DC el flujo que se observe en las líneas no será independiente de la designación del centro de carga<sup>62</sup>.

Los flujos en cada línea son una función lineal de la generación neta de los nodos, excluido el centro de carga, y los flujos en las líneas. Matricialmente:

$$(II.17) \quad z = Hy$$

donde  $H = R^{-1}A(A^T\Omega A)^{-1}A^T\Omega R\Omega A(A^T\Omega A)^{-1}$  es la matriz de admitancia, muestra de que manera están conectados los nodos, y depende de la forma de la red representada por la matriz  $A$ , de las resistividades de las líneas  $R$ <sup>63</sup>, y de la relación entre la reactancia y resistividad de las líneas  $\Omega$ .  $z$  es el vector columna de los flujos en cada línea;  $e$  y es el vector de generación neta en cada nodo, excluido el centro de carga..

La matriz  $A$ , también denominada matriz de incidencia, se construye con tantas filas como líneas y con tantas columnas como nodos tenga el sistema. Definiendo a las líneas como aquellas que conectan dos nodos distintos, cada fila (línea) de la matriz de incidencia sólo muestra valores distintos a cero en las columnas que representan dichos nodos. Para representar la dirección del movimiento de la energía, el nodo en donde se origina el flujo positivo de energía toma valor 1, mientras que al nodo donde este flujo termina se le asigna valor  $-1$ . Es importante remarcar que la especificación de la dirección es arbitraria y no impacta en los resultados del modelo.

Denotamos  $R$  a la matriz diagonal de resistividad por línea con  $R_i$  en la diagonal.

Aunque hasta ahora no hemos incluido las pérdidas en el análisis, estas deben ser consideradas en el modelo dado la importancia que adquieren al analizar el transporte de electricidad y sus efectos sobre los precios.

---

<sup>62</sup> “La elección del centro de carga puede que tenga un impacto numérico no nulo (aunque pequeño) (...) Dependiendo del centro de carga seleccionado, los flujos en alguna línea podrán incluir o no perdidas sobre otras líneas, resultando en la obtención de resultados numéricos levemente diferentes.” Scheppe et al. (1988), pág. 317. Ver también Gribik et al. (1990).

<sup>63</sup> La resistividad de cada una de las líneas es uno de los parámetros fundamentales del modelo.

El modelo DC considera una función de pérdidas por línea cuadrática en el nivel de flujo, pero dado que los flujos dependen del vector de generación neta, es posible expresar el nivel de pérdidas total del sistema como función cuadrática del nivel de actividad en los nodos.

La Ecuación de pérdidas considera que las pérdidas ( $L$ ) están representadas por una función cuadrática de los flujos, matricialmente:  $L = z^T R z$  que, considerando (3) y la definición de  $H$ , puede ser expresada como una función cuadrática del nivel de generación neta:

$$(II.18) \quad L = y^T B y$$

donde  $B = (A^T \Omega A)^{-1} A^T \Omega R \Omega A (A^T \Omega A)^{-1}$ <sup>64</sup>, es una matriz que depende de la forma de la red y la reactancia y resistividad de las líneas.

Para el modelo es en el centro de cargas donde las pérdidas se realizan. Si en este nodo la generación es positiva, se observa que lo generado es mayor que lo enviado a las líneas ya que una parte de lo generado se pierde instantáneamente; en cambio si el centro de carga es un demandante neto se encontrará que los flujos que confluyen a él son mayores que lo demandado, dado que una parte está destinado a cubrir las pérdidas que en el se registran. Es decir, en el modelo DC una parte de la energía “desaparece” en el centro de cargas sin que esto se contabilice como parte de su nivel de actividad.

La estructura del modelo DC que nos permite aproximar los flujos y pérdidas de una red ante una determinada estructura de demanda y generación de electricidad. El problema económico de una red de transporte consiste en la optimización del conjunto y no como suma de optimizaciones de los distintos agentes privados que operan en su interior. Sin embargo, la solución de este problema nos permite asignar precios sombra a los distintos nodos de forma tal que ambas soluciones coincidan.

El objetivo del problema consiste en minimizar el costo total de generación cumpliendo con los requerimientos de demanda de energía, incluyendo las pérdidas y teniendo en cuenta las restricciones de capacidad.

$$(II.19) \quad \underset{g_1, g_2, g_3}{Min} \quad CG = C_1(g_1) + C_2(g_2) + C_3(g_3)$$

sujeto a:

---

<sup>64</sup> La matriz B puede ser expresada en términos de la matriz de admitancia y las resistividades, matricialmente:  $B = H^T R H$ .

$$\begin{aligned}
 (g_1 - \bar{d}_1) + (g_2 - \bar{d}_2) + (g_3 - \bar{d}_3) &= 0 \\
 h_{11}(g_1 - \bar{d}_1) + h_{12}(g_2 - \bar{d}_2) &= z_1 \\
 h_{21}(g_1 - \bar{d}_1) + h_{22}(g_2 - \bar{d}_2) &= z_2 \\
 h_{31}(g_1 - \bar{d}_1) + h_{32}(g_2 - \bar{d}_2) &= z_3
 \end{aligned}
 \tag{II.20}$$

donde  $g_i$  es el nivel de generación,  $d_i$  es la demanda y  $C_i$  es el costo de generación en el nodo  $i$ . Las únicas restricciones que permanecen son la de balance (primera ley de Kirchoff) y la de determinación de flujos (segunda ley de Kirchoff). De cualquier manera la ley que gobierna la forma en que se distribuye la energía a través de las líneas se sigue cumpliendo aunque en este caso no es relevante dado que no hay límites de capacidad de las líneas.



### III. DECISIONES DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN EN CONDICIONES DE REPRESENTACIÓN IMPERFECTA

#### 1. Introducción

El objetivo de esta sección es mostrar algunas debilidades del sistema de concurso público adicionales a las presentadas en el capítulo I. En primer lugar, se revisa el rol de la cuenta SALEX cuando se consideran inversiones en forma conjunta inversiones en redes de alta tensión y gasoductos. En segundo lugar, se construye un modelo integrado de gas y electricidad para mostrar cómo las inversiones en gasoductos pueden afectar las decisiones de localización de plantas de generación y en consecuencia afectar el grupo de beneficiarios del mecanismo de concurso público.

Comencemos recordando algunas de las características claves de de la metodología utilizada en la Argentina para la toma de decisiones de expansión de la red de transmisión de electricidad (ver los detalles en el capítulo I). El mecanismo se basa en la identificación de un subconjunto de agentes en el Mercado: aquellos considerados potenciales beneficiarios de la expansión. Se trata de un “club” de membresía temporaria donde las decisiones son tomadas por la mayoría pero condicionadas por la posibilidad de veto por parte de la minoría. En particular, si uno o más miembros estiman que los costos serían mayores que las ganancias directas, entonces votarían en contra de la expansión, y si 30% de los votos fueran en contra de la inversión, la misma no sería llevada a cabo.

Resulta conocido que el veto es una forma de proteger a las minorías, pero que también podría crear cierto poder de mercado implícito para algunos.

Los miembros del club se identifican utilizando una simulación que computa los cambios en flujos en los nodos en los cuales ellos están localizados; los votos se distribuyen en proporción directa a los cambios positivos en flujos de energía, asumiendo que esos cambios en unidades físicas fueran correcta *proxies* de los cambios en beneficios económicos. Los agentes con flujos negativos no se incluyen dentro del conjunto de votantes.

Para ser aprobadas, las nuevas inversiones deben pasar por tres etapas:

- ❑ Aceptación por parte de la mayoría (51%),
- ❑ ningún veto por parte de votantes que alcancen el 30% del total de votos — esta condición implícitamente aumenta la mayoría al 70%, y
- ❑ una evaluación económica independiente por parte de la agencia regulatoria.

Los argumentos siguientes explican la poco satisfactoria evolución de las inversiones:

Primero, en la medida que los proyectos no fueran beneficiosos, tiene sentido rechazarlos o posponerlos. En este caso, una objeción sobre la metodología de evaluación económica utilizada por el regulador ha sido la falta de consideración del valor de la opción de esperar. De hecho, al momento de la audiencia pública, hubo una gran controversia sobre el nivel futuro de la demanda de energía eléctrica.<sup>65</sup>

Segundo, podría haber *free riders* sobre las inversiones de infraestructura financiadas por miembros de la “oligarquía”<sup>66</sup> de votantes. Sin embargo, el oportunismo es en parte controlado por las reglas establecidas para los cargos de acceso. Lo que es realmente cierto es que los potenciales entrantes podrían no manifestar su disposición a pagar por un proyecto de expansión puesto que no serían identificados como beneficiarios.

Tercero, la demanda no ha sido correctamente representada (una solución a este problema se presenta en el capítulo II). Por un lado, se podría decir que los cambios en flujos de energía no aproximan correctamente los cambios en beneficios económicos. La falta de representación de la demanda y la posible inconsistencia entre beneficios “ingenieriles” y económicos fueron parte de las opiniones de los participantes de la industria en los noventa. Abdala (1994) presenta un claro resumen de los argumentos.

Cuarto, hubo una imperfecta distribución de los votos puesto que los consumidores del área de Buenos Aires no fueron incluidos en la evaluación del cambio de bienestar (Chisari, Dal-Bó y Romero, 2001). El nodo de referencia (*swing bus*) fue excluido al considerar las leyes de Kirchoff (lo cual es correcto), pero no fue subsecuentemente introducido para estudiar los cambios en el superávit de los consumidores (lo cual es incorrecto). Esto es análogo a eliminar un mercado del sistema de ecuaciones para computar precios de equilibrio (lo cuales correcto desde el punto de vista de la Ley de Walras) y luego no tomar en cuenta a los agentes que participan en ese mercado para estimar el bienestar social (lo cual es incorrecto). Aunque este argumento es complementario al tercero, es sustancialmente diferente.

Como dice el cuarto argumento, los cambios de flujos de energía fueron utilizados a través de un modelo que sigue las leyes de Kirchoff; sin embargo, la extrapolación de esos cálculos para determinar la participación de los votantes deja de lado parte del valor del proyecto para la sociedad. El nodo redundante para computar flujos de energía en el sistema

---

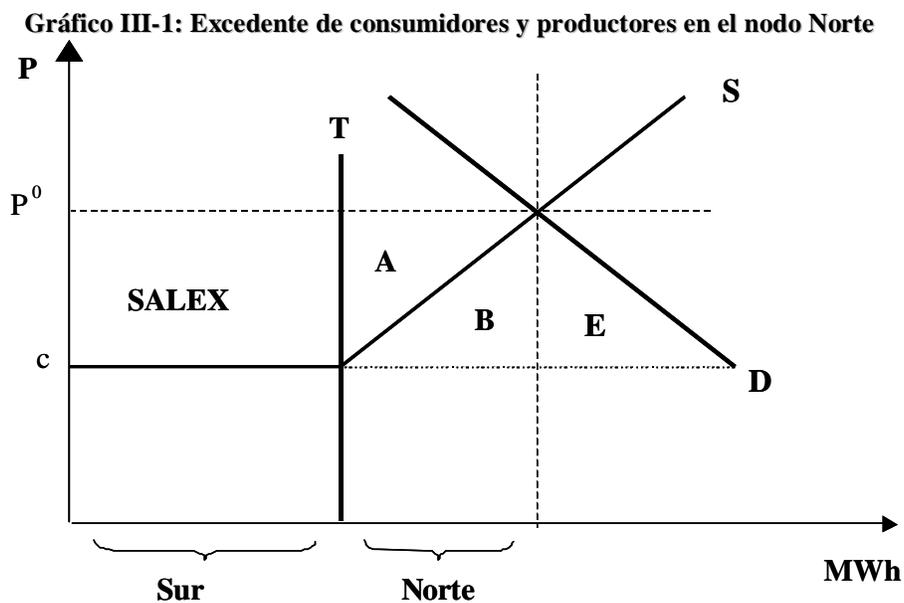
<sup>65</sup> Es material de discusión si esas diferencias en las estimaciones de demanda fueron usadas estratégicamente para posponer un proyecto. En presencia de indivisibilidades (como es el caso de la cuarta línea –ver capítulo I para un detalle del proceso), aun pequeñas diferencias en la estimación de la demanda podrían cambiar la evaluación económica del proyecto. Interesantes ejemplos son presentados en Scarf (1994).

<sup>66</sup> Esta palabra no es usualmente utilizada en economía, pero ayuda a ilustrar el mecanismo de votación. Notar, de cualquier manera, que la inclusión de un agente en la “oligarquía” es sólo temporaria.

argentino es extremadamente relevante para estimar la disposición a pagar agregada de los agentes, puesto que el nodo no fue reintroducido luego de la computación, la disposición a pagar agregada fue sistemáticamente subestimada (ver el análisis en detalle en el capítulo II).

Chisari, Dal-Bó y Romero (2001) muestran que una de las posibles explicaciones para el bajo nivel de inversiones observado fue la falla del mecanismo usado para representar la disposición a pagar de los consumidores finales, “pero en un sentido especial”. Esta conclusión fue obtenida por medio de simulaciones considerando el método utilizada para identificar quienes se beneficiaban por expansiones en capacidad de transmisión. Las causas fueron: [i] falla en la atribución del peso “político;” [ii] divergencia entre incentivos de las empresas de distribución (que enfrentan penalidades por fallas extremas ocasionadas por calidad de servicio de transmisión) y la disposición a pagar de los consumidores (probablemente más relacionada al costo medio de la energía); [iii] los agentes de la oligarquía no votan de acuerdo sus intereses directos sobre los nodos en los que ellos están operando, sino que toman en cuenta el impacto completo de las expansiones sobre los beneficios totales del conglomerado al cual pertenecen.

A modo de ilustración, consideremos una versión simplificada del problema de las expansiones de transmisión para representar el funcionamiento de la cuenta SALEX (Gráfico III-1).



*Fuente: elaboración propia.*

Los generadores en la región Sur podrían satisfacer toda la demanda proyectada (curva D) al costo  $c$ ; sin embargo, dado que hay una restricción de transmisión, sólo  $T$  unidades podrían ser despachadas, mientras que las restantes deberían ser provistas por generadores más costosos localizados en el Norte. La línea S representa la curva de costo marginal, creciente

cuando alcanza T y los generadores en el Norte deben ser despachados. El precio final a los consumidores finales es  $P^0$ , pero el superávit de los productores está limitado sólo a A, el cual es apropiado por los generadores en el Norte. Lo que sería el superávit de los generadores en el Sur es transferido a la cuenta SALEX. Esto es, la cuenta SALEX acumula las diferencias precio y costo marginal en el Sur para ser utilizada para futuras expansiones (área SALEX en el Gráfico III-1).

Asumiendo que es posible eliminar completamente la restricción y que no hay límites de capacidad de generación en el Sur, una expansión que elimine la restricción de transporte incrementará el bienestar de los consumidores en el monto de la cuenta  $SALEX+A+B+E$  (si toda la demanda se satisface al precio  $c$ ), y los consumidores estarán de acuerdo con la inversión si su costo es menor que dicho valor.

Sin embargo, puesto que los consumidores finales no puede votar, B (+E) no será tomado en cuenta en el proceso y los productores tendrán menores incentivos para expandir las líneas dado que los ubicados en el Norte perderían A, pero como el mecanismo no los considera beneficiarios (porque tendrían un cambio negativo en el flujo de energía) estos generadores no podrán votar ni vetar la expansión.

Desde el punto de vista social lo que importa es B + E (descontado intertemporalmente), comparado con el costo del proyecto; es una cuestión empírica si los beneficios resultan mayores o menores que los costos.<sup>67</sup> Los productores en el Sur probablemente no obtengan suficientes beneficios operativos para recuperar los costos de inversión dado que luego de la expansión saldrían todos despachados al costo medio constante de producción. El gráfico muestra que las ganancias de bienestar irían a los consumidores aunque ellos no voten (debido a que el procedimiento los excluyó de la oligarquía al considerar su nodo redundante<sup>68</sup>).

Productores en el Sur podrían tener una razón adicional para votar en contra del proyecto, más allá de la comparación directa de beneficios y costos. Si alguno de ellos estuviera integrado dentro de un grupo económico que incluye también productores del Norte, sería natural pensar que este productor tomaría los resultados netos totales de todo el grupo como la variable clave, y no resultados individuales. Así, si las ganancias del productor del Sur no compensaran las pérdidas en el Norte, éste votaría en contra del proyecto. Este no es un

---

<sup>67</sup> Notar que el tamaño de los triángulos B y E depende de las elasticidades de demanda y oferta. Estas elasticidades pueden diferir fuertemente entre el corto y el largo plazo.

<sup>68</sup> Podría haber también estimaciones del potencial efecto spillover que influenciarían los votos. Esto es particularmente interesante en el caso de un club. Grüner y Kiel (2004) presentan un modelo donde las decisiones de los agentes privados dependen no solamente de su propia información sino también de las señales de otros.

problema de competencia imperfecta, sino más bien uno de derechos de propiedad artificialmente creados por la existencia de poder de veto.<sup>69</sup> Chisari, Dal-Bó y Romero (2001) muestran que si esto es tomado en cuenta, los beneficios netos esperados podrían ser menores e inclusive volverse negativos.

Por supuesto, un proyecto poco valuable no debería ser aprobado, pero el problema aparece cuando el proyecto es socialmente beneficioso. El corolario es que la distribución de votos siguió una regla muy simple con un criterio muy estrecho de las ganancias y pérdidas de los proyectos de expansión.<sup>70</sup>

## 2. Decisiones de inversión en Transmisión y proyectos de gasoductos

Consideremos ahora cómo la presencia de inversiones alternativas en gasoductos (o complementarias para algunos generadores) impacta en el proceso de decisión. Se asume que un gasoducto puede ser construido de tal manera de reducir los costos operativos de algunas unidades en el Norte al nivel correspondiente a las unidades localizadas en el Sur. Esto es mostrado en el Gráfico III-2. Evidencia disponible confirma los hechos observados cuando ocurrió la audiencia pública de la cuarta línea (ver al respecto Celani, Chisari y Romero, 1995). Notar que nada cambia, excepto que los productores en el Norte aumentarían su superávit en el monto de  $A'$ .<sup>71</sup>

Computemos ahora el valor del proyecto de transmisión de electricidad luego que la expansión del gasoducto ha sido aprobada (implicando que los beneficios son mayores que los costos). Para los consumidores, el valor de la expansión estará dado por  $SALEX+A+A'+B'+E$  (nuevamente, si la transmisión es adicionalmente expandida para satisfacer la demanda al precio  $c$ ). Para los productores en el Norte el valor de la expansión sería negativa por el monto adicional  $A'$ . El cambio total en el bienestar para todo el grupo de los generadores es menor que en la situación anterior, y la probabilidad de que el proyecto sea rechazado será mayor; esto es debido a la pérdida en la reducción de costos que los productores obtienen luego de expandir gasoductos.

En este caso, concentrar el análisis en los generadores en el Sur podría ser erróneo desde el punto de vista social, ya que ellos no necesariamente tomarían en cuenta las inversiones en gasoductos (a menos que estuvieran integrados con generadores en el Norte). La evaluación

---

<sup>69</sup> Joskow y Tirole (2000 y 2003) discuten cómo la competencia imperfecta también podría afectar el funcionamiento eficiente de sistemas alternativos para financiar expansiones.

<sup>70</sup> Notar que el argumento no requiere colusión desarrollada por un juego repetido (ver Bernheim y Whinston, 1990); más bien está basado en la propiedad común de distintos generadores.

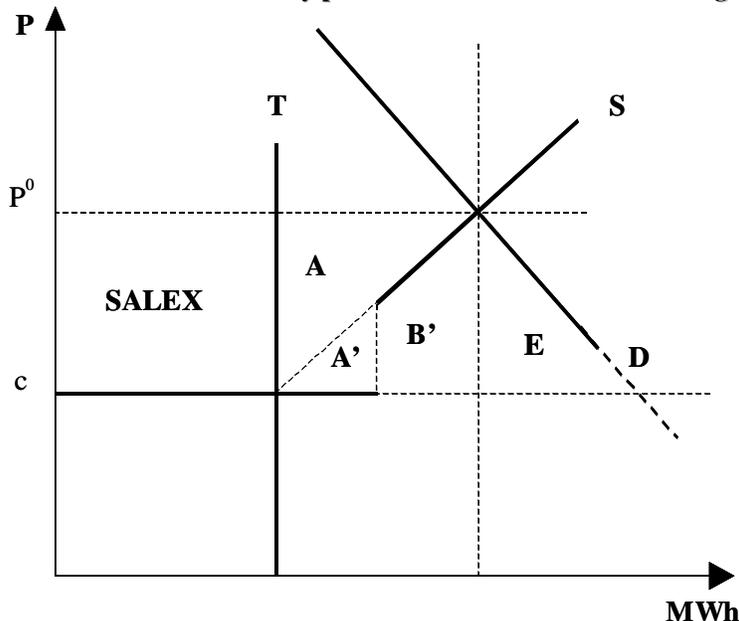
<sup>71</sup> Asumiendo que el costo de la expansión en gasoductos ya ha sido descontado.

social total del proyecto debería ser revisada, puesto que hay una reducción en el valor del proyecto de expansión de transmisión de electricidad una vez que los gasoductos se construyen. Por lo tanto, el rechazo de la expansión por parte de los productores podría ser correcto, y, en ese caso, la cuenta SALEX estaría juntando fondos para un proyecto obsoleto.

Consecuentemente, los proyectos de inversión en gasoductos y líneas de alta tensión deberían ser evaluados en forma conjunta o al menos tener en cuenta los efectos de realizar la secuencia u orden de las inversiones<sup>72</sup>.

A continuación se presenta una ilustración que muestra que las decisiones de localización de los generadores parecen responder a la maximización de beneficios dado el régimen de expansión de la infraestructura en redes, y que parte de la explicación por el retraso en inversiones en transmisión puede ser entendido en un más amplio marco de análisis. Inversiones de expansión de gasoductos y líneas de electricidad en alta tensión deben ser vistas como proyectos relacionados.

**Gráfico III-2: Excedente de consumidores y productores en el nodo Norte con generadores a gas**



Fuente: elaboración propia.

Joskow y Tirole (2003) mencionan que: “*decisions regarding investments in new generation (including location) and transmission facilities are inherently interdependent*” (p. 2). Para extender el argumento en el mismo sentido, se puede agregar que la localización de los generadores y la transmisión de la electricidad y gas están fuertemente relacionadas. Cuando

<sup>72</sup> En el capítulo I se describen los principales regímenes de inversión vigentes y propuestos, incluyendo el existente para transporte de gas.

Newbery (2000) se refiere al caso de la Argentina, menciona que: *“It has also been argued that because gas pipelines operate under a more sensible contractual regime, the decision between building pipelines to transport gas to demand centres for generation compared to generating electricity at the gas field and transporting electricity has been distorted. It is more likely that the balance between gas-fired generation and hydroelectricity is distorted. It is normally cheaper to transport gas than electricity, and since the discouragements hinder the building of electricity transmission lines to distant areas, they tend to exaggerate the advantage of moving gas. However, distant hydro schemes are discriminated against under the present system of electricity transmission finance.”* (pp. 254-255). ¿Fueron exageradas esas ventajas? La siguiente sección examina este punto.

### **3. Un modelo integrado de redes de gas natural y electricidad**

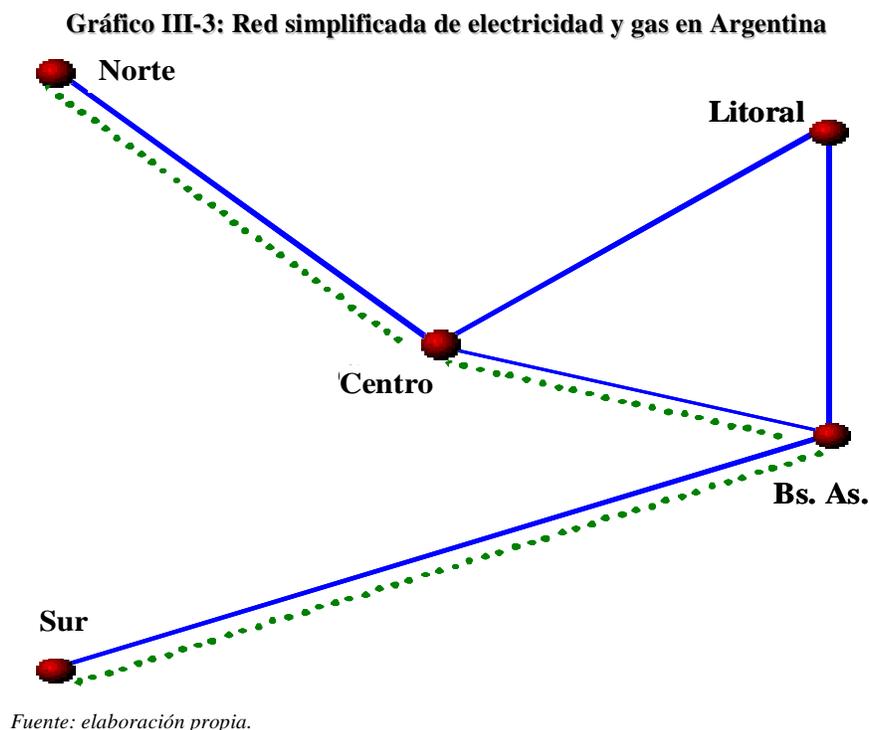
Hasta aquí se ha mencionado que una “oligarquía” incrementa el poder de veto de las empresas establecidas debido a la falta de representación de la demanda ubicada en el centro de cargas (Buenos Aires en el caso de la Argentina). Una segunda posibilidad para cambiar el voto de la oligarquía en favor de las expansiones sería la entrada de nuevos generadores en el Sur. El sistema proveería la solución correcta si la nueva capacidad se localizara en el Sur; esto es así porque los nuevos entrantes erosionarían el poder de veto de las empresas establecidas. En el caso argentino esto no sucedió; más aún los nuevos entrantes eligieron ubicarse en Buenos Aires (Norte) pagando por inversiones en gasoductos en vez de contribuir con las expansiones en líneas de alta tensión y, por lo tanto, no fueron incluidos entre los beneficiarios (dado su localización en el nodo de referencia).

Para comprender cuáles fueron las razones de este comportamiento, esta sección trata el problema de sustituibilidad entre la localización de la generación, la expansión de gasoductos y la transmisión de electricidad. La estrategia es chequear la consistencia y relevancia de la conjetura utilizando simulaciones, y los resultados obtenidos confirman que la localización podría responder a una elección de maximización de beneficios.

Para tener una mayor idea, se presenta una replica del modelo de transmisión, agregando una red de gasoductos que proveen gas natural a Buenos Aires. Valores reales de parámetros, resistencias y costos son difíciles de conseguir, por lo tanto el modelo fue calibrado para replicar los datos observados. La relevancia del caso depende de estas estimaciones pero la exploración numérica ayuda para apreciar su plausibilidad.

La capacidad de las redes de transporte de gas y electricidad son insumos del modelo. La disponibilidad de capacidad de transporte de gas permite simular el despacho de los generadores térmicos que usan gas como combustible.

La red simplificada de gas y electricidad (Gráfico III-3) representa las principales características del sistema argentino. Se consideran cinco nodos, cinco líneas de alta tensión, y tres gasoductos (líneas punteadas). En cada nodo hay tres tipos de plantas de generación: [T] Térmicas que utilizan gas como combustible, [H] Hidroeléctricas y nucleares, [F] térmicas que utilizan combustibles líquidos.



La simulación integrada se obtiene tomando simultáneamente la oferta de gas y la interacción de oferta y demanda de energía eléctrica que determina los precios en el mercado. El despacho de los generadores térmicos es obtenido endógenamente.

Los datos iniciales incluyen precios del gas en *City Gate*, la disponibilidad de gas, demanda de gas natural por tipo de consumidor y nodo, demanda eléctrica por nodo, capacidad individual de las líneas de transmisión, y capacidad de generación por tipo de planta. El modelo consta de dos etapas: el año anterior a la construcción de la cuarta línea (1997) y el año posterior a la puesta en operación de la línea (2000). Se han observado significativos cambios en oferta y demanda entre esos años. La Tabla III-1 muestra la demanda por nodo y periodo. Se

puede apreciar la importancia de la demanda en Buenos Aires (Fila “Bs. As.”). La demanda creció 16% entre 1997 y 2000.

**Tabla III-1: Demanda de electricidad por nodo**  
(en miles de GWh)

<b>Nodo</b>	<b>1997</b>	<b>2000</b>
<b>Norte</b>	3.8	4.4
<b>Centro</b>	9.7	11.3
<b>Litoral</b>	3.4	4.0
<b>Sur</b>	5.9	6.8
<b>Bs. As.</b>	44.0	50.9

Fuente: elaboración propia, sobre la base de información de CAMMESA

La Tabla III-2 presenta el nivel de capacidad por nodo y tipo de planta. La localización de las térmicas a gas en la región de Buenos Aires es notable: de 925 MW en 1997 a 3207 MW de capacidad en 2000. Es importante recordar que estos nuevos entrantes no se incluyen como “beneficiarios” de la capacidad de la nueva línea.

**Tabla III-2: Capacidad de generación por tipo de planta**  
(en MW)

<b>Nodo</b>	<b>1997</b>				<b>2000</b>			
	<b>T</b>	<b>H</b>	<b>F</b>	<b>Total</b>	<b>T</b>	<b>H</b>	<b>F</b>	<b>Total</b>
<b>Norte</b>	594	170	344	<b>1108</b>	780	180	265	<b>1225</b>
<b>Centro</b>	575	2254	501	<b>3330</b>	825	2241	347	<b>3413</b>
<b>Litoral</b>	0	2167	267	<b>2434</b>	0	2655	430	<b>3085</b>
<b>Sur</b>	995	4290	0	<b>5285</b>	1286	4485	0	<b>5771</b>
<b>Bs. As.</b>	925	357	3683	<b>4965</b>	3207	357	3640	<b>7204</b>
<b>Total</b>	<b>3089</b>	<b>9238</b>	<b>4795</b>	<b>17122</b>	<b>6098</b>	<b>9918</b>	<b>4682</b>	<b>20698</b>

Fuente: elaboración propia, sobre la base de información de CAMMESA

El modelo de transporte de gas, basado en De Wolf y Smeers (2000), considera una relación no lineal entre flujos y diferencias de presión en los nodos conectores de cada línea. El problema consiste en determinar la producción y flujos con el objetivo de satisfacer una demanda inelástica al mínimo costo. La función objetivo es la suma de los costos de compra de gas, sujeto a las restricciones tecnológicas (el modelo de transporte de gas se presenta como anexo a este capítulo).

El modelo de despacho eléctrico (ver los detalles en el anexo II.B del capítulo II) obtiene la producción que minimiza el costo total de generación sujeto a satisfacer las demandas nodales, las leyes de Kirchoff y las restricciones de capacidad (las pérdidas térmicas de las líneas no son consideradas). A partir del despacho óptimo se obtienen los precios e

ingresos simulando la regulación Argentina de la misma manera que en Chisari, Dal-Bó y Romero (2001). La variable clave es la generación térmica, la cual se ajusta (endógenamente) hasta que el equilibrio es alcanzado en ambos mercados (electricidad y gas).

El modelo ha sido programado en GAMS considerando un horizonte de un año con dos estaciones (invierno y verano), y cada estación dividida en tres niveles de demanda máxima: pico, valle y resto. En consecuencia, se computan un total de seis estados.

El punto de partida del análisis (*benchmark*) es una aproximación del funcionamiento del sistema en 1997 para luego analizar la expansión de capacidad en el corredor Comahue-Buenos Aires. Para las simulaciones, se construyen dos escenarios alternativos de expansión de capacidad.

- Escenario 1 (una proxy del caso observado). La expansión de la cuarta línea resulta aprobada y la capacidad de transmisión aumenta de 1800 MW a 2800 MW. Los entrantes en generación se localizan principalmente en Buenos Aires, pasando de 4965 a 7204 (ver Tabla III-2).
- Escenario 2 (Contrafáctico). La expansión aprobada es mayor que la de la cuarta línea; se considera que hay exceso de capacidad (no hay congestión que afecte el despacho de los generadores del Sur); los entrantes en generación (2000 MW) se localizan en el Sur.

Este segundo escenario es utilizado para incrementar los miembros de la “oligarquía” de votantes, reduciendo el poder de veto de las empresas establecidas en el Sur, principalmente hidroeléctricas que podrían votar en contra de la expansión debido al problema de propiedad común (Chisari, Dal-Bó y Romero, 2001).

En el primer escenario, los entrantes deben pagar por el transporte de gas pero no por la transmisión de electricidad; los precios finales no se verían reducidos dramáticamente por la persistente congestión en el corredor Comahue-Buenos Aires. En el Segundo escenario, los entrantes deben pagar por el transporte de la electricidad y los precios de mercado disminuirían significativamente dado que ahora no hay congestión.

**Tabla III-3: Simulaciones: precios promedio y producción**

Nodo	Precios Promedio (\$/MWh)			Producción (th. GWh)		
	Benchmark	Escenario 1	Escenario 2	Benchmark	Escenario 1	Escenario 2
<b>Norte</b>	16.1	11.8	9.5	1.8	1.8	1.1
<b>Centro</b>	16.1	11.8	9.5	19.4	19.4	19.4
<b>Litoral</b>	25.5	14.6	9.5	19.0	23.3	23.3
<b>Sur</b>	8.0	9.5	9.5	19.1	29.3	30.6
<b>Bs. As.</b>	31.8	16.4	9.5	7.5	3.7	3.1

Fuente: elaboración propia

En la Tabla III-3 se presentan los precios medios y la producción para el *benchmark* y las dos alternativas consideradas. En el escenario 1 las diferencias de precios se explican por

los niveles de congestión que siguen apareciendo. En el escenario 2, de relocalización, se observa la igualación de precios nodales (en ausencia de pérdidas) esperada por la eliminación de la congestión.

La Tabla III-4 muestra los beneficios estimados por tipo de planta y nodo. Las térmicas a gas (tipo T) son las perdedoras cuando las inversiones en líneas de alta tensión son llevadas a cabo. En el escenario 1, el monto de las pérdidas es del orden de \$1.7 millones debido a que estas plantas determinan los precios locales (ver precios locales en la tercera columna de la Tabla 3). Por el contrario, plantas tipo H obtienen beneficios netos positivos y estarían a favor de la ampliación; sin embargo, si hubiera propiedad común (integración horizontal Sur-Norte) esto no sucedería (comparar 63.6 con 37.7 + 8.5 en Tabla III-4).

Notar que la localización de la mayoría de los nuevos productores en el Sur podría haber sido suficiente para evitar el poder de veto (la capacidad de plantas tipo T aumenta en la región de Buenos Aires de 900 MW a más de 3000 MW). Sin embargo, el *benchmark* indica que la mayoría de los nuevos entrantes decidieron localizarse en Buenos Aires, limitando la membresía de la “oligarquía” a las empresas establecidas.

En la segunda simulación, se asume que los productores se relocalizan en el Sur; esto erosiona el poder de veto de las empresas existentes. Ahora los beneficios se reducen alrededor de \$6 millones para los generadores a gas (ver última columna, Tabla III-4), mientras que los productores hidroeléctricos en el Sur mejoran (\$42.1 millones contra cero). En este caso, las plantas tipo T en el Sur determinan el precio de mercado (igual para todo el sistema) y obtienen beneficio cero en el corto plazo. La reducción de los beneficios es explicada por la amortización de los costos de inversión.

**Tabla III-4: Producción y beneficios por nodo y por tipo de planta**

Node	Benchmark		Escenario 1		Escenario 2	
	GWh	II	GWh	II	GWh	II
T-Norte	826	1.9	1306	0.0	0	0.0
T-Centro	5	0.0	0	0.0	0	0.0
T-Sur	0	0.0	994	-1.7	4 592	-6.0
T-Bs. As.	3 494	63.6	2134	8.5	0	0.0
H-Norte	1 020	12.0	1 080	6.0	1 080	2.4
H-Centro	19 396	159.6	19 384	74.8	19 384	29.6
H-litoral	18 983	370.1	23 256	199.7	23 258	81.6
H-Sur	19 055	0.0	25 972	37.7	25 972	42.1
H-Bs. As.	3 127	83.7	3 127	35.8	3 127	14.1
F-Bs. As.	837	0.0	158	0.0	0	0.0

Fuente: elaboración propia

Puesto que los costos de provisión de gas para los generadores en el modelo incluyen costos de inversiones en gasoductos, se tiene una representación completa de las alternativas de costos y beneficios de localización. Los resultados muestran que era mejor localizarse en el Norte (Buenos Aires) y pagar por el transporte de gas.

Las ganancias de localización de los generadores en el nodo Buenos Aires pueden ser observadas como la diferencia entre los beneficios en el escenario 1 (\$8.5 millones) y el escenario 2 (\$0). La congestión ayuda a incrementar los beneficios en el nodo demanda tanto en el *benchmark* como en el escenario 1.

#### **4. Conclusiones**

Hay distintas posibles explicaciones para el bajo nivel de inversiones bajo el régimen de Concurso Público utilizado en la Argentina. En este capítulo se han hecho dos observaciones adicionales.

En un trabajo previo, Chisari, Dal-Bó y Romero (2001), se aproximó el funcionamiento del sistema a través de un modelo de simulación simplificado de la red eléctrica de la Argentina, obteniendo los siguientes resultados:

- Para la distribución de los votos, el algoritmo computacional eliminó el nodo de Buenos Aires, pero los consumidores en ese nodo no fueron posteriormente introducidos para computar los cambios en el bienestar social, lo cual reduce significativamente la disposición a pagar agregada por nuevas expansiones.
- Los votos a favor o en contra de las expansiones surgen de decisiones de las empresas integradas horizontalmente de acuerdo con el beneficio del grupo como un todo y no como una respuesta a cambios en los flujos de energía en determinados nodos de la red.

En este capítulo se reconsidera el rol de la cuenta SALEX e introduce la relevancia de tomar en cuenta los proyectos alternativos de gasoductos que proveen a los generadores en el nodo de demanda.

Si los proyectos de inversiones en redes de gas beneficiaban a los generadores, el valor social de expansiones adicionales de electricidad sería menor. Este fue el caso al momento de la discusión de la cuarta línea. Las inversiones en gasoductos ya habían comenzado y afectado positivamente la eficiencia de los generadores en Buenos Aires. Aquí se ha mostrado que la decisión de los votantes incluye no sólo las expansiones eléctricas sino también las de sus sustitutos, en este caso los gasoductos. Asimismo, al afectar las decisiones de localización de los generadores las expansiones de los gasoductos también afectan el funcionamiento de mediano plazo del mecanismo de Concurso Público.

## 5. Anexo

### 5.1. *Modelo de Simulación del Mercado Eléctrico y de Gas Interconectado*

El Modelo de Simulación del Mercado Eléctrico y de Gas Interconectado es un modelo que toma como datos de entrada, entre otra información, la capacidad de transporte determinada en la red de gas y la respectiva a la red eléctrica. Además se tienen en cuenta la demanda agregada de gas para cada una de las crónicas térmicas que se simulan. La disponibilidad de capacidad de transporte de gas que surge permite simular el despacho de usinas térmicas que utilizan el gas como combustible. La integración de la simulación de todo el proceso se logra debido a que el Modelo toma simultáneamente la capacidad de gas disponible y la interacción entre oferta y demanda de energía eléctrica que determina los precios de mercado y por ende qué usinas son despachadas.

### 5.2. *El modelo del sistema de transporte de gas natural*

Mediante el siguiente modelo se propone solucionar uno de los problemas más importante que surge en la práctica: dada una red de transmisión de gas, determinar el diámetro óptimo de cada línea con el fin de minimizar la suma de las inversiones y los costos de operación. Esto lleva a un problema de dos etapas: en la primera etapa, la compañía de transmisión debe decidir la inversión en redes teniendo en cuenta los costos de inversión y los futuros costos de operación. La segunda etapa del problema corresponde al funcionamiento de la red. Para este problema consideramos una relación no lineal entre los flujos y la diferencia de presión entre los extremos de cada línea.

En la presente aplicación, dado que no se analizan las inversiones en transporte de gas, sólo se considera la segunda etapa para niveles dados de capacidad.

El problema de funcionamiento consiste en determinar la compra de gas y el flujo a lo largo de cada línea con el objetivo de satisfacer la demanda en varios puntos de la red al mínimo costo. La función objetivo, en la formulación original de De Wolf y Smeers (2000), representa los costos de compra de gas. Aquí se modifica la función objetivo para considerar el valor del gas no suministrado cuando hay problemas de congestión en los gasoductos.

Este problema puede ser formulado usando un gráfico donde  $N = \{1, 2, \dots, n\}$  es el grupo de nodos y  $A \subset N \times N$  un conjunto de arcos correspondiente a las líneas existentes entre dos nodos.

Cada nodo  $i$  es caracterizado por  $p_i$ , la presión del gas en el nodo, y por  $s_i$  que es la entrada neta de gas en el nodo  $i$ . Denotamos  $N_s$  al subconjunto de nodos oferentes y con  $N_d$  el

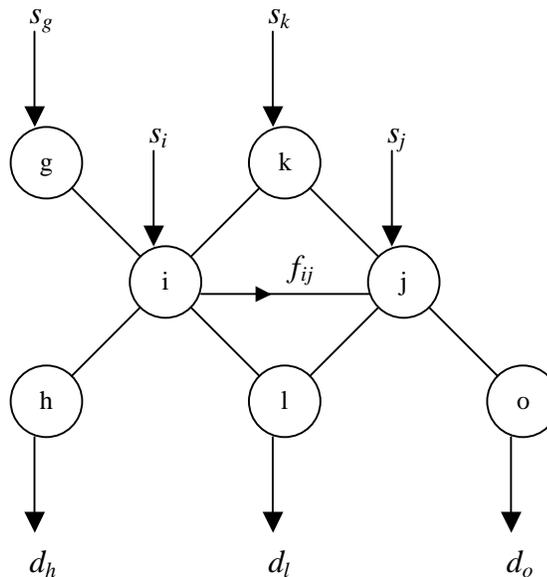
subconjunto de nodos demandantes. Para cada arco (i,j) está asociada la variable  $f_{ij}$  que representa el flujo de gas desde el nodo i al nodo j.

No solo consideramos las clásicas ecuaciones de balance de cada nodo, sino también la relación no lineal entre el flujo y la diferencia de presión en los dos extremos de cada línea. Esto nos permite considerar las variables de presión y tener en cuenta los límites de presión.

La ecuación de balance de flujo en un nodo oferente tiene el siguiente significado: la suma de los flujos salientes del nodo es igual a la suma de flujos entrantes al nodo. Esto puede ser expresado como:

$$(III.1) \quad \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} = \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} + s_i \quad \forall i \in N_s$$

**Diagrama III-1**



Para un nodo oferente, los límites de entradas de flujo netas se deriva directamente de los límites convenidos entre la compañía de transmisión y los productores de gas. La compañía de transmisión y los productores de gas acuerdan en una cantidad nominal diaria y, generalmente, se permite algo de flexibilidad para que la cantidad tomada por la compañía de transmisión pueda variar. Esto implica las siguientes restricciones límites en la entrada neta:

$$(III.2) \quad \underline{s}_i \leq s_i \leq \overline{s}_i \quad \forall i \in N_s$$

A continuación se explica la ley física que relaciona el flujo de gas en cada línea a una presión diferente entre sus dos extremos. La relación esta dada por la formula de gas que puede ser expresada como:

$$(III.3) \quad \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 = C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2), \quad \forall (i, j) \in A$$

donde la constante  $C_{ij}$  depende del diámetro  $D_{ij}$  de la línea:

$$(III.4) \quad C_{ij}^2 = K_{ij}^2 D_{ij}^5$$

y donde  $K_{ij}$  es una función de longitud de la línea, la temperatura del gas y el factor de compresión del gas.

De la relación (III.3), vemos que el gas fluye siempre desde la presión alta a la baja. De hecho, cuando  $p_i > p_j$ , el signo de  $f_{ij}$  es positivo y el flujo va del nodo  $i$  al nodo  $j$ . Cuando  $p_i < p_j$ , el signo de  $f_{ij}$  es negativo y el flujo va del nodo  $j$  al nodo  $i$ .

Luego se introduce el límite más bajo y el más alto de presión de  $p_i$  en cada nodo  $i \in N$ . Estos límites junto con la relación (III.3), permiten al gas ser entregado a la mínima presión al usuario final y garantiza que la máxima presión que cada productor puede proveer no sea excedida. La formulación matemática es simple:

$$(III.5) \quad \underline{p}_i \leq p_i \leq \overline{p}_i \quad \forall i \in N$$

Finalmente la función objetivo es la suma de los costos de compra del gas. Estos costos son una función lineal de la cantidad para cada productor. Denotamos como  $c_k$  el precio unitario del gas entregado por los productores en el nodo  $j$ , entonces podemos formular la función objetivo como:

$$(III.6) \quad Q(D) = \min_{f,s,p} \sum_{j \in N_s} c_j s_j$$

Con estos elementos, el problema de funcionamiento para una elección dada de diámetros puede ser formulado de la siguiente manera:

$$(III.7) \quad Q(D) = \min_{f,s,p} \sum_{j \in N_s} c_j s_j$$

sujeto a:

$$(III.8) \quad \begin{cases} \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} = s_i & \forall i \in N \\ \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 = K_{ij}^2 D_{ij}^5 (p_i^2 - p_j^2) & \forall (i,j) \in A \\ \underline{s}_i \leq s_i \leq \bar{s}_i & \forall i \in N \\ \underline{p}_i \leq p_i \leq \bar{p}_i & \forall i \in N \end{cases}$$

### 5.3. El modelo integrado de transporte de electricidad y gas natural en GAMS

Este ejemplo de la programación realizada representa un modelo sencillo con tres nodos del sistema eléctrico y tres nodos del sistema de transporte de gas natural.

**Modelo de electricidad.** La demanda de electricidad está concentrada en el nodo 3 y es igual a 500. El nodo 1 y 2 no poseen demandas. Las ofertas son las siguientes: Nodo 1: 500 de generación térmica a base de gas natural, 250 de hidroeléctrica; Nodo 2: 500 de generación térmica a base de gas natural; Nodo 3: 200 de generación térmica a base de combustibles líquidos.

**Modelo de gas.** La oferta se localiza solo en el nodo 1 y es igual a 6000. La demanda de gas está diferenciada por tipos de usuarios: Nodo 1: 100 por parte de los residenciales, 500 de las usinas y 50 de los grandes usuarios; Nodo 2: 400 por parte de los residenciales, 500 de las usinas y 150 de los grandes usuarios; Nodo 3: 1000 por parte de los residenciales y 500 de grandes usuarios.

Todas las cifras de electricidad están medidas en MWh, y las de gas corresponden a MWh equivalente. A continuación se presenta ambos modelos que fueron programados en forma conjunta en GAMS.

#### 5.3.1. Programa Base (GAS\_ELE\_5N.gms)

- \* Entre paréntesis aparece el nombre del archivo
- \* Para su funcionamiento es preciso la simple copia
- \* de estos programas en formato de texto

```

$OFFSYMXREF OFFSYMLIST OFFUELLIST OFFUELXREF
OPTION LIMROW = 0, LIMCOL = 0, SYSOUT=Off, SOLPRINT=On, NLP = conopt2 ;
$inlinecom < >

```

#### \*\*\*\* DECLARACION DE SUBINDICES Y RELACIONES

```

SET
P    Periodos          / P1*P6 /

```

```

NE  Nodos de elec      / NO, CE, LI, CO, BA /
NG  Nodos de gas      / NO, CE, CO, BA /
U   Usuarios de gas   / res, usi, gug /
PG  Plantas de generacion de elec / T1*T5, H1*H5, F1*F5 /
LE  Lineas de transmision / L1, L2, L3, L4, L5 /
CC(NE) Centro de cargas / BA /
NCC(NE) Nodos restantes / NO, CE, LI, CO /
REL1(NE,PG) Ubicacion de plantas en nodos / NO.(T1,H1,F1)
                                           CE.(T2,H2,F2)
                                           LI.(T3,H3,F3)
                                           CO.(T4,H4,F4)
                                           BA.(T5,H5,F5) /
REL2(LE,NE,NE) Conformacion fisica de la red / L1.NO.CE
                                                L2.CE.BA
                                                L3.LI.BA
                                                L4.LI.CE
                                                L5.CO.BA /

```

```

ALIAS (NG,I),(NE,NF), (NCC,NC), (NCC,NS), (NC,JP), (LE,LI),(PG,SG) ;

```

```

SET

```

```

L(I,NG) lineas de gas / NO.CE, CE.BA, CO.BA /
REL21(LE,NE), REL22(LE,NE) ;
REL21(LE,NE) = SUM(NF,REL2(LE,NE,NF)) ;
REL22(LE,NE) = SUM(NF,REL2(LE,NF,NE)) ;

```

#### \*\*\*\* DATA

```

PARAMETERS

```

```

HO(P) horas por estado - total de horas anuales: 8760
 / P1 912.5, P2 1095, P3 2372.5, P4 912.5, P5 1095, P6 2372.5 /
cefg(NG,P) parametro para control

```

```

*DATA GAS NATURAL

```

```

A(I,NG,P) coeficiente de capacidad de gasoducto
CBP(NG,P) costo del gas primario a boca de pozo por nodo
CGNC(NG,U,P) costo del gas no suministrado por nodo y usuario
DG(NG,U,P) demanda de gas por nodo y usuario

```

```

*DATA ELECTRICIDAD

```

```

AA(LE,NE) matriz de incidencia
RR(LE,LE) resisitividades de las líneas
A1(PG,P) costo variable de produccion ($/MW)
CEF(PG,P) eficiencia plantas termicas
DEM(NE,P) demanda por nodo
IMP(NE,P) importaciones por nodo
MAXGTR(PG,P) capacidad de generacion
MAXFL(LE,P) capacidad de las lineas
;

```

```

$INCLUDE datos_gas5.TXT <planilla de datos de gas>
$INCLUDE dat5_e_00.TXT <planilla de datos de electricidad 2000>
*$INCLUDE dat5_e_96.TXT <planilla de datos de electricidad 1996>
$INCLUDE simul.TXT <planilla de datos para simulacion>

```

```

**** CALCULO MATRIZ DE ADMITANCIA Y DISTRIBUCION DE PERDIDAS

```

```

$include inversacplex.txt <calculo de la inversa>

```

PARAMETERS

HH(LE,NC) matriz de admitancia del mercado electrico  
BB(NCC,NC) matriz de perdidas del mercado electrico ;  
BB(NCC,NC) = xinv.l(NCC,NC) ;  
HH(LE,NC) = sum(NCC,R1A(LE,NCC)\*BB(NCC,NC)) ;

\*\*\*\* LAS VARIABLES

\*VARIABLES GAS NATURAL

VARIABLES

cg costos totales de gas - a minimizar  
POSITIVE VARIABLES  
s(NG,p) oferta nodal  
pi(NG,p) presion  
fd(i,NG,p) flujo de ductos  
ggn(NG,u,p) generacion de gas por nodo y usuario

\*VARIABLES ELECTRICIDAD

VARIABLES

ce costo totales de electricidad - a minimizar  
fl(LE,P) flujo en lineas  
net(NE,P) oferta neta de los nodos ;  
POSITIVE VARIABLES  
gep(PG,P) generacion de electricidad por planta  
gen(NE,P) generacion de electricidad por nodo  
ll(P) perdidas  
cgen(PG,P) costos de generacion por planta  
cmag(CC,P) costo marginal en el centro de cargas ;

\*\*\*\* LOS MODELOS

\*MODELO DE GAS

\$INCLUDE gas\_5n.gms <ecuaciones del modelo de transporte de gas natural>  
ggn.UP(NG,u,p) = DG(NG,u,p) ;  
SOLVE gas minimizing cg using NLP ;  
PARAMETERS DISP\_GAS(NG,p), CONTROL(NG,p), CONDI ;  
DISP\_GAS(NG,p) = DG(NG,"usi",p) - ggn.L(NG,"usi",p) ;

\*MODELO ELECTRICIDAD

\$INCLUDE ele\_5n.gms <ecuaciones del modelo de transporte de electricidad>  
MAXGTR("T1",P) = max( 0, min( DISP\_GAS("NO",p)/cef("T1",P),MAXGTR("T1",p) ) ) ;  
MAXGTR("T2",P) = max( 0, min( DISP\_GAS("CE",p)/cef("T2",P),MAXGTR("T2",p) ) ) ;  
MAXGTR("T4",P) = max( 0, min( DISP\_GAS("CO",p)/cef("T4",P),MAXGTR("T4",p) ) ) ;  
MAXGTR("T5",P) = max( 0, min( DISP\_GAS("BA",p)/cef("T5",P),MAXGTR("T5",p) ) ) ;  
SOLVE ele USING NLP MINIMIZING CE ;  
DG("NO","usi",p) = gep.L("t1",p)\*cef("T1",P);  
DG("CE","usi",p) = gep.L("t2",p)\*cef("T2",P);  
DG("CO","usi",p) = gep.L("t4",p)\*cef("T4",P);  
DG("BA","usi",p) = gep.L("t5",p)\*cef("T5",P);

DISPLAY DISP\_GAS, MAXGTR, DG, ggn.L, ggn.lo, ggn.up, s.L, gep.L, fd.L ;

\*MODELO INTEGRADO ELECTRICIDAD Y GAS

ggn.L(NG,u,p) = 0 ;  
ggn.UP(NG,u,p) = DG(NG,u,p) ;  
CONTROL(NG,p) = 1\$( (DISP\_GAS(NG,p)\*cefg(NG,P)) GT DG(NG,"usi",p) ) ;  
CONDI=SUM( (NG,p), CONTROL(NG,p)\*\*2) ;

```

DISPLAY CONTROL, CONDI
$ONEND
WHILE CONDI NE 0 DO
    SOLVE gas minimizing cg using NLP ;
    DISP_GAS(NG,p) = DG(NG,"usi",p)-ggn.L(NG,"usi",p) ;
    SOLVE ele USING NLP MINIMIZING CE ;
    display DISP_GAS, MAXGTR, DG, CONTROL, CONDI, ggn.L, ggn.l, ggn.up,
        s.L, gep.L, fd.L ;
    DG("NO","usi",p) = gep.L("t1",p)*cef("T1",P);
    DG("CE","usi",p) = gep.L("t2",p)*cef("T2",P);
    DG("CO","usi",p) = gep.L("t4",p)*cef("T4",P);
    DG("BA","usi",p) = gep.L("t5",p)*cef("T5",P);
    display DISP_GAS, MAXGTR, DG, ggn.L, ggn.lo, ggn.up, s.L, gep.L, fd.L ;
    ggn.L(NG,u,p) = 0 ;
    ggn.UP(NG,u,p)= DG(NG,u,p) ;
    CONTROL(NG,p) = DISP_GAS(NG,p)-DG(NG,"usi",p) ;
    CONDI=SUM((NG,p), CONTROL(NG,p)**2);
    display CONTROL, CONDI ;
ENDWHILE
;
DG(NG,U,p)=DG(NG,U,p)-ggn.L(NG,U,p);
SOLVE gas minimizing cg using NLP ;
DISP_GAS(NG,p) = DG(NG,"usi",p) ;
MAXGTR("T1",P) = max(0, min( DISP_GAS("NO",p)/cef("T1",P),MAXGTR("T1",p) )) ;
MAXGTR("T2",P) = max(0, min( DISP_GAS("CE",p)/cef("T2",P),MAXGTR("T2",P) )) ;
MAXGTR("T4",P) = max(0, min( DISP_GAS("CO",p)/cef("T4",P),MAXGTR("T4",P) )) ;
MAXGTR("T5",P) = max(0, min( DISP_GAS("BA",p)/cef("T5",P),MAXGTR("T5",P) )) ;
SOLVE ele USING NLP MINIMIZING CE ;
DG(NG,U,p)=DG(NG,U,p)-ggn.L(NG,U,p);
SOLVE gas minimizing cg using NLP ;
DISPLAY DISP_GAS, MAXGTR, DG, CONTROL, CONDI
    ggn.L, s.L, gep.L, fd.L, pi.L, A1, maxvl1.m, maxvl2.m, ce.l

**** CONSTRUCCION DE PLANILLAS DE RESULTADOS
$INCLUDE resul1.TXT      <calculos de remuneraciones y precios>
$INCLUDE resul2.TXT      <resultados es un txt donde estan los put>

```

### 5.3.2. Archivos de Datos de Gas natural (DATOS\_GAS5.txt)

```

* coeficiente de capacidad de gasoducto
A("NO","CE",P) = 5000 ; A("CE","BA",P) = 5000 ; A("CO","BA",P) = 5000 ;

* precio del gas en boca de gasoducto ($/m3 DE 8400 kcal)
CBP("NO","P1") = 56 ; CBP("NO","P2") = 56 ; CBP("NO","P3") = 56 ;
CBP("NO","P4") = 58 ; CBP("NO","P5") = 58 ; CBP("NO","P6") = 58 ;
CBP("CE","P1") = 70 ; CBP("CE","P2") = 70 ; CBP("CE","P3") = 70 ;
CBP("CE","P4") = 73 ; CBP("CE","P5") = 73 ; CBP("CE","P6") = 73 ;
CBP("CO","P1") = 56 ; CBP("CO","P2") = 56 ; CBP("CO","P3") = 56 ;
CBP("CO","P4") = 58 ; CBP("CO","P5") = 58 ; CBP("CO","P6") = 58 ;
CBP("BA","P1") = 77 ; CBP("BA","P2") = 77 ; CBP("BA","P3") = 77 ;
CBP("BA","P4") = 80 ; CBP("BA","P5") = 80 ; CBP("BA","P6") = 80 ;

* costo del gas no suministrado
CGNC(NG,"RES",P) = 5000 ; CGNC(NG,"USI",P) = 2500 ; CGNC(NG,"GUG",P) = 1000 ;

* demanda inicial de gas por usuario (MM m3)

```

```

DG("NO","RES","P1")= 153; DG("NO","RES","P2")= 153; DG("NO","RES","P3")= 153;
DG("NO","RES","P4")= 453; DG("NO","RES","P5")= 303; DG("NO","RES","P6")= 303;
DG("NO","USI","P1")=1647; DG("NO","USI","P2")=1647; DG("NO","USI","P3")= 1647;
DG("NO","USI","P4")=1647; DG("NO","USI","P5")=1647; DG("NO","USI","P6")= 1647;
DG("NO","GUG","P1")= 776; DG("NO","GUG","P2")= 776; DG("NO","GUG","P3")= 776;
DG("NO","GUG","P4")= 776; DG("NO","GUG","P5")= 776; DG("NO","GUG","P6")= 776;
DG("CE","RES","P1")= 655; DG("CE","RES","P2")= 655; DG("CE","RES","P3")= 655;
DG("CE","RES","P4")=1255; DG("CE","RES","P5")= 955; DG("CE","RES","P6")= 955;
DG("CE","USI","P1")=1282; DG("CE","USI","P2")=1282; DG("CE","USI","P3")= 1282;
DG("CE","USI","P4")=1282; DG("CE","USI","P5")=1282; DG("CE","USI","P6")= 1282;
DG("CE","GUG","P1")=1491; DG("CE","GUG","P2")=1491; DG("CE","GUG","P3")= 1491;
DG("CE","GUG","P4")=1491; DG("CE","GUG","P5")=1491; DG("CE","GUG","P6")= 1491;
DG("CO","RES","P1")= 374; DG("CO","RES","P2")= 374; DG("CO","RES","P3")= 374;
DG("CO","RES","P4")= 674; DG("CO","RES","P5")= 524; DG("CO","RES","P6")= 524;
DG("CO","USI","P1")=2685; DG("CO","USI","P2")=2685; DG("CO","USI","P3")= 2685;
DG("CO","USI","P4")=2685; DG("CO","USI","P5")=2685; DG("CO","USI","P6")= 2685;
DG("CO","GUG","P1")=5875; DG("CO","GUG","P2")=5875; DG("CO","GUG","P3")= 5875;
DG("CO","GUG","P4")=5875; DG("CO","GUG","P5")=5875; DG("CO","GUG","P6")= 5875;
DG("BA","RES","P1")=4560; DG("BA","RES","P2")=4560; DG("BA","RES","P3")= 4560;
DG("BA","RES","P4")=6060; DG("BA","RES","P5")=5310; DG("BA","RES","P6")= 5310;
DG("BA","USI","P1")=4692; DG("BA","USI","P2")=4692; DG("BA","USI","P3")= 4692;
DG("BA","USI","P4")=4692; DG("BA","USI","P5")=4692; DG("BA","USI","P6")= 4692;
DG("BA","GUG","P1")=4482; DG("BA","GUG","P2")=4482; DG("BA","GUG","P3")= 4482;
DG("BA","GUG","P4")=4482; DG("BA","GUG","P5")=4482; DG("BA","GUG","P6")= 4482;
*DG(NG,U,P) = DG(NG,U,P)*1000/(365/24) ;

```

### 5.3.3. Archivos de Datos de Electricidad años 1996 (DAT5\_E\_96.txt)

\* matriz de incidencia AA

```
AA(LE,NE)$ (REL21(LE,NE))= 1 ; AA(LE,NE)$ (REL22(LE,NE))= -1 ;
```

\* resistividades de las lineas

```
RR("L1","L1")= 0.4 ; RR("L2","L2")= 0.6 ; RR("L3","L3")= 0.4 ;
RR("L4","L4")= 0.6 ; RR("L5","L5")= 1.2 ;
```

```
CEF("T1",P)= 0.338 ; CEF("T2",P)= 0.357 ; CEF("T3",P)= 0 ;
CEF("T4",P)= 0.279 ; CEF("T5",P)= 0.398 ;
```

\* borrar solo se usa para control y condi

```
CEFG("NO",P)= 0.338 ; CEFg("CE",P)= 0.357 ;
CEFG("CO",P)= 0.279 ; CEFg("BA",P)= 0.398 ;
```

\* costo variable de produccion (\$/MW)

```
A1("T1",P)= CBP("NO",P)*CEF("T1",P) ; A1("T2",P)= CBP("CE",P)*CEF("T2",P) ;
A1("T4",P)= CBP("CO",P)*CEF("T4",P) ; A1("T5",P)= CBP("BA",P)*CEF("T5",P) ;
A1("H1",P)= 8 ; A1("H2",P)= 8 ; A1("H3",P)= 6 ;
A1("H4",P)= 8 ; A1("H5",P)= 5 ; A1("F1",P)= 80 ;
A1("F2",P)= 100 ; A1("F3",P)= 100 ; A1("F5",P)= 100 ;
```

\* demanda total por nodo (MW)

```
DEM("NO","P1") = 608 ; DEM("NO","P2") = 458 ; DEM("NO","P3") = 345 ;
DEM("NO","P4") = 594 ; DEM("NO","P5") = 442 ; DEM("NO","P6") = 332 ;
DEM("CE","P1") = 1432 ; DEM("CE","P2") = 1142 ; DEM("CE","P3") = 894 ;
DEM("CE","P4") = 1499 ; DEM("CE","P5") = 1117 ; DEM("CE","P6") = 956 ;
DEM("LI","P1") = 515 ; DEM("LI","P2") = 415 ; DEM("LI","P3") = 348 ;
DEM("LI","P4") = 505 ; DEM("LI","P5") = 393 ; DEM("LI","P6") = 307 ;
```

DEM("CO", "P1") = 806 ; DEM("CO", "P2") = 663 ; DEM("CO", "P3") = 532 ;  
 DEM("CO", "P4") = 906 ; DEM("CO", "P5") = 758 ; DEM("CO", "P6") = 552 ;  
 DEM("BA", "P1") = 6258 ; DEM("BA", "P2") = 5149 ; DEM("BA", "P3") = 3863 ;  
 DEM("BA", "P4") = 6769 ; DEM("BA", "P5") = 5508 ; DEM("BA", "P6") = 3962 ;

\* Importaciones por nodo (MW)

IMP("NO", P) = 0 ; IMP("CE", P) = 0 ; IMP("LI", P) = 0 ;  
 IMP("CO", P) = 0 ; IMP("BA", P) = 0 ;

\* Capacidad mAxima de generacion (MW)

MAXGTR("T1", P) = 594 ; MAXGTR("T2", P) = 575 ; MAXGTR("T3", P) = 0 ;  
 MAXGTR("T4", P) = 995 ; MAXGTR("T5", P) = 925 ;

MAXGTR("H1", P) = 170 ; MAXGTR("H2", P) = 2254 ; MAXGTR("H3", P) = 2167 ;  
 MAXGTR("H4", P) = 4290 ; MAXGTR("H5", P) = 357 ;

MAXGTR("F1", P) = 344 ; MAXGTR("F2", P) = 501 ; MAXGTR("F3", P) = 267 ;  
 MAXGTR("F4", P) = 0 ; MAXGTR("F5", P) = 3683 ;

\* Capacidad mAxima de transporte por linea (MW)

MAXFL("L1", P) = 600 ; MAXFL("L2", P) = 1000 ; MAXFL("L3", P) = 2100 ;  
 MAXFL("L4", P) = 600 ; MAXFL("L5", P) = 1800 ;

### 5.3.4. Archivos de Datos de Electricidad años 2000 (DAT5\_E\_00.txt)

\* matriz de incidencia AA

AA(LE, NE)\$ (REL21(LE, NE)) = 1 ; AA(LE, NE)\$ (REL22(LE, NE)) = -1 ;

\* resistividades de las lineas

RR("L1", "L1") = 0.4 ; RR("L2", "L2") = 0.6 ; RR("L3", "L3") = 0.4 ;  
 RR("L4", "L4") = 0.6 ; RR("L5", "L5") = 1.2 ;

CEF("T1", P) = 0.238 ; CEF("T2", P) = 0.357 ; CEF("T3", P) = 0 ;  
 CEF("T4", P) = 0.179 ; CEF("T5", P) = 0.298 ;

\* Solo se usa para control y condi

CEFG("NO", P) = 0.238 ; CEFg("CE", P) = 0.357 ; CEFg("CO", P) = 0.179 ;  
 CEFg("BA", P) = 0.298 ;

\* costo variable de produccion (\$/MW)

A1("T1", P) = CBP("NO", P)\*CEF("T1", P) ; A1("T2", P) = CBP("CE", P)\*CEF("T2", P) ;  
 A1("T4", P) = CBP("CO", P)\*CEF("T4", P) ; A1("T5", P) = CBP("BA", P)\*CEF("T5", P) ;  
 A1("H1", P) = 8 ; A1("H2", P) = 8 ; A1("H3", P) = 6 ;  
 A1("H4", P) = 8 ; A1("H5", P) = 5 ; A1("F1", P) = 80 ;  
 A1("F2", P) = 100 ; A1("F3", P) = 100 ; A1("F5", P) = 100 ;

\*demanda total por nodo (MW)

DEM("NO", "P1") = 705 ; DEM("NO", "P2") = 530 ; DEM("NO", "P3") = 399 ;  
 DEM("NO", "P4") = 688 ; DEM("NO", "P5") = 512 ; DEM("NO", "P6") = 384 ;  
 DEM("CE", "P1") = 1658 ; DEM("CE", "P2") = 1322 ; DEM("CE", "P3") = 1034 ;  
 DEM("CE", "P4") = 1735 ; DEM("CE", "P5") = 1354 ; DEM("CE", "P6") = 1107 ;  
 DEM("LI", "P1") = 596 ; DEM("LI", "P2") = 480 ; DEM("LI", "P3") = 403 ;  
 DEM("LI", "P4") = 585 ; DEM("LI", "P5") = 455 ; DEM("LI", "P6") = 355 ;  
 DEM("CO", "P1") = 933 ; DEM("CO", "P2") = 768 ; DEM("CO", "P3") = 616 ;  
 DEM("CO", "P4") = 1049 ; DEM("CO", "P5") = 877 ; DEM("CO", "P6") = 639 ;  
 DEM("BA", "P1") = 7244 ; DEM("BA", "P2") = 5960 ; DEM("BA", "P3") = 4472 ;

```
DEM("BA","P4") = 7836 ; DEM("BA","P5") = 6376 ; DEM("BA","P6") = 4586 ;
```

```
*Importaciones por nodo (MW)
```

```
IMP("NO",P) = 0 ; IMP("CE",P) = 0 ; IMP("LI",P) = 0 ;
```

```
IMP("CO",P) = 0 ; IMP("BA",P) = 0 ;
```

```
*Capacidad mAxima de generacion (MW)
```

```
MAXGTR("T1",P)= 780 ; MAXGTR("T2",P)= 825 ; MAXGTR("T3",P)= 0 ;
```

```
MAXGTR("T4",P)= 1286 ; MAXGTR("T5",P)= 3207 ;
```

```
*SIMUL
```

```
*MAXGTR("T4",P)= 3286 ; MAXGTR("T5",P)= 1207 ;
```

```
MAXGTR("H1",P)= 180 ; MAXGTR("H2",P)= 2241 ; MAXGTR("H3",P)= 2655 ;
```

```
MAXGTR("H4",P)= 4485 ; MAXGTR("H5",P)= 357 ;
```

```
MAXGTR("F1",P)= 265 ; MAXGTR("F2",P)= 347 ; MAXGTR("F3",P)= 430 ;
```

```
MAXGTR("F4",P)= 0 ; MAXGTR("F5",P)= 3640 ;
```

```
* Capacidad mAxima de transporte por linea (MW)
```

```
MAXFL("L1",P)= 600 ; MAXFL("L2",P)= 1000 ; MAXFL("L3",P)= 2100 ;
```

```
MAXFL("L4",P)= 600 ; MAXFL("L5",P)= 2800 ;
```

```
****SIMUL
```

```
*MAXFL("L5",P)= 6800 ;
```

### 5.3.5. Cálculo de la matriz de admitancia y distribución de pérdidas (inversacplex.txt)

```
*ETAPA 1
```

```
PARAMETERS
```

```
ID(NCC,NCC), RR1(LE,LE), R1A(LE,NCC), AAT(NE,LE), ATR1A(NCC,NCC);
```

```
RR1(LE,LE)=1/RR(LE,LE); <RR1: inversa de las resistencias>
```

```
R1A(LE,NCC)=sum(LI,RR1(LE,LI)*AA(LI,NCC)); <RR1 x matriz admitancia A>
```

```
AAT(NE,LE)=AA(LE,NE); <AAT=transpuesta AA>
```

```
ATR1A(NCC,NC)=sum((LI,LE),AAT(NCC,LI)*RR1(LI,LE)*AA(LE,NC));
```

```
<Matriz AAT x RR1 x Matriz AA>
```

```
ID(NCC,NC)=0; ID(NCC,NCC)=1 ; <deficion de matriz identidad>
```

```
*display ID,RR,RR1,AAT,ATR1A
```

```
*ETAPA 2
```

```
FREE VARIABLE
```

```
xinv(NCC,NCC) <esta es la matriz inversa de
```

```
ATR1A>
```

```
es
```

```
*ETAPA 3 <se realiza una optimizacion ficticia para resolver la inversa>
```

```
EQUATIONS
```

```
inv(NCC,NCC), obj ;
```

```
obj.. es =e= 0 ;
```

```
inv(NCC,NC).. sum(NS,ATR1A(NCC,NS)*xinv(NS,NC))=e=ID(NCC,NC);
```

```
model inversa /obj, inv/
```

```
OPTION lp = cplex;
```

```
SOLVE inversa using lp maximizing es;
```

```
<de esta forma encontramos la matriz inversa de ATR1A=matriz BB de perdidas>
```

### 5.3.6. Ecuaciones Modelo electricidad (ELE\_5N.gms)

```
$TITLE MODELO DE PRECIOS SPOT (red de 5 nodos con costos constantes)
$STITLE (Programado por Carlos ROMERO (v.10set04))

**** MODELO

EQUATIONS
FUNOBJ      Funcion de costos a minimizar
MAXTER      MAXima capacidad de generacion de potencia
MAXVL1      MAXima capacidad de transmision de potencia de las lIneas
MAXVL2      MAXima capacidad de transmision de potencia de las lIneas
KIRCH1      Primera ley de Kirchoff
POTSUM      Potencia suministrada en cada nodo
KIRCH2      Flujo de potencia por cada linea
CTOTG       Costo total de generacion en cada nodo
OFNET       Oferta neta en cada nodo
;
FUNOBJ..    CE          =E=  SUM((PG,P), cgen(PG,P)*HO(P)) ;
MAXTER(PG,P).. gep(PG,P) =L=  MAXGTR(PG,P) ;
MAXVL1(LE,P).. fl(LE,P)  =L=  MAXFL(LE,P) ;
MAXVL2(LE,P).. fl(LE,P)  =G=  -MAXFL(LE,P) ;
KIRCH1(P).. ll(P)       =E=  SUM(NE, gen(NE,P) - DEM(NE,P) + IMP(NE,P)) ;
CTOTG(PG,P).. cgen(PG,P) =E=  gep(PG,P)*A1(PG,P) ;
OFNET(NE,P).. net(NE,P) =E=  gen(NE,P)+IMP(NE,P)-DEM(NE,P) ;
POTSUM(NE,P).. gen(NE,P) =E=  SUM(PG $REL1(NE,PG), gep(PG,P)) ;
KIRCH2(LE,P).. fl(LE,P) =E=  SUM(NC, HH(LE,NC) * net(NC,P)) ;

MODEL ele3 / funobj, maxter, maxvl1, maxvl2, kirchl,
           ctotg, ofnet, potsum, kirch2/ ;
ll.fx(P)=0 ; <modelo sin perdidas>
```

### 5.3.7. Ecuaciones Modelo Gas natural (GAS\_5N.gms)

```
$TITLE MODELO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (red de 4 nodos)
$STITLE (Programado por Carlos ROMERO (v.10set04))

EQUATIONS
OBJ, BALANCE, FLOWg1 ;

OBJ..
cg=e=sum((NG,p),CBP(NG,p)*s(NG,p))+sum((NG,u,p),CGNC(NG,u,p)*ggn(NG,u,p));
BALANCE(I,p).. sum(NG$L(I,NG), fd(I,NG,p)) =e= sum(NG$L(NG,I), fd(NG,I,p))+
           + s(I,p)- sum(u, DG(I,u,p)) + sum(u, ggn(I,u,p)) ;
FLOWg1(I,NG,p)$L(I,NG).. fd(i,NG,p)**2 =g= -(A(i,NG,p)*(pi(i,p)-pi(NG,p)))
;

* oferta mAxima de gas (miles m3)
s.LO(NG,p) = 0 ;
s.UP("NO",p)= 6100 ; s.UP("CE",p)= 0 ;
s.UP("CO",p)= 7200 ; s.UP("BA",p)= 0 ;

* limites superior e inferior de presion en nodos de gas
pi.LO("NO",p)=0.0001 ; pi.UP("NO",p)=1000 ;
pi.LO("CE",p)=0.0001 ; pi.UP("CE",p)=1000 ;
```

```

pi.LO("CO",p)=0.0001 ; pi.UP("CO",p)=1000 ;
pi.LO("BA",p)=0.0001 ; pi.UP("BA",p)=1000 ;

```

```

MODEL gas3 / objective, balance, flowgl / ;

```

### 5.3.8. *Calculo de transacciones y recaudación (RESUL1.txt)*

```

PARAMETERS
*electricidad
QP_E(NE,PG,P)      Produccion de cada Generador
CM_E(NE,PG,P)      Costo Marginal de cada generador
Q_E(NE,P)          potencia Suministrada en cada nodo
F_E(LE,P)          Flujos de energia electrica
P_E(NE,P)          Precio Spot electricidad
R_GEN(NE)          Pago a los generadores por nodo
REC(NE)            Recaudacion OED por nodo (MILES $)
SALEX(LE)          Cuenta para inversiones en red (MILES $)
COS_E              Costo total (MILES $)
REC_E              Recaudación OED Total (MILES $)
GEN_E              Pago a los generadores Total

*gas natural
Q_G(NG,P)          Produccion de gas por cuenca
CM_G(NG,P)          Costo extraccion
F_G(I,NG,P)        Flujos de gas natural          ;

*MERCADO ELECTRICO
QP_E(NE,PG,P) = (gep.L(PG,P))$REL1(NE,PG) ;
CM_E(NE,PG,P) = (A1(PG,P))$REL1(NE,PG) ;
Q_E(NE,P)     = abs(gen.L(NE,P)) ;
F_E(LE,P)     = (fl.L(LE,P)) ;
P_E(NE,P)     = abs(POTSUM.M(NE,P))/HO(P) ;

*MERCADO GAS NATURAL
Q_G(NG,P)     = s.L(NG,P) ;
CM_G(NG,P)     = CBP(NG,P) ;
F_G(I,NG,P)     = fd.L(I,NG,P) ;

*RECAUDACION
REC(NE)       = SUM(P, P_E(NE,P)*DEM(NE,P)*HO(P))/1000 ;
R_GEN(NE)     = SUM(P, P_E(NE,P)*Q_E(NE,P)*HO(P))/1000 ;
GEN_E        = SUM(NE, R_GEN(NE)) ;
REC_E        = SUM(NE, REC(NE)) ;
COS_E        = CE.L / 1000 ;

* COSTOS DE CONGESTION
SALEX("L1") = ABS(REC("NO") - REC("CE")) ;
SALEX("L2") = ABS(REC("CE") - REC("BA")) ;
SALEX("L3") = ABS(REC("LI") - REC("BA")) ;
SALEX("L4") = ABS(REC("LI") - REC("CE")) ;
SALEX("L5") = ABS(REC("CO") - REC("BA")) ;

```

### 5.3.9. *Presentación resultados (RESUL2.txt)*

```

$offend
set iter / il*i50 /

```

```

Scalar col, fil ;
file solucion / solu.txt / ; solucion.nd=5 ; put solucion ;

* MERCADO ENERGIA ELECTRICA
col=8 ; put @1 "Potencia suministrada por nodo" / ;
loop(P,
    put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
put / ; col=8 ;
loop(NE, put @1 NE.TL,
    loop(P,
        put @col, Q_E(NE,P):>8:2; col=col+8; )
        put / ; col=8 ; ) ;
put / ; col=8 ; put "Energia transportada por linea"/ ;
loop(P, put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
put / ; col=8 ;
loop(LE, put @1 LE.TL,
    loop(P, put @col, F_E(LE,P):>8:2; col=col+8; )
    put / ; col=8 ; ) ;
put / ; col=8 ; put "Precio Spot"/ ;
loop(P, put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
put / ; col=8 ;
loop(NE, put @1 NE.TL,
    loop(P, put @col, P_E(NE,P):>8:2; col=col+8; )
    put / ; col=8 ; ) ;
put / ; col=8 ; put " Produccion por Planta"/ ;
loop(P, put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
put / ; col=8 ;
loop(PG, put @1 PG.TL,
    loop(P, put @col, sum(NE,QP_E(NE,PG,P)):>8:2; col=col+8; )
    put / ; col=8 ; ) ;
put / ; put "GAS NATURAL" // ;

*MERCADO GAS NATURAL
col=8 ; put @1 "Produccion de gas por Nodo" / ; col=8 ;
loop(P,
    put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
col=8 ; put / ;
loop(NG, put @1 NG.TL,
    loop(P,
        put @col, Q_G(NG,P):>8:1; col=col+8; ) ;
        put / ; col=8 ; ) ;
put / ; put @1 "flujo de gas" / ;
loop(P,
    put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
put / ; col=8 ;
loop((I,NG)$L(I,NG), put @1 I.TL @3 "-" @4 NG.TL,
    loop(P,
        put @col, F_G(I,NG,P):>8:1; col=col+8; ) ;
        put / ; col=8 ; ) ;
put // ; col=8 ; put @1 "Disponibilidad de gas" / ;
loop(P,
    put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ; ) ;
col=8 ; put / ; col=8 ;
loop((NG,U), put @1 NG.TL @3 "-" @4 U.tl
    loop(P,
        put @col, DG(NG,U,P):>8:1; col=col+8; ) ;
    put / ; col=8 ;

```

```
) ; put / ;
$ontext

*DATOS POR PLANTA
col=8 ; put "Costo Marginal por Planta"/ ;
loop(P, put @col P.TL:<>8 ; col=col+8 ;)
put / ; col=8 ;
loop(GT, put @1 GT.TL,
      loop(P, put @col, sum(nd,CM_E(ND,GT,P)):>8:2; col=col+8; )
      put / ; col=8 ;) ; put / ;
$offtext
```

Economía de la electricidad: Diseño de mecanismos de decisiones de inversión, información y fronteras de eficiencia, e impacto distributivo en equilibrio general

## **SECCIÓN B**

**IMPORTANCIA DEL TIPO DE PROPIEDAD Y LOS RENDIMIENTOS A ESCALA EN DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD: UN ESTUDIO A PARTIR DE LAS EMPRESAS ARGENTINAS**



## IV. EFICIENCIA RELATIVA: MARCO TEÓRICO, APLICACIÓN REGULATORIA Y ESTIMACIONES DE EFICIENCIA TÉCNICA

### 1. Introducción

En general, la regulación basada en incentivos tiene cuatro objetivos básicos: crear incentivos a la minimización de costos, promover inversión en capital eficiente, asegurar el recupero de los costos razonables de las empresas y un retorno justo sobre la inversión, e incentivar la revelación de información para mitigar la asimetría de información entre regulado y regulador.

Las dos formas básicas de regulación de precios, por tasa de retorno y por precios máximos, pueden ser vistas como una solución especial al problema general de diseño de un sistema de regulación en el cual el regulador tiene información imperfecta sobre los costos y las oportunidades que enfrenta la empresa regulada (Laffont y Tirole 1993). El regulador especifica una regla que determina el ingreso de la empresa (I):

$$(IV.1) \quad I = b\bar{I} + (1-b)C$$

donde “ $\bar{I}$ ” es independiente del costo total de la empresa (C). El término  $b$  es el “poder” del esquema de incentivos. Con  $b = 0$  tenemos el esquema de menor “poder,” corresponde a costo de servicio o regulación por tasa de retorno; con  $b = 1$  tenemos un esquema de alto “poder” donde la empresa se queda con todos los beneficios derivados de reducir costos.

Esta fórmula revela el *trade-off*, en presencia de información asimétrica, entre los incentivos para disminuir costos y la transferencia de renta a los consumidores. Por ello se ponen en práctica mecanismos regulatorios que en términos de (IV.1) implicaría un valor de  $b$  intermedio.

Con el mecanismo de *price-cap*, las revisiones tarifarias periódicas cumplen este rol, permitiendo que la empresa se quede con las ganancias derivadas de reducciones de costos dentro del periodo tarifario, pero que son traspasadas a los consumidores en el periodo posterior a la revisión. En particular, el sistema de ajuste RPI-X+K (RPI corresponde a *Retail Price Index*, la denominación del índice de precios al consumidor en Reino Unido) ha formalizado el rezago regulatorio para dar a las empresas incentivos a operar eficientemente dentro del intervalo entre revisiones<sup>73</sup>.

---

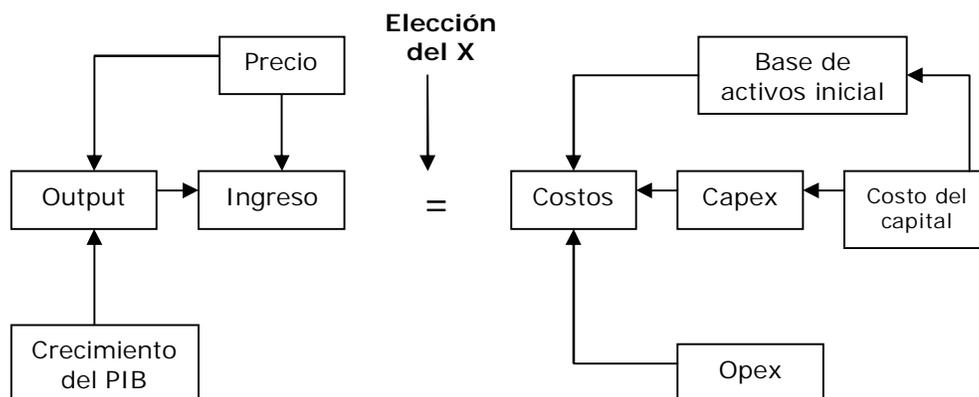
<sup>73</sup> Ver Green y Rodríguez Pardina (1999) para un detallado análisis del rol de la revisión tarifaria en la regulación de servicios públicos.

La idea es que la empresa pueda ajustar sus precios de manera automática siguiendo el incremento de algún índice de precios especificado. El factor X refleja las ganancias esperadas de productividad que deberían ser pasadas a los consumidores. Con respecto al factor K, es importante remarcar que puede llevar a confusión porque no es generalizada su utilización. Se lo utiliza como factor para participar de los beneficios (o pérdidas) a los consumidores (*Profit Sharing Regulation*<sup>74</sup>); como ajuste automático de precios de algún insumo en particular; o como mecanismo para asegurar la sostenibilidad de la empresa cuando se requiere compromisos de inversiones.

El mecanismo para fijar un *price-cap* se puede observar en el Diagrama IV-1. Esencialmente, el regulador construye un modelo financiero de las actividades reguladas de la firma. La demanda del producto de la firma determina la variedad de los factores tal como el crecimiento económico general, que proyectaremos inicialmente. Con el objetivo de anticipar los niveles de producto, el regulador proyecta los costos de la firma regulada, que consisten en gastos operativos (Opex) junto a los costos de capital, que comprenden la depreciación y la tasa de retorno permitida sobre el valor de los activos invertidos en la empresa regulada. Alguno de estos activos serán heredados al comienzo del nuevo *price-cap*; otros serán gastos de capital (Capex) durante el periodo en curso. La tarea será entonces elegir el nivel de precios que deje a los costos en línea con los ingresos.

El Diagrama IV-1 ilustra el caso donde la firma regulada es un monopolio. Si la firma además de estar sujeta al *price-cap* está también sujeta a competencia de los entrantes, el problema de proyectar la demanda de la firma regulada es más complicado porque depende de las estrategias que tomen los competidores.

**Diagrama IV-1: El modelo financiero para fijar el price-cap (monopolio)**



Cuando se determina el *price-cap*, se toma en cuenta:

<sup>74</sup> Ver Mayer y Vickers (1996) para una discusión no técnica de este tipo de regulación.

- *Por el lado de la demanda:* el crecimiento del ingreso nacional, o la actividad económica general en el periodo del control de precios y la estrategia de los competidores en términos de sus precios y de comportamiento inversionista, que determinará la participación en el mercado disponible para la firma que está siendo regulada.
- *Por el lado de la oferta:* el nivel de gastos operativos (Opex) en el periodo de control de precios. La cantidad de gastos de capital (Capex) que la firma tiene que hacer en el período del control de precios depende de cuánto crezca el producto y cuál es la inversión requerida para alcanzar un producto extra. Otros insumos clave por el lado de los costos son: la valuación de los activos del periodo previo, sobre los cuales la firma será autorizada a recuperar la tasa de retorno; la depreciación esperada en el curso del periodo del control de precios; y el costo de capital o tasa de retorno anual que los inversores requieren en promedio para mantener su disponibilidad a invertir en la actividad regulada.

Las tarifas, que igualan ingresos con costos en el Diagrama IV-1, aplicadas a la demanda proyectada, deben ser capaces de generar ingresos suficientes para cubrir tres elementos de costos: los gastos de operación y mantenimiento, la depreciación de los activos (el costo de reemplazo de los activos) y un retorno sobre los capitales invertidos en la empresa (costo alternativo de los recursos invertidos en la empresa). Cuando la empresa real está siendo operada en forma ineficiente o su configuración de activos no es la óptima, surge la pregunta de qué gastos, depreciación y valoración de los activos utilizar para determinar el nivel de ingresos que deben generar las tarifas. Una opción es utilizar los costos declarados por la empresa, lo que garantiza que las tarifas establecidas puedan generar suficientes ingresos para que la empresa pueda cubrir sus costos reales. Sin embargo, al validar las ineficiencias de la empresa, los consumidores estarán pagando tarifas más altas de las necesarias. Además, este procedimiento no otorga ningún incentivo a la empresa por mejorar su eficiencia productiva.

Idealmente, las tarifas sólo deberían reconocer los costos eficientes de la empresa. Esto es, aquellos costos que la empresa podría lograr si operara bajo condiciones óptimas en cuanto a la configuración de sus activos y su eficiencia operativa. Sin embargo, ¿cuáles serían exactamente los costos de la empresa si operara eficientemente? El problema regulatorio básico consiste justamente en conocer cuáles son realmente los costos que una empresa podría lograr de operar eficientemente. Al intentar contestar esta pregunta, un regulador está en desventaja frente a la empresa ya que tiene menos información que los ejecutivos de la misma sobre las condiciones operativas y las áreas donde sería posible una reducción de costos.

Este fenómeno se denomina en la literatura como el problema de *información asimétrica* entre la empresa y el regulador (Laffont y Tirole 1993). La situación de desinformación del regulador se ve agravada por el hecho de que la empresa no tiene incentivo alguno para reconocer que la empresa real opera con ineficiencias y declarar sus costos potenciales. Tal declaración sólo puede perjudicarla, ya que implicaría la determinación de tarifas más bajas y,

en consecuencia, para lograr el equilibrio financiero de la empresa, los ejecutivos y trabajadores de la empresa tendrían que esforzarse más por reducir costos.

Por lo tanto, un regulador necesita algún instrumento para ayudarlo a superar el problema de asimetría de información y poder así determinar los costos eficientes potenciales de cada operador regulado. Dicho mecanismo debería, además, otorgarle los incentivos adecuados al operador para que transite hacia un estado de operación más eficiente. El uso de comparaciones entre empresa (*benchmarking* o *yardstick competition*) es una alternativa muy poderosa en este sentido. Al comparar una empresa con sus pares, un regulador puede generar información sobre la eficiencia relativa de los operadores y así generar información muy valiosa para el proceso de tarificación.

Los niveles autorizados de costos recuperables reconocidos por el regulador para determinar la parte de las ganancias de eficiencia a trasladar a los usuarios pueden estimarse a partir de *benchmarks* de las mejores prácticas. Estos últimos se obtienen a través de la comparación del desempeño entre mercados. El procedimiento del *benchmarking* aplicado a la regulación simplemente reposa en las mejores posibles evaluaciones de las fronteras de costos o de producción de la actividad, dada la información disponible.

La regulación con la aplicación de mecanismos de competencia por comparación tiene su base teórica en Shleifer (1985) que presenta un modelo donde el regulador utiliza información de costos de otros monopolistas para establecer el precio de la empresa regulada, la cuál tendrá incentivos a tomar decisiones óptimas de esfuerzo/inversión para reducir costos. Baldwin y Cave (1999) identifican cuatro requisitos esenciales para el buen funcionamiento de la metodología de competencia por comparación: un buen número de empresas, que sean comparables, con un regulador común, y que cuente con información de las empresas. En lo que sigue, se profundizan estos requisitos básicos.

Así como la fusión entre dos o más empresas en un mercado disminuye el número de competidores efectivos y de ese modo puede facilitar, en caso de ausencia de políticas de defensa de la competencia, la aparición de prácticas concertadas tendientes a fijar precios o repartir cuotas de mercado, algo similar ocurre con la competencia por comparación. Si el número de empresas involucradas en la comparación es pequeño existe el riesgo de que los operadores se pongan de acuerdo en mantener sus costos en niveles innecesariamente altos. Otro inconveniente surge cuando existen demasiado pocas empresas como para permitir un análisis estadístico razonable. Un punto a tener en cuenta es que la escasez de empresas en una muestra de corte transversal puede mitigarse si se cuenta con series temporales, de modo de

constituir un panel. La utilización de información de otras jurisdicciones es otro paliativo a este problema, pero a costa de agudizar el problema de la comparabilidad.

Un regulador rara vez tiene la buena fortuna de tener bajo su jurisdicción un gran número de empresas similares, las empresas suelen diferir en ampliamente en tamaño y características y existen factores externos (no controlables por las firmas) que pueden influir sobre el desempeño relativo de las empresas. En la literatura aplicada, las variables que escapan al control de las empresas reciben el nombre de variables ambientales. Suelen incluir conceptos tales como diferencias en la propiedad (p.ej., pública/privada), y características geográficas y de localización. Si no se tienen en cuenta explícitamente las diferentes restricciones inherentes a las empresas, puede llegarse a una evaluación errónea de los niveles relativos de eficiencia de las mismas. Pero debe tenerse cuidado a la hora de seleccionar las variables ambientales a incluir en el análisis, ya que existe el riesgo de cometer el error opuesto: incluir un número excesivo de variables. Cuando el regulador falla en identificar aquellos factores externos que afectan el desempeño, aparece una oportunidad para un comportamiento estratégico de las empresas, consistente en tratar de justificar ineficiencias específicas como ajenas a su accionar. Una herramienta natural para incorporar estas características específicas de las empresas en la comparación, de manera no arbitraria, es la utilización de métodos econométricos. La selección de los modelos que se utilizan en la tesis está basada en Loza, Margaretic y Romero (2003) y Margaretic y Romero (2004, 2007). De esta manera, la selección de variables ambientales está fundamentada en trabajos econométricos previos.

Una característica particular de la transformación del sector de distribución eléctrica en algunos países es la intervención de múltiples jurisdicciones en el otorgamiento de las concesiones para operar el servicio. Si bien las distintas legislaciones pueden seguir lineamientos generales, pueden existir diferencias entre jurisdicciones, generando el problema de que no exista un ente con alcance sobre toda la distribución de electricidad capaz de aplicar el mecanismo de competencia por comparación entre todas las empresas. El problema de las múltiples jurisdicciones plantea un inconveniente a la aplicación de la competencia por comparación en cada una de ellas, ya que en muchas sólo existe una empresa regulada (o unas pocas), lo cual genera dificultades para realizar un análisis estadístico razonable.

Una condición necesaria para que la implementación del *benchmarking* o la competencia por comparación aporte resultados confiables es la existencia de información detallada y abundante. Así, las perspectivas de generación de información útil a los fines regulatorios debería ser un importante argumento en las decisiones de un gobierno sobre la estructura de una industria y la naturaleza del régimen regulatorio. Cuando el cambio tecnológico es lento,

como en el caso de distribución de electricidad, existirán ventajas en términos de información de crear y mantener varias empresas con fines comparativos.

En el caso de la regulación de la distribución de la electricidad en la Argentina, se introdujo separación horizontal para permitir obtener información comparativa sobre niveles relativos de eficiencia de las empresas. Esta fue una de las justificaciones para la concesión del segmento de distribución de la Ex-Segba en tres unidades separadas: Edenor, Edesur y Edelap. Desde el punto de vista del regulador argentino sería altamente deseable contar con una buena base de información intra-jurisdiccional, de tal manera de aumentar el tamaño de la muestra de empresas. Esto requiere la definición cuidadosa de las variables y de una metodología que aseguren la comparabilidad de las empresas<sup>75</sup>. Las estimaciones que se realizan en esta tesis han requerido una ardua búsqueda de información técnica, regulatoria y de costos de las empresas de distribución de la Argentina. En particular, la información sobre costos de operación y mantenimiento obtenidos ha permitido realizar estimaciones de eficiencia de costos que configuran el primer intento de comparación para empresas de este sector para la Argentina, ya que intentos anteriores (Rodríguez Pardina y Rossi, 1999 y Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier, 1999) sólo se han concentrado en la estimación de eficiencia técnica.

## **2. La Noción de eficiencia y la construcción del Benchmark**

La construcción de un *benchmark* de referencia para cualquier medida del desempeño de la firma regulada entraña una serie de decisiones de parte del regulador, previas al cálculo de las medidas de eficiencia.

La primera decisión tiene que ver con la misma construcción de la frontera eficiente, y aquí las alternativas son básicamente dos: una función teórica basada en conocimientos “ingenieriles” de los procesos que involucra la actividad, y una función empírica construida a partir de los datos observados. Posteriormente, debe resolverse cuál es el concepto de eficiencia relevante que se intentará medir: productiva (o total), técnica y/o asignativa. Una decisión vinculada a esta última tiene que ver con el tipo de relación que se estimará: una función de costos (estimaciones de la eficiencia productiva) o una función de producción (sólo medidas de eficiencia técnica) –por nombrar sólo las más usuales. Asimismo, resulta necesario definir la técnica a utilizar: paramétrica o no paramétrica; y la distribución del término de error, es decir, si la distancia a la frontera será atribuida enteramente a ineficiencias, o una parte será

---

<sup>75</sup> En este contexto, la fusión de empresas que no reduzca sustancialmente los costos pero que deteriore la información disponible para el regulador puede no ser deseable. En el análisis de fusiones y adquisiciones de sectores regulados este argumento puede llegar a ser crucial para la aprobación de operaciones (Petrecolla y Romero, 2006).

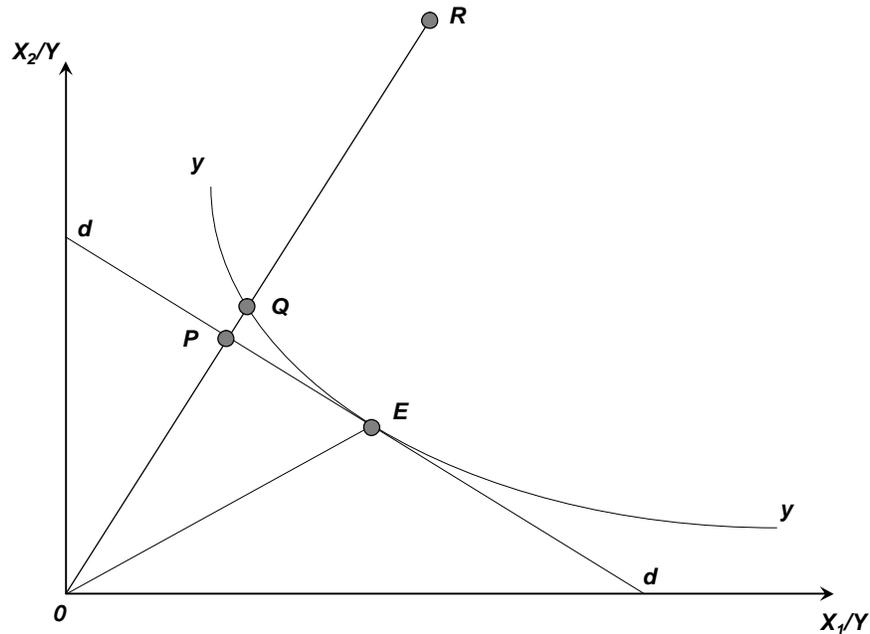
considerada como debida a factores aleatorios. Tras resolver todas estas cuestiones vinculadas al tipo de frontera y a la metodología de estimación, el regulador aún no habrá concluido su tarea, sino que deberá decidir todavía sobre las variables a incluir en el análisis. Cuáles son los productos de la industria, los insumos y si existen variables sobre las cuales las empresas no tienen control y que afectan su desempeño.

### **2.1. Conceptos de eficiencia**

La eficiencia productiva es la habilidad de la firma para producir un producto a un costo mínimo. Para alcanzar el mínimo costo la firma debe utilizar sus insumos de manera de obtener el máximo producto (eficiencia técnica) y, además, escoger la combinación de factores con la cual la tasa marginal de sustitución técnica, sea igual al precio relativo de los insumos (eficiencia en la asignación). Relacionada a la decisión sobre el concepto de eficiencia a medir está la decisión sobre la relación a ser estimada: una función de producción o una función de costos. Una función de producción muestra las cantidades producidas como función de los insumos utilizados, y brinda información sólo sobre la eficiencia técnica; mientras que una función de costos muestra el costo total de producción como función del nivel de producto y el precio de los insumos, y permite estimar la eficiencia productiva o total (que luego puede ser descompuesta en técnica y asignativa).

Para ilustrar estos conceptos, siguiendo con los conceptos de Farrell (1957), supongamos que una industria utiliza dos insumos  $X_1$  y  $X_2$  para producir un solo producto  $Y$ , siendo la función de producción  $Y = f(X_1, X_2)$ . Esta función muestra la máxima cantidad de producto que se puede obtener a partir de un determinado conjunto de insumos. Si se supone adicionalmente que  $f(X_1, X_2)$  es homogénea de grado uno, la frontera tecnológica puede ser caracterizada por la isocuanta unitaria (yy en el Gráfico IV-1). Los insumos pueden ser medidos simplemente como insumos por unidad de producto,  $X_i/Y$ . Suponiendo que la firma adquiere sus insumos en mercados competitivos, el precio relativo de los factores viene representado por la pendiente de la recta de isocosto bb, y la firma minimiza el costo de producir una unidad de producto en el punto E, en el cual la tasa marginal de sustitución técnica es igual a la razón de precios de los insumos. Por definición, ninguna empresa puede encontrarse operando por debajo de yy.

**Gráfico IV-1: Medición de eficiencia técnica y asignativa.**



Fuente: elaboración propia.

Consideremos una firma produciendo una unidad de  $y$  en el punto  $R$ . Esta firma es ineficiente por dos motivos. Se encuentra operando por encima de la isocuenta unitaria, y no utiliza la combinación de insumos adecuada. Nótese que la firma en  $Q$  utiliza la misma combinación de insumos que en  $R$ , utilizando sólo una fracción  $OQ/OR$  de cada insumo. La relación  $OQ/OR$  es, por lo tanto, una medida de la eficiencia técnica de la firma produciendo en  $R$ . Sin embargo,  $E$ , y no  $Q$ , es el método óptimo de producción, ya que a pesar de que ambos puntos representan un 100% de eficiencia técnica, los costos de producir en  $E$  son una fracción  $OP/OQ$  de los costos de producir en  $Q$  (el costo de producir en  $P$  es el mismo que en  $E$ ). A la relación  $OP/OQ$  se la denomina eficiencia en la asignación.

Así, en términos del Gráfico IV-1, la Eficiencia Productiva es igual a la Eficiencia Asignativa multiplicada por la Eficiencia Técnica, esto es:  $OP/OR = (OP/OQ) (OQ/OR)$ .

Todas estas medidas han sido definidas bajo el supuesto de que se conoce la frontera de producción. Es necesario, por lo tanto, considerar la definición de frontera de producción. Existen básicamente dos posibilidades: una función teórica especificada en base a la tecnología del proceso productivo y una función empírica basada en los mejores resultados observados en la práctica. La práctica usual es analizar el desempeño de cada empresa en relación con la mejor práctica actual.

Un punto a considerar es si las distribuidoras van a ser comparadas con un *benchmark* definido teóricamente, en cuyo caso se estaría en una situación donde se desecha la existencia

de información asimétrica (Bustos y Galetovic, 2002). La especificación de una frontera eficiente teórica es difícil, y cuanto más complejo sea el proceso productivo, es probable que menos precisa sea la frontera. Un argumento adicional en contra de las funciones teóricas es que las mismas tienden a ser excesivamente “optimistas”, en el sentido de que la práctica eficiente que diseñan suele ser inalcanzable en la práctica.

Como consecuencia de todas estas razones es que la práctica creciente en el campo regulatorio sea analizar el desempeño individual en relación a las mejores prácticas observadas. Éste es el enfoque adoptado, por ejemplo, en el Reino Unido (agua y electricidad), en Costa Rica (transporte), Noruega (electricidad), Holanda (electricidad), y también en Hungría (telecomunicaciones). Entre los países que utilizan *benchmarks* teóricos, también conocidos como “empresas modelo,” se destacan: Chile –agua–, Perú –electricidad– y España –electricidad– (Estache y Burns, 1998).

### **3. Metodología de estimación: DEA**

Una vez dispuesta la obtención de una frontera empírica es preciso decidir si la frontera se asume paramétrica o no paramétrica. Los métodos paramétricos imponen una forma funcional a priori sobre la frontera, mientras que los no paramétricos no lo hacen. A su vez, los métodos paramétricos estiman tanto las funciones de costos como las de producción por medio de herramientas econométricas. El método no paramétrico más utilizado es el llamado Data Envelopment Analysis (DEA), el cual se basa en técnicas de programación lineal. Bajo esta metodología, las firmas son consideradas eficientes si no existe otra firma (o combinación lineal de firmas) que produzca más de algún producto (dados los insumos) o utilice menos de algún insumo (dados los productos). El DEA busca determinar cuáles firmas son las que forman una superficie envolvente o frontera eficiente. Las firmas que están sobre la frontera son consideradas eficientes, mientras que las firmas que no forman parte de la frontera son consideradas ineficientes, y su medida de ineficiencia viene dada por la distancia existente entre la empresa y la frontera.

Habitualmente, los niveles de eficiencia estimados adoptan valores entre cero y uno, donde una medida de uno denota que la firma es 100% eficiente. Como la eficiencia es medida contra la mejor práctica observada, el resultado será una medida de eficiencia relativa, donde la firma es comparada con otras firmas en la muestra. Por lo tanto, un 100% de eficiencia no implica que la empresa no podría mejorar su desempeño; simplemente significa que ninguna otra empresa de la muestra tiene un desempeño superior al suyo.

Un aspecto que es importante resaltar es que las medidas de eficiencia derivadas del DEA pueden ser muy sensibles al número de variables incluidas en el modelo. A medida que la relación entre variables (explicativas más explicadas) y tamaño de la muestra aumenta, la habilidad del DEA para discriminar entre las firmas disminuye significativamente, ya que se vuelve más probable que una determinada firma encuentre algún conjunto de ponderaciones de productos e insumos que la haga aparecer como eficiente. Esto es, muchas firmas pueden ser consideradas 100% eficientes no porque dominen a otras firmas, sino simplemente porque no hay otras firmas o combinaciones de firmas con las que puedan ser comparadas en tantas dimensiones.

Con respecto a las estimaciones de fronteras paramétricas, Bardhan, Cooper y Kumbhakar (1998), en una simulación basada en un estudio de Montecarlo, encontraron que la metodología paramétrica brinda estimaciones de los parámetros tecnológicos que son significativamente distintas de los verdaderos parámetros, y atribuyen este resultado a la ponderación asignada a las empresas eficientes e ineficientes. Para solucionar este inconveniente, Arnold *et al.* (1996) sugieren la utilización conjunta de las técnicas paramétricas y no paramétricas en un procedimiento de dos etapas: una primera etapa involucra la utilización de DEA para identificar las firmas eficientes e ineficientes, mientras que en la segunda, se incorporan variables para distinguir las firmas eficientes de las ineficientes en el modelo de regresión. Estos autores encontraron que este procedimiento de dos etapas brinda estimaciones de los parámetros tecnológicos que no difieren significativamente de los verdaderos parámetros.

### ***3.1. La elección de las variables y la medición de la eficiencia***

La frontera a estimar posee dos partes: el “núcleo” del modelo y las variables ambientales. El núcleo está formado por los insumos, en una función de producción, o los productos y el precio de los factores, en una función de costos. El rol de las variables ambientales es capturar los factores externos que pueden afectar el desempeño de las empresas y que no son controlados directamente por ellas. Algunos ejemplos de variables ambientales incluyen diferencias en la forma de propiedad, características geográficas, y características de la demanda, entre otras.

Como se acaba de mencionar, la especificación inicial para el núcleo está sujeta a consideraciones teóricas, y de esta manera se acepta o rechaza como un todo, implicando que algunas variables no significativas quizás permanezcan en el modelo final. Las variables ambientales, por otro lado, están sujetas a consideraciones diferentes: dado que ellas no están sujetas a consideraciones meramente teóricas, se incluirán o no en el modelo final siempre y cuando sean variables significativas. El procedimiento a seguir en esta etapa es comenzar por

un modelo general (sobreparametrizado) y, mediante la técnica de *stepwise*, ir eliminando todas las variables no relevantes hasta llegar a un modelo particular. En la práctica este procedimiento requiere un conocimiento detallado del sector o recurrir a la opinión de especialistas sectoriales. Debe tenerse mucho cuidado en la elección de las variables que formarán parte del modelo inicial.

Tal como fuera expresado, la medida de eficiencia productiva de Debreu-Farrell<sup>76</sup> se define como uno menos la máxima reducción equiproporcional en todos los insumos que todavía permite la producción del nivel dado de productos. Por su parte, la definición de eficiencia técnica de Koopmans es la siguiente: un productor es técnicamente eficiente si un incremento en cualquier producto requiere una reducción en al menos algún otro producto o un incremento en al menos un insumo, o si una reducción en cualquier insumo requiere un incremento en al menos algún otro insumo o una reducción en al menos un producto.

A partir de lo anterior, un valor de  $\theta^* = 1$  sólo implica que no hay ninguna posibilidad de contraer radialmente el vector de insumos; sin embargo, podrían quedar ‘excesos’ e ‘insuficiencias’ en algunos insumos y algunos productos (lo que en adelante llamaremos, genéricamente, *slacks*). Por otro lado, cabe destacar que una medida de eficiencia igual a uno es necesaria pero no suficiente para la eficiencia en el sentido de Koopmans. Una unidad productiva eficiente debe satisfacer  $\theta^* = 1$  y, además,  $\{y_j = z^*Y, z^*X = x_j\}$ ; es decir que las restricciones deben verificarse con igualdad en el óptimo.

El problema surge porque la medida de Debreu-Farrell es una medida radial de eficiencia técnica. Entre sus desventajas, se destaca que la misma no sólo identifica correctamente a todos los productores eficientes en el sentido de Koopmans como técnicamente eficientes, sino que también identifica como técnicamente eficientes a otros productores situados en la isocuanta, fuera del subconjunto eficiente (es decir, situaciones en las que, a pesar de lograrse la máxima reducción proporcional en todos los insumos o el máximo incremento en todos los productos, queda lugar para reducir la utilización de algunos insumos o incrementar la producción de algunos productos). La eficiencia técnica a la Debreu-Farrell es necesaria, pero no suficiente, para la eficiencia técnica a la Koopmans.

Sin embargo, la importancia práctica del problema depende de la cantidad de observaciones que quedan fuera del cono generado por el subconjunto eficiente relevante (denotamos dicho cono por ROT en el Gráfico IV-2).

---

<sup>76</sup> Procedente de los trabajos de Debreu (1951) y Farrell (1957).



La selección de un modelo particular comprende una decisión sobre la forma de la frontera eficiente y otra sobre el concepto de distancia a utilizar. La primera decisión tiene que ver con un supuesto sobre los rendimientos de escala. Existen básicamente dos alternativas: rendimientos constantes de escala (CRS) y rendimientos variables de escala (VRS). Por su parte, la elección de un concepto de distancia involucra la opción por una orientación para el modelo: a la reducción proporcional de los insumos manteniendo constante el nivel de productos, al incremento proporcional en los productos dados los insumos, o ninguna orientación.

La metodología DEA, introducida por Charnes, Cooper y Rhodes (1978), trata de determinar qué unidades (firmas) forman una superficie envolvente o frontera eficiente. Las firmas que se encuentran en (determinan) la superficie se consideran eficientes, mientras que las firmas por debajo de la superficie se denominan ineficientes, y su distancia a la frontera proporciona una medida de su ineficacia relativa.

Para entender cómo funciona pensemos primero en un indicador de productividad parcial ( $y/x$ ) que atribuye todos los cambios de eficiencia en la producción de un bien y a un determinado factor  $x$ . El problema con los indicadores de productividad parcial surge cuando existen múltiples insumos y múltiples productos (para cada empresa). Charnes, Cooper y Rhodes (1978) lo resolvieron reduciendo la situación a la de un único insumo “virtual” y un único producto “virtual”:

$$(IV.2) \quad \frac{\text{Producto virtual}}{\text{Insumo virtual}} = \frac{u_1 y_{1,0} + \dots + u_s y_{s,0}}{v_1 x_{1,0} + \dots + v_m x_{m,0}}$$

Donde  $y_{1,0}$  es la producción del bien y  $x_{m,0}$  es la utilización del insumo  $m$ , de la empresa 0. El cociente (producto virtual/insumo virtual) da una medida de la eficiencia una vez que se determinan los ponderadores  $u \dots u_s$  y  $v \dots v_m$ . Una alternativa es considerar ponderadores exógenos basados por ejemplo en niveles relativos de ventas de productos o compras de insumos de la industria. DEA brinda una alternativa mejor: permite obtener endógenamente los ponderadores a partir de resolver el siguiente problema:

$$(IV.3) \quad \begin{aligned} & \max_{u,v} \quad \frac{u' y_i}{v' x_i} \\ & \text{s.a:} \quad \frac{u' y_j}{v' x_j} \leq 1 \quad (j = 1, 2, \dots, N) \\ & \quad \quad u, v \geq 0 \end{aligned}$$

En términos de programación matemática, se busca maximizar este cociente para una empresa  $i$  determinada (función objetivo) sujeto a la restricción (normalizadora) que los cocientes de las  $N$  empresas sean menores o iguales que uno. Las variables endógenas son los ponderadores  $u$  y  $v$  dados los vectores de productos ( $y_j$ ) e insumos ( $x_j$ ) para cada empresa  $j$ . Se debe notar que se deben resolver tantos problemas como empresas se quiera analizar.

Charnes, Cooper y Rhodes (1978) transformaron este problema no lineal en uno lineal restringiendo adicionalmente el denominador de la función objetivo. El programa lineal (primal) queda entonces representado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & \max_{u,v} \quad u' y_i \\
 \text{(IV.4)} \quad & \text{s.a:} \quad u' y_j - v' x_j \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, N) \\
 & \quad \quad v' x_i = 1 \\
 & \quad \quad u, v \geq 0
 \end{aligned}$$

Este problema se lo denomina en la literatura de DEA como el problema del “multiplicador.” Aplicando el teorema de la dualidad de la programación lineal se obtiene el denominado programa “envolvente” que es el habitualmente utilizado en los trabajos aplicados. El problema dual o “envolvente” es:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\theta, \lambda} \quad \theta \\
 \text{(IV.5)} \quad & \text{s.a:} \quad y_i - \lambda Y \leq 0 \\
 & \quad \quad -\theta x_i + \lambda X \leq 0 \\
 & \quad \quad \lambda \geq 0
 \end{aligned}$$

donde  $\theta$  es un escalar y  $\lambda$  es un vector  $N \times 1$ ,  $Y$  es una matriz  $S \times N$  de niveles de producción de  $S$  bienes por las  $N$  empresas y  $X$  es una matriz  $M \times N$  de utilización de  $M$  insumos, por parte de las  $N$  firmas. El valor de  $\theta$  obtenido va a ser la puntuación eficiente de la  $i$ -ésima DMU (*Decision Making Unit*). Va a satisfacer  $\theta \leq 1$ , con un valor de 1 indicando un punto en la frontera y por lo tanto una DMU eficiente técnicamente, de acuerdo a la definición de Farrell (1957). El problema de programación lineal debe ser resuelto  $N$  veces, una para cada DMU en la muestra. Un valor de  $\theta$  es obtenido para cada DMU. Para cada unidad productiva evaluada, los elementos no nulos del vector  $\lambda$  óptimo ( $\lambda^*$ ) identifican al conjunto de unidades eficientes (en la frontera construida) contra las cuales es comparada (sus ‘pares’).

El supuesto de rendimientos constantes a escala (CRS) es adecuado sólo cuando todos los DMU están operando en una escala óptima (es decir, una correspondiente a la parte plana de la curva promedio de largo plazo). Competencia imperfecta, limitaciones en materia de

financiación, u otros fenómenos, pueden causar que una DMU no opere a escala óptima. Banker, Charnes y Cooper (1984) sugirieron una extensión del modelo CRS para dar cuenta de situaciones con rendimientos a escala variables (VRS).

El problema de programación lineal CRS puede ser fácilmente modificado a VRS añadiendo la restricción de convexidad:  $\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$  al problema anterior, el cual se transforma en:

$$(IV.6) \quad \begin{aligned} \min_{\theta, \lambda} \quad & \theta \\ \text{s.a:} \quad & y_i - \lambda Y \leq 0 \\ & -\theta x_i + \lambda X \leq 0 \\ & N1' \lambda = 1 \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

donde N1' es un vector traspuesto de Nx1 de unos. Este enfoque forma un casco convexo de intersecciones de planos los cuales envuelven los puntos de información de manera más ajustada que el casco cónico CRS y de esta manera proporciona resultados que son superiores o iguales a los obtenidos utilizando el modelo CRS.

El uso de la especificación CRS cuando no todos las DMUs operan en la escala óptima, va a resultar en medidas de eficiencia de escala (SE). El uso de la especificación VRS permite el cálculo de la eficiencia relativa desprovista de los efectos de SE. Esta medida puede ser obtenida mediante el cálculo del cociente de los niveles de eficiencia obtenidos de aplicar los modelos CRS a VRS para cada firma. Esto es:

$$(IV.7) \quad SE = \frac{\text{eficiencia (CRS)}}{\text{eficiencia (VRS)}}$$

Uno de los problemas de eficiencia de esta medida es que el valor no indica si la DMU está operando en una zona de rendimientos crecientes o decrecientes a escala. Esto puede ser determinado poniendo en funcionamiento un problema adicional de DEA con rendimientos no-crecientes a escala (NIRS). Esto puede hacerse mediante la alteración del modelo DEA sustituyendo la restricción N1  $\lambda = 1$  por N1  $\lambda \leq 1$ , para proporcionar:

$$(IV.8) \quad \begin{aligned} \min_{\theta, \lambda} \quad & \theta \\ \text{s.a:} \quad & y_i - \lambda Y \leq 0 \\ & -\theta x_i + \lambda X \leq 0 \\ & N1 \lambda \leq 1 \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

La naturaleza de las ineficiencias de escala (es decir, debido a rendimientos crecientes o decrecientes a escala) para una particular DMU se puede determinar por ver si la eficiencia estimada por NIRS es igual a la estimada bajo VRS. Si son desiguales, existen rendimientos crecientes a escala para esa DMU. Si son iguales entonces se imponen rendimientos decrecientes a escala.

En la práctica, la estimación de una función de producción no es tan simple como la teoría lo determina. La función de producción de una empresa distribuidora de energía no solo es una relación técnica entre insumos y productos sino que además depende de una variedad de factores. Así, en los trabajos empíricos suelen distinguirse dos partes de la función: el “núcleo” del modelo, determinado teóricamente y formado por el conjunto de insumos, y las variables ambientales. El rol de las variables ambientales es capturar los factores externos que pueden influenciar a las firmas, logrando que las mismas sean comparables. Algunos ejemplos de variables ambientales son: área de concesión, tipo de propiedad, como pública o privada, y características demográficas (Freíd, Schmidt y Yaisawarng, 1995). En términos formales, se debe agregar un conjunto de restricciones que las reflejen. A modo de ejemplo, el programa lineal siguiente modifica al correspondiente a rendimiento constantes a escala (IV.5)

$$\begin{aligned}
 & \min_{\theta, \lambda} \quad \theta \\
 & \text{s.a:} \quad y_i - \lambda Y \leq 0 \\
 & \quad \quad -\theta x_i + \lambda X \leq 0 \\
 & \quad \quad -z_i + \lambda Z = 0 \\
 & \quad \quad \lambda \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{IV.9}$$

En este caso, se incluye la restricción con las variables ambientales (Z) como igualdad lo que significa que dichas variables son consideradas neutrales.

Cabe señalar que entre las distintas alternativas para resolver este problema, ninguna ha tenido un éxito rotundo. Sin perjuicio de lo anterior, una de ellas consiste en reemplazar la medida de Debreu-Farrell con una medida aditiva que considera la posibilidad de *slacks* en todos los insumos y todos los productos (Charnes *et al.*, 1985). Esta técnica tiene la ventaja de identificar como eficientes sólo a las unidades eficientes en el sentido de Koopmans. Sin embargo, dentro de las desventajas, se encuentra que, como los *slacks* se miden en distintas unidades para diferentes variables, la medida de eficiencia no es invariante a las unidades de medida (ver Ali y Seiford, 1993), y el ranking de las unidades basado en ella es arbitrario. Una desventaja adicional de esta propuesta es que implica agregar *slacks* en diferentes variables.

Un aspecto a destacar es que las medidas de eficiencia obtenidos con DEA puede ser muy sensible al número de variables incluidas en el modelo. Si el ratio *número de variables/tamaño de la muestra* crece, la capacidad de DEA para discriminar entre empresas se reduce drásticamente, ya que se hace más probable que una firma determinada encuentre un conjunto de ponderadores a aplicar a sus productos e insumos los cuales la van a hacer parecer como eficiente (Yunos y Hawdon, 1997). Es decir, muchas de las firmas podrían ser etiquetadas 100% eficiente no porque dominen otras firmas, sino porque no hay otras firmas o combinaciones de firmas contra las que se puede comparar cuando hay tantas dimensiones.

Los modelos de eficiencia técnica de DEA pueden estar orientados (i) a la reducción proporcional de los insumos –orientación a los insumos- o (ii) al aumento proporcional de la producción –orientación a la producción- , o pueden no estar orientadas (en el que la reducción de insumos y el aumento de producción necesarios para ubicar una firma en la frontera son calculados). Es importante darse cuenta de que - una vez que un tipo de superficie es elegida- la forma de la frontera eficiente no va a cambiar *cualquiera sea la orientación* seleccionada, es decir, cada orientación identificará las mismas firmas como eficientes o ineficientes. Las diferencias entre orientaciones se verán en los resultados de eficiencia, para cada orientación diferente del modelo se utilizan distintos conceptos de distancia.

La elección entre diferentes orientaciones dependerá de las características particulares del sector bajo estudio, por ejemplo, si la producción es exógena, considerando modelos producto-orientados o no orientados no tendría sentido, porque no se pueden lograr aumentos en la producción. En estas circunstancias, solo una orientación a los insumos tendría sentido. De hecho, la orientación a los insumos se utiliza a lo largo del trabajo.

#### **4. Estimación de la eficiencia técnica y comparación entre diferentes enfoques para distribuidoras eléctricas**

El objetivo de estas estimaciones es comparar métodos estimados a partir de técnicas alternativas. Se toman los resultados de las estimaciones DEA con CRS y VRS y se los compara con una estimación econométrica de función de distancia realizada por Loza, Margaretic y Romero (2003). En funciones distancias se obtienen resultados más parecidos y comparables con las alternativas del modelo DEA que en las funciones de producción. En los trabajos empíricos (Rodríguez Pardina y Rossi 1999; Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier, 1999) se observa que las diferencias entre las medidas de eficiencia obtenidas a partir de funciones de producción y DEA no son despreciables.

#### 4.1. Datos y fuentes de información

Una elección previa a la estimación es la determinación de las variables proxy del producto, de los insumos y de las variables ambientales. Weyman-Jones (1991, 1992) utilizó en su estudio sobre empresas eléctricas del Reino Unido al número de clientes como variable de producto, a la cantidad de empleados como insumo, y a las siguientes variables ambientales: kilómetros de red, capacidad de transformación, ventas totales, densidad de población, ventas industriales en porcentaje de las ventas totales y demanda punta. En otro trabajo, Hjalmarsson y Veiderpass (1992) examinan la eficiencia de empresas distribuidoras eléctricas en Suecia y utilizan al número de clientes como producto, a las horas trabajadas y los kilómetros de red como insumos y añaden finalmente la capacidad de transformación. En general, las variables utilizadas como *proxy* de producto son el número de clientes y las ventas en Mwh, siendo el número de clientes la más utilizada en la práctica.

Para la selección del modelo se utilizaron técnicas econométricas (Loza, Margaretic y Romero, 2003)<sup>77</sup> que resultaron en línea con la literatura.

Cabe señalar que para las estimaciones de los modelos se utilizaron las mismas variables, con el objetivo de que las mismas fueran adecuadas para la comparación. Asimismo, ambos se estimaron con un panel desbalanceado, dado que en muchos casos no se contaba con todas las observaciones de cada empresa en todos los años.

Los datos brutos empleados en este trabajo fueron obtenidos de ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina) y la Secretaría de Energía. Las variables que representan Productos, insumos y variables ambientales se presentan en la Tabla IV-1. El área de concesión se toma como un producto (exógeno para la firma), mientras que la densidad de clientes y el porcentaje de consumo residencial sobre el total constituyen las dos variables ambientales.

**Tabla IV-1: Variables del Modelo DEA de eficiencia técnica**

<b>Modelo M1</b>	
<b><u>Insumos:</u></b>	<b><u>Productos:</u></b>
1. Número de Empleados ( $x_3$ )	1. Número de clientes ( $y_2$ )
2. Líneas de distribución ( $x_1$ )	2. Energía vendida (MWh) ( $y_1$ )
<b><u>Variables Ambientales</u></b>	
1. Porcentaje de consumo residencial sobre el total ( $z_3$ )	
2. Densidad de clientes ( $z_2$ )	

Fuente: elaboración propia.

<sup>77</sup> Además se realizaron algunas variantes en los modelos originales, con el objetivo de contrastar la robustez de los resultados.

La Tabla IV-2 presenta las estadísticas descriptivas de las variables utilizadas en las estimaciones.

**Tabla IV-2: Estadísticas descriptivas**

<b>Variable</b>	<b>Obs.</b>	<b>Media</b>	<b>Desv. Est</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Clientes	223	351629.10	561017.80	1535.00	2264307.00
Energía vendida	229	1576275.00	2937912.00	794.00	13700000.00
Área de concesión	165	82531.61	54585.77	3309.00	203013.00
Número de empleados	154	1182.12	1287.79	60.00	5051.00
Líneas de dist.	148	12473.59	10225.75	1900.00	46865.00
Part. cons. Residenciales	206	0.41	0.11	0.11	0.66
Densidad	156	82.45	249.97	0.33	2300.74

*Fuente: elaboración propia.*

#### **4.2. Las mediciones**

Aquí se exponen los resultados utilizando el enfoque DEA. Se presentan los resultados de las medidas de eficiencia para cada unidad productiva para el modelo orientado a los insumos, tanto para el caso de rendimientos constantes a escala como para rendimientos variables. En principio, el modelo VRS parecería más deseable, ya que no restringe los rendimientos de escala. Sin embargo, como se verá en el Capítulo VI, la elección de los rendimientos puede ser testeada, lo cual resulta de gran relevancia desde el punto de vista regulatorio.

Por otra parte, cabe señalar que se han incluido variables ambientales, con el objetivo de que cada empresa sea comparada contra otra firma/s existentes o hipotéticas que tengan el mismo ambiente de operación que la firma que es evaluada. En este contexto, se considera a dichas variables ambientales como variables neutrales no discrecionales. Entre las alternativas existentes en este sentido, esta elección tiene la ventaja que supone que la empresa no las puede controlar, con lo cual no se realiza ningún juicio a priori sobre el sentido de la influencia de cada variable ambiental sobre la eficiencia.

Dado que contamos con datos de panel, aparecen varias opciones en el contexto del DEA. Una de ellas es construir una frontera para diferentes sub-períodos y comparar sus resultados calculando medidas móviles en los niveles de eficiencia obtenidos. Esta variante se denomina *Window Analysis* (Cooper, Seiford y Tone, 2006). Otra posibilidad es tratar al panel como un único corte transversal (cada firma en cada período considerada como una observación independiente), juntando todas las observaciones. Bajo esta alternativa, la utilizada en las aplicaciones de esta tesis, una única frontera es construida, y la eficiencia relativa de cada empresa en cada período se calcula con respecto a esta única frontera. En ambas variantes

se puede calcular el promedio de las medidas anuales de eficiencia, de manera de tener una única medida promedio para el período<sup>78</sup>.

En referencia a la segunda opción construimos una única frontera, calculando luego los promedios para cada empresa. La Tabla IV-3 presenta los resultados de las medidas de eficiencia promedio para las 25 empresas que componen la muestra y para los modelos DEA orientados a los insumos, bajo ambos supuestos alternativos sobre los rendimientos de escala (DEA-CRS y DEA-VRS).

**Tabla IV-3: Medidas de eficiencia y rankings para los modelos DEA**

DMU	DEA – CRS		DEA - VRS	
	Eficiencia	Ranking	Eficiencia	Ranking
1	0.47	24	0.48	24
2	1.00	5	1.00	8
3	0.97	10	1.00	1
4	0.55	23	0.57	23
5	1.00	1	1.00	1
6	0.77	17	0.81	17
7	0.94	12	0.97	12
8	0.98	7	0.99	10
9	0.62	21	0.66	21
10	0.97	9	0.97	13
11	0.99	6	0.99	9
12	1.00	1	1.00	1
13	0.65	19	0.66	20
14	1.00	1	1.00	1
15	0.82	16	0.88	16
16	0.89	14	1.00	1
17	1.00	1	1.00	1
18	0.88	15	0.89	15
19	0.69	18	0.72	18
20	0.64	20	0.70	19
21	0.34	25	0.36	25
22	0.98	8	0.99	11
23	0.92	13	0.96	14
24	0.95	11	1.00	1
25	0.61	22	0.64	22
Prom.	0.83		0.85	

*Fuente elaboración propia.*

### 4.3. Condiciones de consistencia

Existen una gran cantidad de métodos para estimar las medidas de eficiencia individuales de las firmas, lo cual dificulta su aplicación empírica por parte de los reguladores. El problema es aún más grave si los distintos enfoques revelan resultados inconsistentes entre sí. A partir de lo anterior surge la necesidad de determinar si los distintos enfoques tienden a dar respuestas similares al mismo problema.

<sup>78</sup> Facilitar la comparación con los modelos econométricos de panel.

Ante la necesidad de determinar la utilidad empírica de los diversos estudios de eficiencia, Rossi y Ruzzier (2000)<sup>79</sup> proponen un conjunto de condiciones de consistencia que las medidas de eficiencia derivadas de los diferentes enfoques deben cumplir para ser útiles a las autoridades regulatorias. Básicamente estas condiciones establecen que las estimaciones deben ser consistentes en sus niveles de eficiencia, rankings e identificación de las mejores y peores empresas, deben ser consistentes a través del tiempo y con las condiciones en las que se desenvuelve la industria, y consistentes con otras medidas de performance utilizadas por los reguladores.

Específicamente, las condiciones de consistencia a analizar son:

- ❑ Las medidas de eficiencia generadas por los diferentes enfoques deben tener medias y desvíos estándar similares;
- ❑ Los diferentes enfoques deben ranquear a las empresas en un orden similar;
- ❑ Los diferentes enfoques deben identificar, en general, a las mismas empresas como las “mejores” o “peores”;
- ❑ Las medidas de eficiencia deben ser razonablemente consistentes con otras medidas de desempeño.
- ❑ Las medidas de eficiencia individuales deben ser relativamente estables a través del tiempo, esto es, no deben variar significativamente de un año al otro;
- ❑ Las distintas medidas deben ser razonablemente consistentes con los resultados que se esperan de acuerdo a las condiciones en la que se desenvuelve la industria. En el caso particular de las empresas reguladas, por ejemplo, se espera que las empresas reguladas con un mecanismo de precios máximos sean más eficientes que aquellas reguladas con un mecanismo de tasa de ganancia.

En líneas generales, las tres primeras medidas muestran el grado en el cual los diferentes enfoques son mutuamente consistentes, mientras que las restantes condiciones muestran el grado en el cual las medidas de eficiencia generadas por los distintos enfoques son consistentes con la realidad. Esto es, las últimas tres condiciones serían un “criterio externo” para evaluar a los distintos enfoques.

A continuación se analizarán cada una de las condiciones previamente mencionadas, prestando especial atención a las tres primeras.

La primera condición se refiere a la consistencia en las medias y desvíos de las medidas de eficiencia obtenidas a partir de los distintos enfoques. Si la misma no se cumple, ello estaría indicando que las medidas son en cierta forma subjetivas y por lo tanto poco confiables. A los

---

<sup>79</sup> Basados en Bauer *et al.* (1999).

efectos de verificar o no su cumplimiento, a continuación se presentan las estadísticas descriptivas de las medidas de eficiencia generadas por los dos modelos de DEA (DEA-CRS y DEA-VRS) y el modelo de función de distancia.

**Tabla IV-4: Estadísticas Básicas**

	DEA-CRS	DEA-VRS	IDF
Promedio	0.826	0.849	0.667
Mediana	0.925	0.971	0.654
Desvío	0.196	0.192	0.244
Máximo	1	1	0.97
Mínimo	0.337	0.361	0.16
Muestra	25	25	25

*Fuente: elaboración propia y Loza, Margarett y Romero (2003).*

Tal como puede observarse de la tabla anterior, la media y la mediana tienden a ser distintas entre los distintos modelos, aunque son sustancialmente más parecidas cuando se analizan los dos modelos no paramétricos. En ellos, los valores mínimos también resultan ser más parecidos, sobre todo si se los compara con el que surge de la función distancia. En este último caso, vale destacar lo reducido del valor mínimo. Asimismo, y como ocurre en general cuando se utiliza el enfoque econométrico, ninguna de las empresas de la muestra ha sido considerada en este enfoque como 100% eficiente. La razón que explica ello es que en este caso se supone una forma funcional a la frontera y se estima la distancia de las empresas de la muestra a dicha frontera, pudiendo no hallarse ninguna empresa sobre la misma.

Adicionalmente, se realizaron diversos tests estadísticos<sup>80</sup> para contrastar la hipótesis nula de que los tres modelos generan la misma distribución de medidas de eficiencia: dos tests no paramétricos, el sign-test y el Wilcoxon test, y un test paramétrico, el t-test. En el primero de los casos, la hipótesis nula es que las medias de los dos conjuntos de observaciones son iguales. Bajo la hipótesis nula, el estadístico tiene distribución binomial. En el segundo caso, la hipótesis nula es que las distribuciones que generan ambos conjuntos de observaciones son las mismas. Finalmente se realizaron tests t paramétricos, donde bajo la hipótesis nula las medias de las medidas de eficiencia de los distintos modelos tomadas de a pares eran iguales. En todos los casos rechazamos la hipótesis con un nivel de significatividad del 1%, excepto en un caso. Cabe destacar que para el caso particular del test paramétrico, el mismo supone bajo la hipótesis nula que la distribución de las medidas de eficiencia es normal, con lo cual en algún sentido ello limita su validez en este tipo de estudios.

Por tanto, a partir de los elementos anteriores, esta condición de consistencia no se cumple. Estos resultados no son específicos a este estudio, sino que por el contrario son

<sup>80</sup> En todos los casos, las comparaciones son de a pares de modelos.

bastante comunes en la literatura aplicada, lo que podría explicar por qué los reguladores tienden a no trasladar las medidas de eficiencia uno a uno a factores X o reducciones de costos esperadas<sup>81</sup>.

Si los niveles de eficiencia no son consistentes entre los diferentes modelos, aún es posible que los mismos generen ordenamientos similares de las empresas de acuerdo a sus medidas de eficiencia.

La Tabla IV-5 muestra las correlaciones de ranking de Spearman entre pares de modelos. Además, las correlaciones son particularmente altas entre los modelos no paramétricos. Este resultado también es común en la literatura aplicada, donde la consistencia intra-metodología suele ser mayor que la inter-metodología. Sin embargo, cabe destacar que en relación a lo que ocurre en general cuando se consideran las funciones de producción en el enfoque paramétrico versus los modelos DEA, en este caso, la correlación entre los modelos no paramétricos y la función distancia resulta ser relativamente elevada, en particular, si se considera el caso de los rendimientos constantes a escala.

**Tabla IV-5: Coeficientes de Correlación de Spearman**

	DEA-CRS	DEA-VRS	IDF
DEA-CRS	1.00	0.903	0.513
DEA-VRS		1.00	0.364
IDF			1.00

*Fuente: elaboración propia.*

En líneas generales, la evidencia no es concluyente sobre el cumplimiento de esta condición de consistencia cuando se consideran los modelos DEA en general y las funciones de producción como referentes del enfoque paramétrico, aunque los resultados apuntan a una cierta robustez en las conclusiones. Sin embargo, en este caso en particular se podría afirmar que en términos generales la comparación entre las medidas de eficiencia obtenidas a partir de los dos modelos DEA y las funciones distancia se comportan razonablemente bien, lo cual estaría dando cuenta de las similitudes desde una perspectiva teórica que existen entre estos enfoques.

Por otro lado, y tal como se dijo, la correlación entre el modelo no paramétrico CRS y la función distancia es relativamente elevada. Ello se explica por los supuestos implícitos de tales rendimientos: las medidas de eficiencia en este caso tienden a ser más bajas que en el caso de los rendimientos variables a escala, lo cual genera que la correlación entre esta y las funciones distancia sea sustancialmente mayor.

<sup>81</sup> Aún cuando hay trabajos teóricos que intentan computar endógenamente los factores x (Berstein y Sppington, 1999).

Aún si se considera que los resultados anteriores sobre las primeras dos condiciones de consistencia no son satisfactorios, todavía queda la posibilidad de discriminar el factor X entre grupos de empresas, siempre que se cumpla la condición de consistencia que alude a la identificación de las mismas empresas como las mejores y las peores de la muestra. El triángulo superior de la matriz presentada en la Tabla IV-6 muestra para cada par de modelos la fracción de empresas (%) que ambos clasifican simultáneamente en el cuartil superior, mientras que el triángulo inferior presenta lo mismo para el caso del cuartil inferior.

**Tabla IV-6: Consistencia en la Identificación de las Mejores y Peores Prácticas**

	DEA-CRS	DEA-VRS	IDF
DEA-CRS		50.0	66.6
DEA-VRS	100		33.3
IDF	42.9	42.9	

*Fuente: elaboración propia.*

Aunque los resultados son dispares, parecen mostrar que las mejores y peores prácticas tienden a ser identificadas razonablemente bien por cualquiera de los métodos, en particular, se destaca la coincidencia en la identificación de las peores prácticas entre los dos enfoques no paramétricos y en menor medida las referidas a las mejores prácticas. Asimismo, y tal como ocurría cuando se analizaba la condición 2, el enfoque DEA-CRS y el de la función distancia tienden nuevamente a identificar razonablemente bien a las mismas empresas.

A continuación, se analizarán las condiciones de consistencia externa de los resultados. En particular, se analizará el cumplimiento o no de la condición v). Para ello, verificamos la estabilidad de año a año de las medidas de eficiencia obtenidas mediante DEA.

**Tabla IV-7: Condición de consistencia (v)**

Año	Número de observaciones	Coefficientes
2001/00	23	0.99
2000/99	21	0.99
1999/98	20	0.96
1998/97	14	0.98
1997/96	10	0.99

*Fuente: elaboración propia.*

A tales efectos, se calculó las correlaciones entre las medidas para cada par de años; es decir que, para el modelo de DEA VRS, computamos la correlación entre las medidas de eficiencia en el año  $i$ ,  $i = 1996, \dots, 2000$ , y las medidas en el año  $j$ ,  $j = 1997, \dots, 2001$  (con  $j > i$  en ambos casos para evitar la redundancia). La tabla siguiente presenta las correlaciones promedio.

Queda de manifiesto a partir de lo anterior que las correlaciones son altas y estadísticamente significativas en todos los casos, sugiriendo que las medidas de eficiencia son

estables en el tiempo, y apoyando el supuesto de eficiencia constante implícito en las estimaciones paramétricas.

## 5. Conclusiones

Se ha realizado una estimación de las medidas de eficiencia para un conjunto de 25 empresas que se dedican a la distribución de energía eléctrica, utilizando el enfoque no paramétrico de DEA, se compararon los resultados de eficiencia estimados a partir de funciones de distancia.

La media de las medidas de eficiencia de la función distancia son menores que en el caso de los modelos DEA. Por su parte, las medias de los dos modelos DEA son casi idénticas; así como también son muy similares los valores mínimos.

A partir del análisis de las condiciones de consistencia surge que la primera condición referida a si las medidas de eficiencia generadas por los diferentes enfoques tienen medias y desvíos estándar similares no se cumple. La consistencia intra-metodología es en general mayor que la Inter-metodología en lo referido al ranking de los distintos enfoques. La correlación entre el modelo DEA y la función distancia es relativamente elevada. En cuanto a la tercera condición, esto es, si los enfoques tienden a identificar, en general, a las mismas empresas como las “mejores” o “peores”; los resultados parecen indicar que las mejores y peores prácticas tienden a ser identificadas razonablemente bien por cualquiera de los métodos.

En referencia a las condiciones de consistencia externa, cabe señalar que las correlaciones entre cada par de años son altas y estadísticamente significativas en todos los casos, lo que sugiere que las medidas de eficiencia son estables en el tiempo. Por tanto, apoyan el supuesto de eficiencia constante implícito en las estimaciones paramétricas.

Se pone de manifiesto la necesidad de que exista un mecanismo coordinado de recolección y selección de datos, que unifique y homogenice las fuentes de información disponibles de modo tal que mejore la calidad de la información. Asimismo, permitiría bajar los costos de recolectar la información en forma individual y poder utilizar descentralizadamente esa información para mejorar la posición del regulador de cada jurisdicción en las revisiones tarifarias.

La utilización de medidas de comparación es particularmente factible en el sector de distribución de electricidad. La implementación de un mecanismo de comparación<sup>82</sup> va a

---

<sup>82</sup> Aún si no es posible establecer mecanismos de competencia por comparación, el solo análisis de benchmarking contribuiría a reducir la asimetría de información existente entre el regulador y las empresas, brindándole más herramientas a cada regulador jurisdiccional.

depender de cada regulador individual o en su defecto, sería posible a través de algún organismo federal como la Oficina de Defensa de la Competencia. (Bondorevsky *et al.* 2002).

Asimismo, como fruto de este trabajo se está realizando la programación de un software de aplicación para la utilización por parte de los entes reguladores sectoriales.

## **V. EFICIENCIA RELATIVA POR TIPO DE PROPIEDAD. UNA APLICACIÓN A FIRMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

### **1. Introducción**

La Argentina ha enfrentado un largo proceso de privatización en los sectores de servicios públicos, en particular, la electricidad. Uno de sus principales objetivos fue aumentar la eficiencia en el suministro de estos servicios a través de la transferencia de propiedad del sector público al sector privado y mediante la adopción de planes de incentivos más poderosos, que permiten el uso de la metodología de competencia por comparación entre las empresas, tales como los regímenes de topes de precios. La evaluación de los resultados de estos procesos implica el desarrollo de medidas objetivas para proyectar el funcionamiento y la operación de los diferentes monopolios naturales a través del tiempo con el fin de promover la competencia, dar incentivos a la minimización de los costos y asegurar que, eventualmente, los usuarios se beneficien de estas reducciones de costos.

Uno de los principales instrumentos para medir la eficiencia de los servicios públicos es la frontera de la eficiencia, que sirve para medir eficiencia técnica, asignativa o ambas (ver capítulo IV para mayor detalle). La estimación de eficiencia productiva o total (técnica más asignativa) es la medida más relevante para un regulador, sin embargo las aplicaciones de esta metodología para empresas de distribución de electricidad de la Argentina nunca fueron más allá de estimaciones de eficiencia técnica o funciones de producción.

La finalidad de este capítulo es efectuar estimaciones de eficiencia de costos<sup>83</sup> que permitan realizar mediciones de eficiencia consistentes con un esquema regulatorio que incluye el criterio de obligación de suministro (la estimación de fronteras técnicas o de producción no son consistentes con la obligación de suministro). De esta manera las estimaciones de fronteras como instrumento regulatorio son mucho más poderosas. Además del objetivo anterior, el propósito de las estimaciones es comparar la eficiencia relativa (de costos) entre empresas públicas y privadas. Para ello, se utiliza un procedimiento de evaluación de programas (Brockett y Golany, 1996) que se agrega al tradicional test de diferencias de medias.

En la distribución de la electricidad en Argentina, hay 25 empresas: 18 empresas privadas y 7 empresas públicas, sujetas a regulación jurisdiccional, con sus propios reguladores y legislación diferente, pero basada en principios similares (además existen cientos de cooperativas, algunas de gran tamaño). Baldwin y Cave (1999) identifican una serie de

---

<sup>83</sup> Ante la falta de información de precios de los insumos es una aproximación muy cercana a la eficiencia productiva pero que no puede ser descompuesta en sus dos partes (Cooper, Seiford y Tone, 2006).

condiciones para el éxito de la aplicación de una metodología de competencia por comparación: un número considerable de empresas comparables, un regulador común, y suficiente información para todas las firmas. En este capítulo, se cuenta con un conjunto de 17 firmas regionales especializadas en la actividad de distribución de energía eléctrica en la Argentina por un período relativamente largo: 1993-2001. El número de empresas y de la información disponible para cada una de ellas es lo suficientemente largo. Aunque no hay un regulador común para todas ellas, las legislaciones locales no son tan diferentes, lo que las hace comparables. Por lo tanto, cumplimos las condiciones para el éxito de los análisis de competencia por comparación.

Para realizar las estimaciones se utiliza DEA. En primer lugar, se supone que el nivel de eficiencia de cada firma es constante a través del período de referencia. Se obtienen medidas de eficiencia para cada una de las firmas bajo diferentes supuestos respecto al tipo de tecnología y el entorno de la operación. Se consideran rendimientos constantes, variables y no-crecientes a escala. Será el objetivo del capítulo V testear si alguno de ellos es el relevante para su aplicación regulatoria.

Este capítulo está estructurado de la siguiente manera. En la segunda sección analizamos brevemente los principales aspectos teóricos de la metodología DEA aplicada a eficiencia de costos y al análisis de los datos. En la tercera sección se presentan los resultados de las estimaciones, haciendo diferentes supuestos de los rendimientos a escala y probando modelos alternativos. La sección cuatro, muestra el rol del tipo de propiedad de cada empresa. La última sección presenta las principales conclusiones.

## 2. Medición de eficiencia de costos y análisis de los datos

Para estimar la eficiencia de costos se utiliza DEA. A continuación se presenta la versión CRS del programa lineal, aunque también se realizaron estimaciones a partir de las versiones VRS Y NIRS (ver el capítulo IV para mayor información sobre este tipo de modelos):

$$\begin{aligned}
 \min_{\theta, \lambda} \quad & \theta \\
 \text{s.a:} \quad & y_i - \lambda Y \leq 0 \\
 & -\theta c_i x_i + \lambda CX \leq 0 \\
 & -z_i + \lambda Z = 0 \\
 & \lambda \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{V.1}$$

donde:  $y_i$ ,  $c_i x_i$ ,  $z_i$  son los vectores de producción, costos de operación y mantenimiento y variables ambientales de la empresa  $i$ , respectivamente;  $CX$  es el vector de costos de las  $N$

empresas consideradas,  $\theta$  es un escalar entre cero y uno que mide la eficiencia relativa y  $\lambda$  es un vector  $N \times 1$ ,  $Y$  es una matriz  $S \times N$  de niveles de producción de cinco bienes por las  $N$  empresas y  $Z$  es una matriz  $K \times N$  de variables ambientales.

Este problema es una modificación al modelo original de eficiencia de Costos Debreu-Farrell formulado por Färe, Grosskopf y Lovell (1984) por dos razones: (i) el modelo original no da lugar a diferentes precios unitarios de los insumos pagados por las diferentes firmas (Tone, 2002) y (ii) la falta de información desagregada de los precios de los insumos. La falta de información mencionada en este último punto hace imposible separar la eficiencia técnica de la asignativa (Cooper, Seiford y Tone, 2006).

Desde un punto de vista empírico, es importante considerar las particularidades del sector que uno está estudiando a la hora de tomar una decisión. En el caso de la Distribución de electricidad, las empresas se encuentran obligadas a proveer el servicio a las tarifas prefijadas. Es decir, las empresas están obligadas a satisfacer la demanda, no pudiendo escoger el nivel de producto a ofertar. Dado que el producto es exógeno, la empresa maximiza beneficios simplemente minimizando los costos de producir un nivel dado de producto. En este caso, la especificación de costos es la más correcta.

La utilización de fronteras de costos tiene algunas desventajas. Entre ellas sobresale lo difícil que es obtener información sobre los precios de los insumos. Más aún, la estimación de fronteras de costos implica la utilización de variables medidas en unidades monetarias (además del precio de los insumos es necesario tener datos de los costos), lo cual puede ser un problema serio si lo que se desea es realizar comparaciones internacionales. Las funciones de producción, en cambio, sólo requieren de variables medidas en unidades físicas y, por lo tanto, homogéneas (o, mejor dicho, más comparables) entre países. Como argumento teórico se puede agregar que cuando la propiedad se encuentra en manos del sector público, las empresas en general, no persiguen la maximización del beneficio como objetivo principal y por lo tanto, el supuesto implícito en la frontera de costos sobre el comportamiento no se cumple. Más aún, en este tipo de empresas los precios pueden no encontrarse disponibles o simplemente no ser confiables.

El problema con la información sobre precios de los insumos puede obviarse mediante la medición de la eficiencia de costos, en la cual se construye un modelo simple en el que se considera a los costos como un insumo más (o el único en ciertas aplicaciones). El resultado sería la proporción en la cual los costos pueden ser reducidos, manteniendo el nivel de producto. El precio a pagar es la imposibilidad de separar la eficiencia asignativa. Este procedimiento ha sido empleado por el regulador holandés en transmisión y distribución de

electricidad, y también ha sido propuesto al regulador eléctrico de Argentina durante la revisión tarifaria de la distribución eléctrica.

Si se opta por estimar una función de costos, debe definirse qué tipo de costos van a utilizarse. Si existen posibilidades de sustitución, por ejemplo entre capital y trabajo, uno podría encontrar empresas con altos costos de capital (CAPEX) y bajos costos operativos (OPEX), y viceversa. En estos casos, la utilización de una definición restringida de costos (p. ej., OPEX) podría resultar en una asignación de recursos ineficiente.

Además, si existe la posibilidad de manipulación contable o si las empresas siguen distintas normas de registración, trabajar con OPEX puede brindar una evaluación incorrecta de la eficiencia con respecto al uso de todos los insumos, toda vez que algunas empresas incluirán ciertos conceptos en OPEX que otras no consideran, o siempre que puedan pasar ciertos gastos operativos como gastos de capital (CAPEX) –lo cual las haría aparecer como más eficientes, cuando los costos totales siguen siendo los mismos y todo lo que ha ocurrido es una reclasificación contable.

Por otra parte, trabajar con los costos totales en un contexto de datos de panel puede traer ciertos problemas si las empresas no son observadas en un lapso lo suficientemente largo como para cubrir al menos un ciclo de inversión. En tal caso, sería más apropiado trabajar con OPEX únicamente, dado que constituiría una medida más homogénea de los costos al evitar diferencias en costos totales provocadas por perfiles de inversión irregulares o muy disímiles entre empresas en el corto plazo.

Relacionado con la particularidad de muchos servicios públicos regulados referidos a que las empresas se encuentran obligadas a satisfacer la demanda, no pudiendo escoger el nivel de producto a ofertar, aparece como relevante la consideración de las funciones de distancia. A diferencia de una función de producción, una función de distancia impone una forma funcional a la distancia existente entre un vector de productos y un vector de insumos. En este sentido, esta técnica permite la inclusión de más de un producto, y el hecho de estar orientado a los insumos permite considerar a los productos como dados (exógenos) y a los insumos como variables de control.

Este es un supuesto más razonable que el que está detrás de una función de producción, ya que en este último caso el producto se considera como endógeno, es decir la firma produce más o menos de acuerdo a su elección de insumos. Por otro lado, este tipo de funciones permite una comparación más precisa con las técnicas como el DEA debido a que utilizan la misma noción de distancia por detrás, llegando así a medidas de eficiencia mucho más comparables.

## 2.2. *Análisis de la información*

Los balances de las distribuidoras que cotizan en bolsa se obtuvieron de BOLSAR. Pero como la mayoría de las distribuidoras no cotizan en bolsa fue preciso recolectar los balances realizando pedidos a las empresas, asociaciones de empresas y el ENRE. Para algunas empresas públicas se pudo obtener estados financieros o presupuestos. Como resultado de la búsqueda se obtuvieron 103 observaciones de empresas entre 1993 y 2001 con datos de costos operativos correspondientes a 23 distribuidoras de la Argentina.

Los datos abarcaron el período entre 1993 a 2001. Se trata de un panel desbalanceado<sup>84</sup>. Los datos fueron recogidos de ADDERA (Asociación Argentina de distribución de la electricidad) y los estados financieros de las firmas.

Los datos relacionados con los costos se extrajeron de cada empresa a partir de sus estados financieros. Consideramos tanto los costos operacionales como los totales. Los costos totales incluyen los gastos operacionales, administrativos y de marketing, así como la compra de energía.

Los gastos operacionales incluyen los gastos en generación y distribución. Aunque todas las empresas pertenecen al sector de la distribución, la dificultad de desglosar ellos hace necesario incluir ambos. Por otra parte, los costos de generación son insignificantes en el total.

Los salarios incluyen los sueldos y los pagos sociales. La información sobre la contratación externa no está disponible. Por lo tanto, es un salario promedio anual. La variable de las ventas de energía apareció en unidades físicas, MWh. La información relacionada con el empleo se extrajo de los informes anuales de los estados financieros, e incluyen tanto los empleados permanentes como los temporales. El área se refiere al área de operaciones asignada a cada empresa en Km<sup>2</sup>. Las pérdidas de energía se obtienen como la diferencia de la adquisición de la energía generada menos la energía facturada expresada en términos de energía total, que representa parte de la energía que se pierde en el proceso de distribución. La densidad fue calculada como la relación entre el número de clientes por área. Estructura fue construido como la proporción de las ventas residenciales a las ventas totales. La información de las líneas incluye las líneas de baja, media y alta tensión. Por último, los clientes incluyen el número total de clientes.

Presentamos la estadística descriptiva de cada una de las variables para la estimación.

---

<sup>84</sup> Los promedios de eficiencia de las empresas están calculados sobre la información de la muestra desbalanceada y por lo tanto la eficiencia de cada empresa está calculada como el promedio de los periodos que permanece en la muestra, y puede diferir de empresa a empresa.

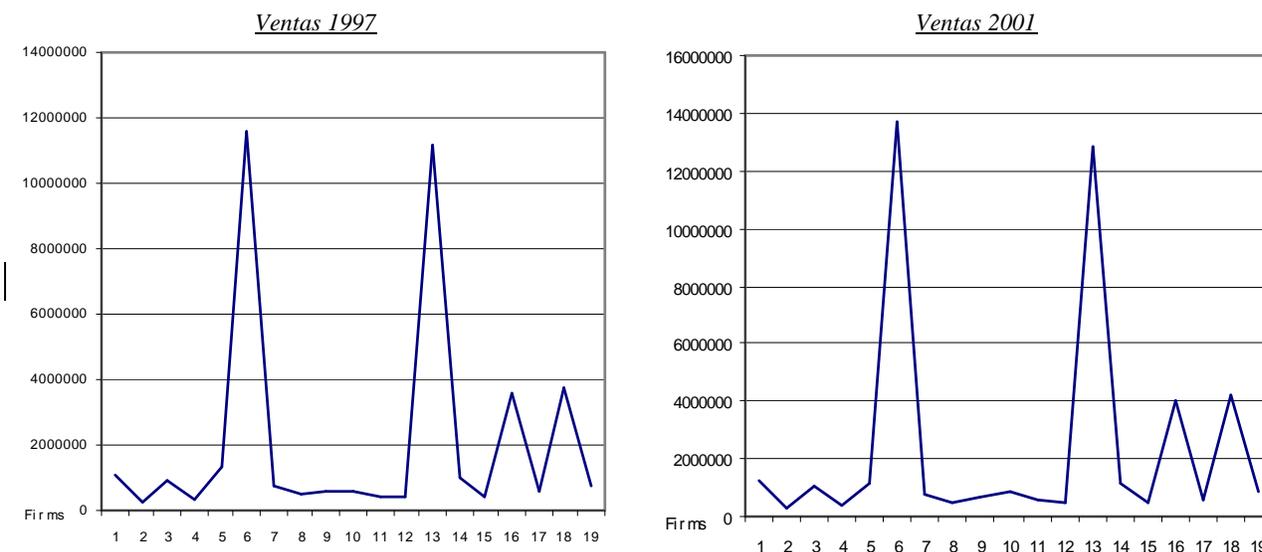
**Tabla V-1: Estadística descriptiva: 1997-2001**

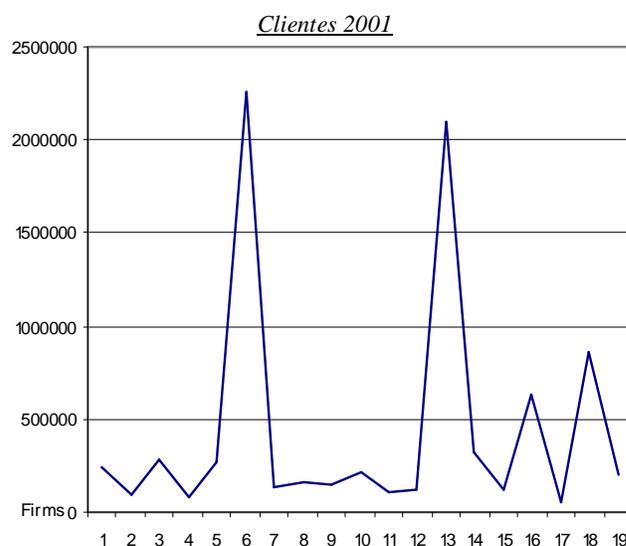
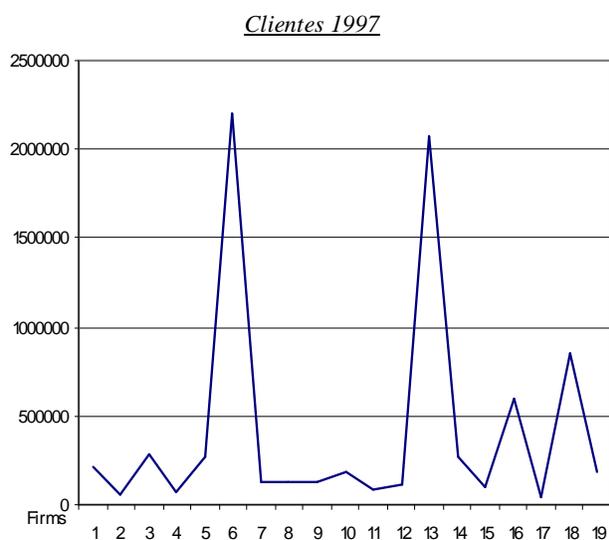
Variable	Promedio	Desvío Estándar	Mínimo	Máximo
Ventas	2.267.329,00	3.471.627,00	123.914,00	13.715.117,00
Clientes	452.390,00	634.099,00	31.415,00	2.264.307,00
Empleo	1.119,00	1.268,00	60,00	5.051,00
Área	78.244,00	55.768,00	3.309,00	203.013,00
Líneas	12.985,00	10.554,00	2.576,00	46.865,00
Estructura de demanda	0,40	0,11	0,11	0,60
Densidad	71,41	178,82	0,33	637,42
Total salario	31.684,00	12.840,00	13.348,00	98.260,00
Total costos	172.036.560,00	240.248.743,00	19.977.385,00	1.013.406.000,00

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, presentamos algunos gráficos que muestran la dispersión relativa de los datos. Se seleccionaron dos años para la comparación: 1997 (debido a disponibilidad de información) y 2001 (ya que es el fin del período considerado). La muestra incluye 19 empresas que operan en el sector de distribución. Debido a problemas en los datos y a disponibilidad de información, no todas las empresas fueron incluidas en la base final. Lo anterior se refleja en los cuadros siguientes, ya que el número de empresas difiere entre ellos. La distribución de electricidad en Argentina abarca empresas pequeñas, medianas y grandes que operan en áreas con significativa diferencia en sus tasas de densidad. Al inicio del período, una gran proporción de las empresas eran públicas.

**Gráfico V-1: Ventas, clientes y salarios medios por empresas distribuidoras de energía eléctrica: 1997-2001**





*Fuente: elaboración propia.*

A partir de los gráficos anteriores, un punto a destacar es que la muestra incluye una considerable variedad de empresas, las cuales difieren no sólo en tamaño sino también en sus ambientes de operación. Considerando los gráficos de ventas y clientes, la mayoría de las firmas tienen en ambos años menos de 100.000 clientes, excepto dos de ellas, cuyos clientes exceden los 2.000.000 en ambos años.

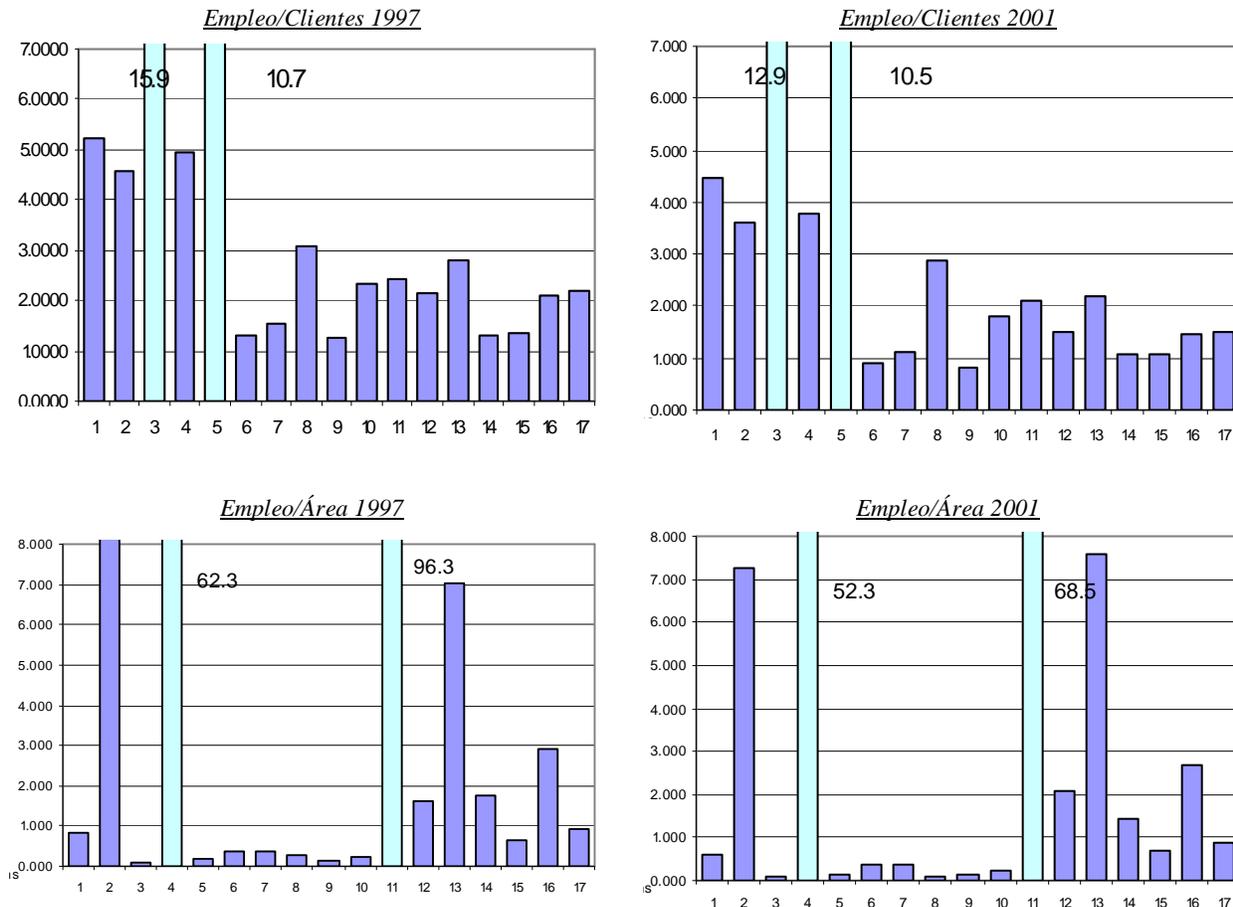
Estas firmas se diferencian del resto: tanto las ventas como el número de clientes exceden la media del grupo. Por otro lado, las áreas que abastecen son densamente pobladas. El resto de las variables también difieren en promedio. Por tanto, su existencia jerarquiza la importancia del análisis de las variables ambientales ya que requiere que en las estimaciones se controle adecuadamente por estas variables, a los efectos de no distorsionar la medición de la eficiencia relativa de las empresas de la muestra.

En referencia a la evolución de los salarios, hubo una tendencia a la reducción de la dispersión de los salarios pagados por las distribuidoras. En el 2001, la mayoría de las empresas pagaban un salario anual que oscilaba en promedio entre \$20.000 y \$40.000.

El análisis de los datos muestra que en general no existe una relación clara entre el tamaño de las empresas, medido a partir del número de clientes y la intensidad factorial. En la muestra coexisten empresas pequeñas y grandes, cuyas técnicas de producción son intensivas en el uso del capital. Las firmas con mayor cantidad de clientes tienden a estar localizadas en áreas densamente pobladas, lo cual se explica por cuestiones demográficas del país.

A continuación se presentan indicadores de productividad parcial, con la relación empleo/ clientes y empleo /área. Los años elegidos para la comparación son nuevamente 1997 y 2001.

**Gráfico V-2: Proporción de empleo a clientes y empleo a área: 1997 y 2001**



Fuente: elaboración propia

En promedio, el cociente empleo / clientes no difiere significativamente entre empresas. La mayoría de las firmas tienen una relación que varía de 1 a 3. En cuanto a la relación empleo/ área, las diferencias son más notorias. Lo anterior confirma la idea de que en el sector de distribución de electricidad en Argentina coexisten firmas capital y trabajo intensivos, y estas diferencias no están relacionadas con el tamaño de las empresas.

### 3. Estimaciones realizadas

La selección de los modelos corresponde a la efectuada en Margaretic y Romero (2004) donde se utilizaron técnicas econométricas para lograr una especificación robusta. Para hacer esto, se tomaron una serie de variables alternativas para la producción, los insumos y los costos. El criterio para la selección final es básicamente tener valores razonables para la estimación de los

coeficientes, significatividad y un buen ajuste. Se utilizaron estimaciones de datos del panel; en particular.

Se realizan estimaciones de los diferentes modelos bajo supuestos alternativos de rendimientos a escala: CRS, VRS y NIRS (ver capítulo IV). La comparación de CRS y VRS proporciona información acerca de las ineficiencias de escala, en tanto que comparar VRS y NIRS arroja alguna luz sobre el segmento de los rendimientos a escala en la que las firmas operan. El detalle de los modelos estimados se presenta en el Box V-1.

#### **Box V-1: Descripción explicativa de las variables**

**CRS M1:** número de clientes como producto, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda

**CRS M1a:** número de clientes como producto, costos totales como insumo sin variables ambientales

**CRS M1R:** número de clientes como producto, costos totales como insumo y estructura de demanda como variable ambiental

**CRS MID:** número de clientes como producto, costos totales como insumo y densidad como variable ambiental

**CRS M2:** ventas como producto, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda

**CRS M3:** número de clientes y ventas como producto, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda

**CRS M4:** (Líneas producto no-orientado): número de clientes y líneas como productos, costos totales como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda

**CRS M5:** (Empleo insumo no-orientado): número de clientes como producto, costos totales y empleo como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda

El primer modelo estimado (denominado CRS M1), el cual es considerado como el modelo básico, supone rendimientos constantes a escala e incluye el número de clientes como el nivel de producto, los costos totales como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda. En este caso, el promedio de las medidas de eficiencia es relativamente alto (0.81). El desvío estándar representa 0.17.

En cuanto a la inclusión de variables ambientales, se estiman algunas variaciones al modelo original. La primera especificación no incluye ninguna variable ambiental (CRS M1a). En este caso, la media de las medidas es relativamente baja (0,62) y sólo una empresa se presenta como 100% eficiente. En este caso, la omisión de cualquier variable que podría captar el efecto ambiental hace que las empresas de la muestra aparezcan como relativamente ineficientes. Castiga la medición de la eficiencia relativa de la mayoría de las firmas.

Adicionalmente, se incluyen las variables ambientales una por una. El impacto de cada variable sobre las medidas de eficiencia es considerable, pero depende del entorno de la empresa. Las medidas obtenidas en el modelo que sólo incluye la tasa de densidad de las firmas, que operan en una zona con menor tasa de densidad, no difiere significativamente del modelo original. Comparando el modelo que sólo incluye la estructura de la demanda (CRS

M1R) a el que sólo incluye la tasa de densidad (CRS M1D), los principales incrementos en las medidas de eficiencia pertenecen a las empresas que operan en áreas no muy pobladas, pero con una demanda concentrada en las ventas residenciales. Por lo tanto, este análisis de sensibilidad justifica la inclusión de las dos variables con el fin de captar adecuadamente el entorno en el que operan las firmas.

El tercer y cuarto modelo estimado incluyen como productos las ventas en GWh (CRS M2) y los clientes y las ventas en GWh (CRS M3), respectivamente. Ambos modelos incluyen las dos <sup>85</sup>variables ambientales. La primera cuestión a notar es la tendencia de la media de las medidas a aumentar a través de las especificaciones anteriores. El desvío estándar también tiende a disminuir. Sin embargo, se puede hacer una observación sobre la adecuación de esta especificación, en particular, la inclusión de la variable ventas en GWh como producto. Por una parte, la energía vendida no es tan importante para un distribuidor en presencia de *pass through*. Tras haber llegado a un cliente determinado, la cantidad de energía que consume este cliente no es tan relevante. Esta variable no capta plenamente su comportamiento maximizador.

Como se mencionó anteriormente, las distribuidoras de electricidad se encuentran obligadas a satisfacer la demanda; por ello, en los servicios públicos, el nivel de producto se halla al menos predeterminado. Lo anterior explica porque se eligió una orientación hacia los insumos. Sin embargo, resulta interesante incluir como variables adicionales de control, líneas y empleo. En varias aplicaciones, estas variables son consideradas como insumos en la función de producción. No obstante, considerando líneas, esta variable también puede ser tomada como un producto.

En cualquier caso, la consideración de estas dos variables hace necesario modificar la orientación del modelo. Se considera la especificación de un modelo en el cual las líneas fueron tratadas como un producto. Este modelo se presenta con el nombre de CRS M5 (líneas no-orientadas). Adicionalmente, el segundo modelo no-orientado considera al empleo como insumo (Empleo No-orientado).

La media de las medidas de eficiencia en cada caso fueron 0,83 y 0,85 respectivamente. Su desviación estándar fue similar. Observando a las medidas de eficiencia predicha por ambos modelos, eran compatibles y cumplían algunas propiedades deseables como la estabilidad. Además, teniendo en cuenta los datos sobre la evolución de las líneas y especialmente el

---

<sup>85</sup> En términos de la especificación del modelo, se requiere definir dos tipos de variables de producción, una variable no orientada (con la misma interpretación que los modelos a continuación) y una variable orientada, que captura la idea de que, en cierta medida, e incluso con un retraso, las empresas pueden controlar la longitud de las líneas o el uso de mano de obra. En el anexo del trabajo incluimos la descripción completa del modelo a estimar.

empleo, se puede argumentar que, de hecho, estas variables han sido las variables de control de las firmas durante el período. El número de empleados ha sido alterado considerablemente a través del tiempo. Estos problemas pueden estar relacionados con las reformas económicas aplicadas en el sector que tuvo un impacto en su productividad. Por lo tanto, todas estas consideraciones justifican en términos teóricos la adecuación de estas especificaciones para la estimación de la eficiencia relativa en el sector de distribución de energía eléctrica.

En la Tabla IV-2 se presentan las estadísticas descriptivas de las estimaciones realizadas con cada uno de los modelos considerados. Se destaca la similitud relativa entre los dos modelos no-orientados y CRS M1. La media de las medidas son similares, aunque las correspondientes a los modelos no-orientados son más altas. La desviación estándar y los valores mínimos también son similares.

**Tabla V-2: Estadística descriptiva de las estimaciones de eficiencia relativa**

	CRS M1	CRS M1a	CRS M1R	CRS MID	CRS M2	CRS M3	CRS M4	CRS M5
Promedio	0,808	0,062	0,705	0,731	0,869	0,885	0,828	0,851
Desvío estándar	0,173	0,143	0,166	0,177	0,133	0,130	0,174	0,174
Mínimo	0,259	0,203	0,205	0,232	0,356	0,477	0,259	0,259
Máximo	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: elaboración propia

*CRS M1: número de clientes como output, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda; CRS M1a: número de clientes como output, costos totales como insumo sin variables ambientales; CRS M1R: número de clientes como output, costos totales como insumo y estructura de demanda; CRS MID: número de clientes como output, costos totales como insumo y densidad; CRS M2: ventas como output, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda; CRS M3: número de clientes y ventas como output, costos totales como insumo y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda*

La Tabla IV-3 muestra los coeficientes de correlación de rangos de Spearman entre todos los modelos estimados. Todos los coeficientes muestran una alta correlación. Se observa también una alta correlación entre las medidas de los dos modelos no orientados y el modelo original (CRS M1). Las correlaciones más bajas se encuentran en las comparaciones de los *rankings* de los modelos con una sola variable ambiental y los modelos que incluyen a las ventas entre los productos (CRS M2 y CRS M3).

**Tabla V-3: Coeficientes de correlación de Spearman entre todos los modelos**

	CRS M1a	CRS M1	CRS M1R	CRS MID	CRS M2	CRS M3	CRS M4	CRS M5
CRS M1a	1,00	0,74	0,93	0,87	0,48	0,44	0,71	0,64
CRS M1		1,00	0,81	0,85	0,71	0,66	0,95	0,89
CRS M1R			1,00	0,84	0,55	0,51	0,79	0,74
CRS MID				1,00	0,59	0,55	0,81	0,73
CRS M2					1,00	0,96	0,75	0,73
CRS M3						1,00	0,74	0,69
CRS M4							1,00	0,84
CRS M5								1,00

---

*Fuente: elaboración propia*

Con el fin de obtener alguna información sobre los nuevos aspectos de las empresas de la muestra, alteramos el supuesto acerca de los rendimientos a escala. En primer lugar, consideramos el modelo original CRS M1, pero ahora suponiendo que los rendimientos son variables. La suposición de CRS es apropiada sólo cuando todos los DMU están operando en una escala óptima. El uso de la especificación CRS cuando no todas las DMU operan en la escala óptima dará lugar a medidas de eficiencia de escala (SE M1). Por lo tanto, la utilización de la especificación VRS permite el cálculo de eficiencia desprovisto de los efectos de SE. Esta medida puede ser obtenida mediante el cálculo del cociente entre las medidas de eficiencia obtenidas a partir de los modelos CRS y VRS para cada firma (ver capítulo IV).

Luego se considera un nuevo problema DEA con la imposición de rendimientos no-crecientes a escala (NIRS M1). La naturaleza de las ineficiencias de escala (por ejemplo, debido a rendimientos crecientes o decrecientes a escala) para una particular DMU se puede determinar comparando los resultados NIRS con los de VRS. Si son desiguales entonces existen rendimientos crecientes a escala DMU. Si son iguales entonces se aplica rendimientos decrecientes a escala. La Tabla V-4 presenta la estadística descriptiva de cada uno de los modelos.

**Tabla V-4: Estadística descriptiva de las medidas de eficiencia con supuestos alternativos sobre los rendimientos**

	CRS M1	VRS M1	SE M1	NIRS M1
Promedio	0,808	0,887	0,912	0,827
Desvío estándar	0,173	0,125	0,142	0,174
Mínimo	0,259	0,338	0,264	0,259

*Fuente: elaboración propia.*

*CRS M1, VRS M1, SE M1, NIRS M1: número de clientes como output, costos totales como inputs y dos variables ambientales: densidad y estructura de demanda, con diferentes supuestos respecto a la escala de los retornos.*

Adicionalmente, comparamos los resultados obtenidos por cada uno de estos modelos en términos de las medidas de eficiencia y también incluimos cierta información general sobre la relación entre la eficiencia, el área de los retornos a escala en la cual cada firma opera y la escala.

Para hacer esto, se considera la capacidad que cada modelo tiene para identificar las mismas firmas como las mejores y peores en la muestra. Se construyen cuartiles con las medidas de eficiencia, es decir, se dividieron las firmas de la muestra en 4 cuartiles, donde el primer cuartil corresponde al 25% de las firmas menos eficientes. Realizamos lo mismo con cada uno de los modelos bajo consideración: CRS M1, VRS M1 y NIRS M1. Luego, se calculan tablas de frecuencia para comparar los modelos en pares.

En las Tabla V-5, Tabla V-6 y Tabla V-7, se presenta la información considerando la coincidencia de los modelos en la identificación de las firmas como las mejores y las peores. En la parte superior izquierda, aparece el número de empresas que ambos modelos acuerdan identificar como las firmas relativamente menos eficientes, mientras que en la parte inferior derecha muestra el número de empresas que ambos modelos acuerdan identificar como las firmas relativamente más eficientes.

**Tabla V-5: Consistencia entre los modelos CRS M1 y VRS M1**

		Cuartiles CRS M1				Total
		1	2	3	4	
Cuartiles VRS M1	1	18 72,0%	7 29,2%	- -	- -	25 25,8%
	2	4 16,0%	10 41,7%	10 41,7%	- -	24 24,7%
	3	2 8,0%	4 16,7%	10 41,7%	8 33,3%	24 24,7%
	4	1 4,0%	3 12,5%	4 16,7%	16 66,7%	24 24,7%
<b>Total</b>		<b>25</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>97</b> <b>100,0%</b>

Fuente: elaboración propia. Nota: 1= 25% de empresas menos eficientes y 4 = 25% de empresas con menor nivel de ineficiencia.

**Tabla V-6: Consistencia entre los modelos CRS M1 y NIRS M1**

		Cuartiles CRS M1				Total
		1	2	3	4	
Cuartiles NIRS M1	1	23 92,0%	2 8,3%	- -	- -	25 25,8%
	2	2 8,0%	21 87,5%	1 4,2%	- -	24 24,7%
	3	- -	1 4,2%	18 75,0%	5 20,8%	24 24,7%
	4	- -	- -	5 20,8%	19 79,2%	24 24,7%
<b>Total</b>		<b>25</b> <b>100,0%</b>	<b>25</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>97</b> <b>100,0%</b>

Fuente: elaboración propia. Nota: 1= 25% de empresas menos eficientes y 4 = 25% de empresas con menor nivel de ineficiencia.

**Tabla V-7: Consistencia entre los modelos VRS M1 y NIRS M1**

	Cuartiles VRS M1				Total	
	1	2	3	4		
Cuartiles NIRS M1	1	17 68,0%	8 33,3%	- -	- -	25 25,8%
	2	5 20,0%	10 41,7%	9 37,5%	- -	24 24,7%
	3	2 8,0%	4 16,7%	10 41,7%	8 33,3%	24 24,7%
	4	1 4,0%	2 8,3%	5 20,8%	16 66,7%	24 24,7%
<b>Total</b>	<b>25</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>24</b> <b>100,0%</b>	<b>97</b> <b>100,0%</b>	

Fuente: elaboración propia. Nota: 1= 25% de empresas menos eficientes y 4 = 25% de empresas con menor nivel de ineficiencia.

Los modelos tienden a identificar razonablemente bien las mismas firmas como relativamente más y menos eficientes. Esto es algo que nadie debería esperar de cualquier comparación porque significa que los modelos bajo los diferentes supuestos tuvieron éxito en la identificación de las mismas empresas y por tanto miden la eficiencia relativa de las firmas de manera comparable.

#### 4. El rol de la propiedad en la eficiencia

Relacionadas con el proceso de reformas económicas recién referido, un interrogante que surge es si las empresas concesionadas han resultado con niveles de eficiencia mayores a las empresas públicas.

Esta cuestión se plantea con frecuencia en el contexto de aplicaciones de DEA. Se trata de identificar las posibles diferencias en el rendimiento que puede atribuirse a la asociación de la DMU con grupos específicos, o programas. En la mayoría de aplicaciones de DEA, incluso aquellas en las que los DMUs exhiben un alto grado de homogeneidad, es posible encontrar la forma de agruparlos por características exógenas (por ejemplo, la geografía, la demografía) u operativas (por ejemplo, turnos de trabajo, la gestión). Por lo tanto, la evaluación de los programas -la identificación de las diferencias inherentes a la eficiencia a través de estos grupos, independientemente de la posible ineficacia de los DMUs- se convierte en un importante ejemplo en la evaluación de la eficiencia relativa de las firmas. En este contexto, comenzamos a analizar el papel de la propiedad como un atributo para identificar posibles programas.

Como una conclusión preliminar acerca de ello, se puede comprobar en la Tabla V-8 que existen diferencias sustanciales en las medidas relativas si la empresa es de propiedad pública o

privada. Para la comparación, seleccionamos tres modelos: el modelo original, CRS M1 y los modelo no-orientados (CRS M4 y CRS M5). Presentamos algunas estadísticas descriptivas para la muestra que incluye todas las empresas y dos sub-muestras: empresas privadas y públicas.

**Tabla V-8: Estadística descriptiva para los modelos: CRS M1, CRS M4 y CRS M5**

*Empresas de propiedad pública y privada*

	CRS1	No orientado	
		CRS M4	CRS M5
<b>Todas las empresas</b>			
Promedio	0,808	0,828	0,851
Desvío estándar	0,173	0,174	0,174
Mínimo	0,259	0,259	0,259
Máximo	1	1	1
<b>Propiedad privada</b>			
Promedio	0,846	0,864	0,900
Desvío estándar	0,130	0,128	0,113
Mínimo	0,530	0,530	0,537
Máximo	1	1	1
<b>Propiedad pública</b>			
Promedio	0,670	0,696	0,671
Desvío estándar	0,229	0,242	0,229
Mínimo	0,259	0,259	0,259
Máximo	1	1	1

*Fuente: elaboración propia*

En comparación con la muestra completa, la media de las medidas del grupo de las firmas privadas fue en promedio 5% por encima de la media, mientras que si hubiésemos considerado el subconjunto de firmas públicas, ellas estaban 16% por debajo del promedio. Además, en cuanto a la información sobre el desvío estándar, la sub-muestra de las firmas privadas tenía medidas que diferían relativamente menos (sus medidas están menos dispersas) y sus valores mínimos fueron más altos. Por lo tanto, teniendo en cuenta la información sobre la media, la desviación estándar, valores máximos y mínimos, es posible argumentar que las firmas privadas tienden a tener un mejor rendimiento en promedio que sus homólogas de propiedad pública. Esto justifica un análisis positivo de la privatización con respecto a la medición de la eficiencia relativa, lo que motiva a la siguiente sección.

#### **4.1. Diferencias de eficiencia relativa a través de un Programa de Evaluación**

Banker (1993) trabajando en el ámbito más amplio de sentar una base estadística de DEA desarrolló una estructura para pruebas de hipótesis a los efectos de la evaluación de programas. Otra referencia de este tema es Brockett y Golany (1996) que aplican *rankings* estadísticos no-paramétricos para la evaluación de programas. De hecho, este es el objetivo de la presente sección.

Son varias las razones que motivan el uso de los *rankings* estadísticos en este contexto en lugar de los procedimientos de la estadística paramétrica basados en las clasificaciones de eficiencia. En primer lugar, la distribución de las puntuaciones de eficiencia es en general desconocida y es difícil de describir en un modelo paramétrico de bajas dimensiones. Al traducir los resultados de eficiencia a sus correspondientes rankings, es posible acceder a un procedimiento estadístico no-paramétrico y robusto cuyas pruebas estadísticas correspondientes posean distribución estadística y asintótica conocida. Por lo tanto, la descripción de los valores de eficiencia utilizando rankings estadísticos elude la dificultad inherente a los modelos paramétricos de las puntuaciones de eficiencia. En segundo lugar, los diferentes modelos de DEA pueden producir clasificaciones de eficiencia de diferente rango y extensión, haciendo el enfoque paramétrico más susceptible a la elección del modelo de DEA asumido para el análisis. Al sustituir la clasificación con sus respectivos rankings, nosotros aseguramos que las pruebas de hipótesis no se verán afectadas por la gama de clasificaciones de eficiencia generadas por el modelo específico de DEA que fue elegido para la aplicación particular. Por supuesto, como ocurre siempre en el análisis estadístico, cuando la clasificación exacta de la distribución de eficiencia se conoce con certeza, los modelos paramétricos y pruebas de hipótesis pueden ser utilizados. Sin embargo, esto es improbable que suceda ya que la clasificación exacta de la distribución de eficiencia rara vez se conoce con certeza antes de la recolección y análisis de datos de esfuerzo.

Por último, uno de los principales puntos fuertes de DEA sobre otras técnicas es su naturaleza no paramétrica, es decir, no es preciso elegir a priori una forma funcional para estimar funciones de producción o costos (por ejemplo, Cobb-Douglas, Translog, etc.). Por lo tanto, el uso de técnicas estadísticas no paramétricas para la inferencia es consistente con las características y objetivos de DEA.

Para aislar a los objetivos de los programas de evaluación de otras dimensiones que podrían haber inferido en el análisis, realizamos el siguiente experimento. Nos centramos en el atributo tipo de propiedad. Dividimos el conjunto de empresas en dos: firmas de propiedad pública y privada y generamos dos programas. Nos ajustamos a las diferencias de eficiencia de gestión mientras evaluamos el programa y aplicamos técnicas de DEA.

En el experimento, la primera fase de DEA se ejecuta por separado a cada grupo de programas. Consideramos el modelo como CRS M1. Las proporciones de las DMUs eficientes en los dos grupos se comparan (usando una prueba t). Adicionalmente, comparamos la media de las puntuaciones de eficiencia y la distribución entera.

Sin embargo, todas estas medidas llevan un valor limitado, ya que DEA evalúa la eficiencia relativa, y las evaluaciones se llevaron a cabo por separado para cada grupo. Esto dio lugar a una segunda fase en la que las observaciones de los dos programas se combinaron juntas. El procedimiento puede resumirse en general de la siguiente manera:

#### Procedimiento del Programa de Evaluación:

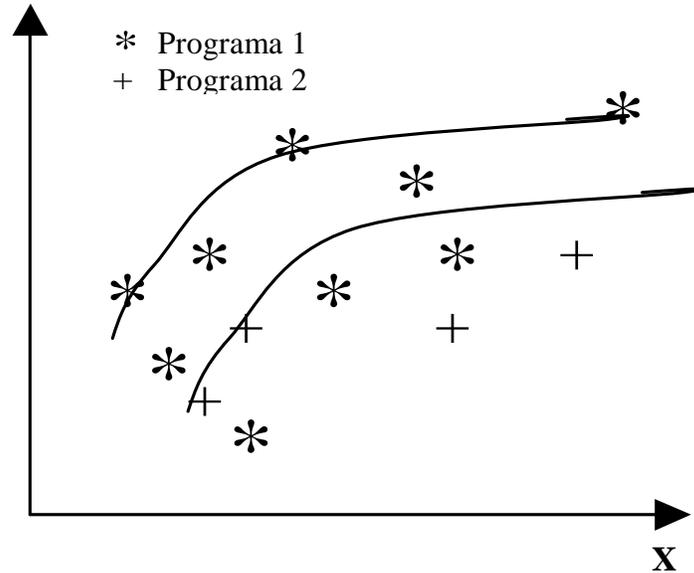
- I. Dividir el grupo de todas las DMUs ( $j=1, \dots, n$ ) en dos programas consistiendo de  $n_1$  y  $n_2$  DMUs ( $n_1 + n_2 = n$ ). Ejecutar DEA por separado para los dos grupos.
- II. En cada uno de los dos grupos separados, ajustar la ineficiencia de las DMUs a su valor "nivel eficiente" mediante la proyección de cada DMU a la frontera eficiente de su grupo.
- III. Ejecutar DEA de manera combinada (o "dentro de la frontera") con todas las  $n$  DMUs en sus niveles eficientes ajustados.
- IV. Aplicar un test estadístico a los resultados de III para determinar si los dos grupos tienen la misma distribución de valores de eficiencia dentro del conjunto combinado DEA.

Por lo tanto, queremos comparar las posiciones relativas de las dos fronteras independientemente de la performance ineficiente que pueda haber caracterizado a algunas de las DMUs en cada uno de los programas. Esencialmente, ajustando las DMUs del grupo 1 (2) a sus niveles eficientes, el nivel del "grupo 1 (2) función de costos" se obtiene para cada DMU, y las ineficiencias "intergrupales" son eliminadas. Este ajuste elimina la ineficiencia constituyente de la gestión mientras que permite la existencia de diferencias de eficiencia programática (es decir, diferentes fronteras de eficiencia para los dos grupos).

Así, en la etapa III, los datos originales para las DMUs que se identificaron como ineficientes dentro de su programa han sido reemplazados por los correspondientes valores ajustados-por-eficiencia. Si la hipótesis de que los dos programas fueron obtenidos a partir de la misma distribución (misma frontera eficiente para los dos programas) es cierta, entonces corriendo DEA por separado para cada grupo en la etapa I, debe revelar la misma frontera para ambos grupos. Además, después del ajuste en la etapa II, hay que esperar a ver todos (o la mayoría) de las DMU calificadas como eficientes en la etapa III. Esta situación corresponde a una hipótesis nula, en la cual los dos programas comparten la misma frontera.

Si, por otra parte, un programa es superior a los otros, incluso después de ajustar los valores de las DMUs ineficientes en los dos programas, entonces seremos todavía testigos de una brecha de eficiencia para las DMUs en el programa inferior cuando las dos son evaluadas simultáneamente. Esta situación se ilustra en la figura siguiente.

**Gráfico V-3: Brecha de consistencia de eficiencia entre ambos Programas.**



*Fuente: elaboración propia*

Para ejecutar el paso IV, una estadística adecuada es necesaria para medir la distancia entre la clasificación de distribución de la eficiencia determinada en el paso III para cada grupo y una distribución en la que todas las puntuaciones son iguales a la unidad (es decir, todas las DMUs son eficientes). Utilizamos el test de ranking de Mann-Withney (en un anexo a este capítulo se presenta la descripción de la prueba).

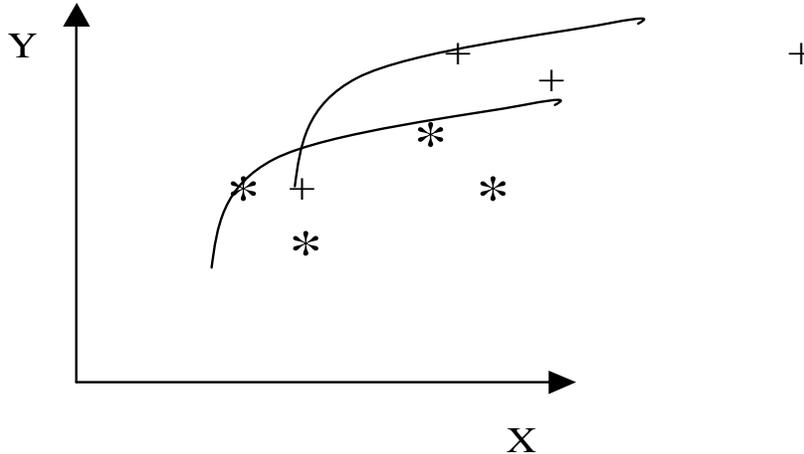
El experimento se basa en el modelo original presentado (CRS M1), resolvemos el modelo para las dos sub-muestras, por ejemplo, firmas de propiedad privada y pública. Con las medidas obtenidas, realizamos algunas pruebas de hipótesis con el fin de comparar la eficiencia de las puntuaciones y rankings de las dos muestras. En primer lugar, comparamos la media de los rankings y las medidas. Utilizamos un test t de dos muestras bajo la hipótesis de que la media del ranking de las empresas privadas iguala a la media del ranking de las empresas publicas. Consideramos los dos casos: que los datos de las dos muestras tienen misma varianza y que no. En ambos casos, rechazamos la hipótesis nula de que la media de las puntuaciones eficientes es igual independientemente de la titularidad.

En segundo lugar, comparamos la distribución entera. Para hacer esto, utilizamos un test no paramétrico de suma de rankings para comparar poblaciones (test de Kruskal-Wallis), el cual testea la hipótesis de que varias muestras pertenecen a la misma población. Nuevamente la evidencia nos permite rechazar la hipótesis nula de que ambas sub-muestras se encuentran en la misma población (el valor estadístico es 34.56 el cual es comparado con una distribución chi cuadrado con un grado de libertad).

No obstante, estos test son de valor limitado. Por lo tanto, para medir la distancia entre la distribución de los ranking de eficiencia determinados en la etapa (iii, esto es, cuando las DMUs han sido llevadas a sus fronteras correspondientes) para cada grupo y una distribución en la cual todos los rankings sean iguales a la unidad (todos eficientes), utilizamos un test de suma de rankings (Mann-Withney) con la siguiente información: el numero de observaciones para las dos sub-muestras son  $n_1=76$  y  $n_2=21$ ;  $U=2227$  y  $Z=12.52$

Cuando llevamos a cabo dicho test, obtuvimos que la hipótesis nula que las empresas vienen de la misma distribución no puede ser rechazada. Sin embargo, cuando testeábamos las diferencias en las medias o las distribuciones de los rankings de eficiencia, la evidencia arrojaba que las medias son diferentes y que las medidas pertenecen a diferentes distribuciones. Esta situación parece desconcertante. Una racionalización de ello puede ser el caso en que un programa supera a otro hasta un cierto punto (nivel dado por ejemplo por el uso de un recurso como insumo) en donde se cruzan ambas fronteras y a partir del cual el otro programa se convierte en el más eficiente. Esta situación queda representada en el gráfico V-4.

**Gráfico V-4: Intersección de las fronteras eficientes.**



*Fuente: elaboración propia*

Una manera de resolver el problema podría ser repetir la metodología para sub-muestras de los dos programas agrupados por la magnitud de algún insumo. La idea es identificar algún indicador, como por ejemplo el empleo, que pueda captar el punto de intersección entre las dos fronteras. Para encontrar este indicador utilizamos técnicas econométricas. Luego, resulta necesario testear la hipótesis nula sólo para las DMU's que tengan un tamaño que sea menor o igual que el punto de intersección y si esa caracterización es correcta, el test debería revelar la superioridad del correspondiente programa en esa región.

## 5. Conclusiones

Las presentes estimaciones evalúan los niveles de eficiencia productiva relativa para las distribuidoras de electricidad de la Argentina. Desde el punto de vista regulatorio la relevancia reside en que las estimaciones son consistentes con el criterio de obligación de servicio.

Adicionalmente, para la evaluación del diferencial de eficiencia entre empresas de propiedad pública y privada se implementa un procedimiento de evaluación de programas que es novedoso para estas aplicaciones y ofrece mayor información que los test de diferencias de medias que habitualmente se utilizan en la literatura aplicada.

Cuando se testean diferencias en las medias o las distribuciones de los rankings de eficiencia, entre empresas públicas y privadas, la evidencia arroja que las medias son diferentes y que las medidas pertenecen a diferentes distribuciones. De la aplicación del procedimiento de evaluación de programas se llega a la conclusión que no pueden ser separadas ambos grupos. Si bien ésta situación parece en principio desconcertante, se puede justificar tal resultado cuando se da la situación que un programa supera a otro hasta un cierto punto (nivel dado por ejemplo por el uso de un recurso como insumo) donde se cruzan ambas fronteras y a partir del cual el otro programa se convierte en el más eficiente.

Una extensión inmediata es ampliar el análisis a más de dos programas a la vez, lo que puede lograrse mediante la prueba de suma de rankings de Kruskal Wallis para varias poblaciones en lugar de dos poblaciones. Otra de las posibilidades es realizar análisis intertemporales de las puntuaciones de eficiencia. Esto se puede lograr teniendo en cuenta que contamos con datos de panel.

En cualquier caso, el presente análisis se centra en analizar el desempeño de grupos de empresas, y no en los desempeños individuales. Estos procedimientos simplifican el análisis mientras que a la vez proveen herramientas poderosas para los tests relevantes y también información útil para la estimación de la eficiencia relativa para las firmas de distribución de electricidad en la Argentina.

## 6. Anexo

### 6.1. Test de Mann-Withney

Usamos la prueba de ranking de Mann-Withney. La prueba se ejecuta de la siguiente manera: Ordenar por el ranking obtenido en el paso iii) a las n empresas. En caso de empate, computar el valor medio del ranking de las observaciones correspondientes.

Computar  $R$ =suma de los rankings de las empresas en el primer programa.

Computar el estadístico del test de suma de rankings de Mann Withney:

$$(V.2) \quad U = n_1 * n_2 + \frac{n_1 * (n_1 + 1)}{2} - R$$

$$\text{Para } n_1, n_2 \text{ computar } Z = \frac{U - \frac{n_1 * n_2}{2}}{\sqrt{\frac{n_1 * n_2 * (n_1 + n_2 + 1)}{12}}}$$

$Z$  tiene una distribución aproximada que se distribuye como una normal estandarizada. Por tanto, se rechaza la hipótesis nula que los dos programas comparten la misma distribución de las medidas de eficiencia a un nivel de significatividad  $\alpha$  si  $Z \leq -Z_{\alpha/2}$  o  $Z \geq Z_{\alpha/2}$ , donde  $Z_{\alpha/2}$  denota el percentil superior  $\alpha/2$  de la distribución normal estándar.



## **VI. LA ELECCIÓN REGULATORIA DE LOS RENDIMIENTOS A ESCALA EN ESTIMACIONES DE FRONTERAS DE EFICIENCIA UTILIZANDO TESTS PARAMÉTRICOS Y NO PARAMÉTRICOS**

Este capítulo describe la aplicación de las herramientas de DEA a las medidas de eficiencia del sector de distribución de electricidad para la Argentina. El objetivo es determinar si existe alguna evidencia que asegure que el nivel y escala de producción es constante en la actividad de distribución de electricidad.

Para ello se construyeron fronteras de eficiencia, basadas tanto en funciones de costos como de producción, a la vez que se ha aplicado la metodología de DEA con la finalidad de evaluar estadísticamente las hipótesis sobre características en la producción y en los factores que pueden afectar la productividad.

Cuando se realiza un estudio comparativo de eficiencia lo habitual es que los reguladores se enfrenten a un conjunto de medidas diferentes de eficiencia para cada firma. El análisis de consistencia, llevado a cabo en el capítulo IV, permite hacer más manejable las diferentes estimaciones con el objeto de que puedan ser utilizadas en el proceso de revisión de tarifas.

Pero además, es particularmente importante para los reguladores tener mayores precisiones sobre la relevancia de los supuestos utilizados. En este capítulo se abordarán los supuestos referidos a los rendimientos de escala para calcular la eficiencia relativa, utilizando DEA. La elección de la superficie envolvente, rendimientos constantes (CRS) o variables a escala (RVS), es una de las decisiones regulatorias que debe tomar el regulador al realizar las medidas de eficiencia (Rossi y Ruzzier, 2000). Recordemos del capítulo IV que cuando se adopta el supuesto RVS aparecen más firmas eficientes que con CRS y por lo tanto en la medida que el regulador quiera ser o parecer “duro” preferirá adoptar CRS. Ahora bien, esta elección no debería ser parte de la “preferencia” del regulador sino más bien de las características tecnológicas del sector.

De esta manera el propósito del capítulo es ir al fondo de la cuestión y, previamente al análisis de consistencia, eliminar estimaciones en la medida que puedan ser justificadas. Lo que se busca es un esquema que le sirva al regulador para justificar sus decisiones sobre los rendimientos. Para ello, se presenta un proceso de testeo que brinde evidencia para la utilización de determinado supuesto en cuanto a los rendimientos constantes a escala.

Los datos consisten de observaciones anuales de productos e insumos de empresas de distribución de electricidad, que fueron obtenidos de ADEERA (Asociación de Distribución de

energía eléctrica de la República Argentina), la Secretaría de Energía, el ENRE y estados contables. El periodo temporal considerado es 1993 a 2001 (ver el capítulo V para una descripción de la base de datos).

Para la selección del modelo, se utilizan los resultados de Margaretic y Romero (2004) donde las técnicas econométricas han sido utilizadas para alcanzar una especificación robusta. Los programas lineales utilizados fueron expuestos en el capítulo IV.

El supuesto de RCE (Rendimientos Constantes a Escala) es únicamente apropiado cuando todas las DMUs están operando a una escala óptima. Competencia Imperfecta o restricciones financieras, entre otras, podrían causar que una DMU no opere a su escala óptima. Banker, Charnes y Cooper (1984) (BCC) sugirieron una extensión al modelo de RCE DEA para tener en cuenta situaciones de RVE (Rendimientos Variables a Escala). La utilización de la especificación RCE cuando no todas las DMUs están operando a su escala óptima, puede resultar en medidas de eficiencia totales.

## 1. Fundamentos estadísticos para DEA

### 1.1. Test de Rendimientos Constantes a Escala

En las aplicaciones empíricas de DEA, la variable eficiencia  $\theta$  no puede ser observada, por lo tanto, necesita ser estimada a partir de de datos sobre productos e insumos. Los programas lineales utilizados para estimar dicha medida de eficiencia fueron presentados en el capítulo IV.

Considere las eficiencias estimadas bajo los supuestos de rendimientos constantes a escala  $\hat{\theta}^{CRS}$  utilizando el modelo de Charnes, Cooper y Rodees (1978) –CCR– y mediante rendimientos variables a escala  $\hat{\theta}^{VRS}$  a partir del modelo Banker, Charnes y Cooper (1994) –BCC. Por construcción:  $\hat{\theta}^{VRS} \geq \hat{\theta}^{CRS}$ .

Todas las observaciones en la muestra son eficientes a escala si y sólo si los datos de la muestra pueden ser evaluados construyendo el siguiente test estadístico, desarrollado por Banker y Natarajan (2004), luego de haber aplicado el logaritmo natural a la eficiencia ( $\hat{\theta}^{VRS}$ ).

1. Si  $\hat{\theta}^{VRS}$  esta distribuido como media-normal sobre  $[0, \infty)$ , el test estadístico es calculado como  $\sum [\ln(\hat{\theta}^{CRS})]^2 / \sum [\ln(\hat{\theta}^{VRS})]^2$  el cual es evaluado de manera relativa con la distribución media-F  $| F_{N,N} |$  con (N,N) grados de libertad sobre el rango  $[1, \infty)$ .
2. Si  $\hat{\theta}^{VRS}$  esta distribuido de manera exponencial sobre  $[0, \infty)$ , el test estadístico es calculado como  $\sum \ln(\hat{\theta}^{CRS}) / \sum \ln(\hat{\theta}^{VRS})$  el cual es evaluado de manera relativa con la distribución media-F  $| F_{2N,2N} |$ , con (2N,2N) grados de libertad sobre el rango  $[1, \infty)$ , donde por construcción el test no puede ser menor a 1.

- Si no hay ningún supuesto sobre la distribución de probabilidad de  $\hat{\theta}^{VRS}$ , se utiliza el test no paramétrico de Kolmogorov-Smirnov dado por la distancia vertical máxima entre  $F^c [\ln(\hat{\theta}^{CRS})] / F [\ln(\hat{\theta}^{VRS})]$ . Estas estadísticas adquieren valores sobre el rango [0,1] y un valor alto indica la existencia significativa de eficiencia de escala en la muestra.

## 2. Estimaciones de eficiencia relativa

El propósito de esta sección es ilustrar las diferentes medidas de eficiencia obtenidas por los siguientes dos modelos: (1) *Eficiencia Productiva (PRO)*: refleja la habilidad de una firma en usar sus insumos en proporciones optimales, dado sus respectivos precios y la tecnología de producción; (2) *Eficiencia técnica (TEC)*: el cual refleja la habilidad de una firma en obtener el máximo producto dado el conjunto de insumos.

Se consideran dos modelos básicos, uno para cada tipo de eficiencia. El primer modelo estima eficiencia productiva asumiendo RCE (PRO-(EV)-RCE) e incluye el número de clientes como producto, costos totales como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda. El segundo modelo básico estima eficiencia técnica (TEC-(EV)-RCE) bajo RCE incluyendo el mismo producto y variables ambientales que el anterior, pero dos insumos diferentes: empleados y líneas.

### Box VI-1: Descripción explicativa de las variables

**PRO-(EV)-RCE:** número de clientes como producto, costos totales como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda.

**PRO-RCE:** PRO-(EV)-RCE sin variables ambientales.

**PRO-(EV)-RVE:** representa PRO-(EV)-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, serían RVE.

**PRO-RVE:** representa PRO-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, también serían RVE.

**TEC-(EV)-RCE:** número de clientes como producto, líneas y número de empleados como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda.

**TEC-RCE:** TEC-(EV)-RCE sin variables ambientales.

**TEC-(EV)-RVE:** representa TEC-(EV)-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, serían RVE.

**TEC-RVE:** representa TEC-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, también serían RVE.

Con respecto a la inclusión de variables ambientales, se han estimado algunas variaciones a ambos modelos básicos (PRO-(EV)-RCE) / (TEC-(EV)-RCE). La primera especificación alternativa no comprende ninguna variable ambiental (PRO-RCE y TEC-RCE). En este caso, la omisión de cualquier variable que pudiese captar el efecto ambiental hace que

las firmas del conjunto aparezcan relativamente ineficientes. Esto penaliza las medidas de eficiencia relativa para la mayoría de las firmas. Luego, se consideró de nuevo (PRO-(EV)-RCE), (TEC-(EV)-RCE) (añadiendo PRO-RCE y TEC-RCE) pero sin asumir que los rendimientos sean variables (PRO-(EV)-RVE / (TEC-(EV)-RVE / PRO-RVE /TEC-RVE). El detalle de la totalidad de los modelos estimados se presenta en el Box VI-1.

Considerando el número de clientes, se crearon diferentes muestras para cada uno de los modelos calculados con la finalidad de identificar si la totalidad del sector presenta RCE o algún intervalo específico de firmas. Kumbhakar y Hjalmarsson (1998) es el único antecedente, aplicado al sector eléctrico, donde se menciona que para un rango de número de clientes amplio RCE es el supuesto adecuado, pero sin testear estadísticamente sus resultados.

Las diferentes muestras creadas fueron las siguientes: Muestra A considera la totalidad de los datos (todas las firmas), Muestra B es la Muestra A sin las grandes firmas (particularmente, EDENOR y EDESUR), Muestra C considera el intervalo entre 100.000 – 450.000 clientes y la Muestra D contiene el intervalo entre 100.000 – 300.000 clientes. Se incluyeron estas dos últimas muestras para indagar sobre la robustez de las mediciones. La Tabla VI-1 y la Tabla VI-2 muestran los resultados de las estimaciones de la Eficiencia Productiva y la Eficiencia Técnica, respectivamente. Entre paréntesis se incluye el desvío estándar de las medidas para cada muestra.

**Tabla VI-1: Medidas de Eficiencia Productiva**

Eficiencia Productiva <sup>(*)</sup>	PRO-RCE	PRO-RVE	PRO-(EV)-RCE	PRO-(EV)-RVE
Muestra A	0,598 (0,130)	0,662 (0,158)	0,842 (0,158)	0,845 (0,160)
Muestra B	0,583 (0,135)	0,660 (0,164)	0,822 (0,163)	0,825 (0,165)
Muestra C	0,608 (0,147)	0,675 (0,160)	0,847 (0,160)	0,856 (0,161)
Muestra D	0,618 (0,155)	0,681 (0,173)	0,882 (0,144)	0,885 (0,145)

Fuente: Elaboración propia.

(\*) PRO-(EV)-RCE: número de clientes como producto, costos totales como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda. PRO-RCE: PRO-(EV)-RCE sin variables ambientales. PRO-(EV)-RVE: representa PRO-(EV)-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, serían RVE. PRO-RVE: representa PRO-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, también serían RVE.

**Tabla VI-2: Medidas de Eficiencia Técnica**

Eficiencia Técnica <sup>(**)</sup>	TEC-RCE	TEC-RVE	TEC-(EV)-RCE	TEC-(EV)-RVE
Muestra A	0,313 (0,207)	0,322 (0,230)	0,748 (0,226)	0,753 (0,231)
Muestra B	0,464 (0,192)	0,506 (0,228)	0,728 (0,229)	0,732 (0,232)
Muestra C	0,501 (0,210)	0,503 (0,214)	0,771 (0,180)	0,776 (0,184)
Muestra D	0,463 (0,189)	0,471 (0,205)	0,841 (0,139)	0,856 (0,145)

Fuente: Elaboración propia. Nota: En *itálica*, promedios. En *paréntesis* (), desvíos estándar.

(\*\*) TEC-(EV)-RCE: número de clientes como producto, líneas y número de empleados como insumos y dos variables ambientales: densidad y estructura de la demanda. TEC-RCE: TEC-(EV)-RCE sin variables ambientales. TEC-(EV)-RVE: representa TEC-(EV)-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, serían RVE. TEC-RVE: representa TEC-RCE con diferentes supuestos referidos a los rendimientos a escala, en este caso, también serían RVE.

Observando las medidas de eficiencia otorgadas por ambos modelos, podemos notar que, independientemente de la muestra, las medidas relacionadas con la Eficiencia Productiva son mayores que aquellas relacionadas con la Eficiencia Técnica, no obstante, todas las medidas de la Eficiencia Técnica, excepto una, tienen mayores desvíos estándar. Los resultados de PRO sugieren que el diferencial de eficiencia promedio se explica principalmente por la inclusión de variables ambientales. El desvío estándar muestra que el caso de PRO sin variables ambientales (columnas 2 y 3 de la Tabla VI-1) es el más afectado por el supuesto sobre los rendimientos.

Finalmente, hemos elegido los modelos sin variables ambientales para probar nuestra hipótesis en este trabajo debido a los mayores ratios RVE con respecto a los RCE (efectos eficiencia más fuertes), aunque esta especificación no sea la habitual en la literatura.

### 3. Evaluando Rendimientos Constantes a Escala utilizando tests estadísticos

El punto de partida fue el establecimiento de la hipótesis nula. En este caso, se quiere testear la ausencia de ineficiencia de escala o, equivalentemente, de rendimientos constantes a escala para cada una de las muestras creadas. Una vez calculadas todas las medidas de eficiencia, se inicia el testeo estadístico con el test no paramétrico de Kolmogorov-Smirnov.

Los resultados obtenidos son el no rechazo de la hipótesis nula en todos los casos con un nivel de confianza del 5%, excepto en dos casos, PRO B y PRO C. Estos hallazgos apoyan el supuesto de RCE en el sector de distribución eléctrica (véase Tabla VI-3).

**Tabla VI-3: Test estadístico de Kolmogorov-Smirnov (\*)**

Variable	Valor Estadístico	P-value	Corregido	Condición H <sub>0</sub>
<b>Eficiencia Productiva</b>				
PRO A	0,1744	0,146	0,111	No Rechazada
PRO B	0,2676	0,012	0,008	Rechazada
PRO C	0,2917	0,034	0,021	Rechazada
PRO D	0,2051	0,385	0,302	No Rechazada
<b>Eficiencia Técnica</b>				
TEC A	0,0522	0,993	0,990	No Rechazada
TEC B	0,1441	0,173	0,137	No Rechazada
TEC C	0,0274	1,00	1,00	No Rechazada
TEC D	0,0635	1,00	1,00	No Rechazada

Fuente: Elaboración propia. Nota: Nivel de significatividad 5%, (\*) No se mantienen supuestos sobre la distribución de probabilidad.

No obstante, se han considerado algunos tests F con la finalidad de chequear los resultados obtenidos con el test anterior, pero esta vez suponiendo ciertas distribuciones de probabilidad. Se tomaron dos alternativas: distribución Exponencial (Alternativa 1) y distribución Media-Normal (Alternativa 2). Los resultados se presentan en la Tabla VI-4.

**Tabla VI-4: Otros tests estadísticos (Distribución Media-F)**

Variable	Valor Estadístico	Valor Crítico	Condición H <sub>0</sub>
<b>Alternativa 1 – Eficiencia distribuida como Exponencial</b>			
<b>Eficiencia Técnica</b>			
Muestra A	1,0086	1,2230	No Rechazada
Muestra B	1,0847	1,2393	No Rechazada
Muestra C	1,0025	1,3141	No Rechazada
Muestra D	1,0114	1,3420	No Rechazada
<b>Eficiencia Productiva</b>			
Muestra A	1,2202	1,2860	No Rechazada
Muestra B	1,2715	1,3192	No Rechazada
Muestra C	1,2533	1,4013	No Rechazada
Muestra D	1,2347	1,4547	No Rechazada
<b>Alternativa 2 – Eficiencia distribuida como Media-Normal</b>			
<b>Eficiencia Técnica</b>			
Muestra A	1,0019	1,3300	No Rechazada
Muestra B	1,0773	1,3553	No Rechazada
Muestra C	1,0005	1,4734	No Rechazada
Muestra D	1,0049	1,5183	No Rechazada
<b>Eficiencia Productiva</b>			
Muestra A	1,3430	1,4286	No Rechazada
Muestra B	1,4370	1,4815	No Rechazada
Muestra C	1,4508	1,6154	No Rechazada
Muestra D	1,3961	1,7045	No Rechazada

Fuente: Elaboración propia. Nota: Nivel de significatividad 5%,

Se puede observar que la totalidad del conjunto de tests no rechazan la hipótesis nula. Los resultados son entonces abrumadores y a los efectos regulatorios determinantes. En términos de recomendaciones de política regulatoria es claro que el regulador puede justificarse como uno “duro” lo que implicaría un factor  $X$  más alto para mayor cantidad de empresas y por ende menores precios finales a los consumidores.

#### **4. Conclusiones**

En este capítulo se aplica la metodología de DEA para las medidas de eficiencia en un contexto regulatorio a través de la construcción de fronteras de eficiencia.

Luego de analizar las medidas obtenidas por cada uno de los modelos especificados, se ha mostrado que utilizar el supuesto de presencia de RCE en la distribución eléctrica de la Argentina es adecuado. Para ello se han utilizado diferentes tests estadísticos, paramétricos y no-paramétricos.

Este hallazgo tiene un importante resultado regulatorio: otorga una justificación para que el regulador sea “duro” a la hora de elegir la superficie envolvente, lo que redundaría en menores precios finales de la energía eléctrica.



## **ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD**

Diseño de mecanismos de decisiones de inversión, información y fronteras de eficiencia, e impacto distributivo en equilibrio general

### **SECCION C**

**SHOCKS SOBRE LOS PRECIOS MAYORISTAS DEL GAS,  
IMPACTO SOBRE LA SOSTENIBILIDAD DE LAS EMPRESAS Y  
EFECTOS DISTRIBUTIVOS. EVALUACIÓN A TRAVÉS DE UN  
MODELOS DE EQUILIBRIO GENERAL PARA LA ARGENTINA**



## VII. IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS SOBRE LA SOSTENIBILIDAD DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS Y LA CAPACIDAD DE PAGO DE LOS USUARIOS.

### 1. Introducción

El objetivo de este capítulo es el de cuantificar los efectos totales de shocks y políticas macroeconómicas bajo la regulación de precios en los sectores de provisión de gas natural y electricidad, teniendo en cuenta la interacción simultánea de los mercados de bienes, de factores y de activos financieros, con énfasis en la interrelación entre gas y electricidad. En particular, se estudian alternativas de precios de gas primario que podrían ser soportados en el ambiente macroeconómico post-default. Asimismo, se evalúan alternativas de compensación, por ejemplo renegociación de tarifas y mecanismos de subsidios cruzados entre consumidores y entre consumidores y empresas, para aquellos que resulten perjudicados por las políticas adoptadas.

Para alcanzar los objetivos mencionados, se utiliza un modelo de equilibrio general computado (MEGC) ya que puede brindar medidas cuantitativas de acciones de política económica y de los cambios en las condiciones de los mercados tomando en consideración toda la cadena de repercusiones sobre la remuneración de los factores y sobre el rendimiento de los activos financieros.

El MEGC se nutre de los datos recogidos por la matriz de contabilidad social. El modelo construido para este trabajo es de tipo walrasiano<sup>86</sup> y tiene características especiales tales como: (i) Modelización particular de sectores regulados que permite mantener fijas las tarifas industriales y domiciliarias para los sectores de transporte y distribución de electricidad y transporte y distribución de gas (Chisari, Estache y Romero (1999) y Chisari *et al.* (2005)) simular restricciones de oferta y distintas elasticidades de sustitución en los insumos de producción; (ii) Presencia de desempleo: los hogares toman decisión ocio-consumo pero el salario real se encuentra fijo al ajustarse con el índice de precios al consumidor; (iii) Subsidios: se modela la presencia de subsidios entre hogares y entre los sectores productores y los hogares; (iv) Demanda: se utilizan funciones Cobb-Douglas o LES para modelar el consumo en electricidad y gas de los hogares con diferentes elasticidades de sustitución.

Se utiliza como base estadística una Matriz de Contabilidad Social (SAM por las siglas de *Social Accounting Matrix*) consistente con las Cuentas nacionales de la Argentina del año

---

<sup>86</sup> Una completa descripción del modelo se puede seguir en Ginsburgh y Keyzer (1997).

2003. La matriz incluye una amplia apertura del sector energético: gas y petróleo primarios, distribución y transporte de gas, generación de electricidad y transporte y distribución de electricidad y cuenta con información de consumo de las familias desagregando a las mismas por niveles de ingreso.

El capítulo está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se presenta una breve descripción del MEGC, se describen los sectores que lo componen y las funciones de comportamiento de los agentes. La sección 3 realiza un análisis detallado de la MCS, cada una de las cuentas que la componen y la relación existente entre ellas. Se explica cómo se lleva a cabo la confección de la matriz y se presentan los valores utilizados para tal objetivo. La sección 4 describe la situación existente en el 2003 y los posibles escenarios que son analizados en el trabajo. Los resultados obtenidos en las simulaciones con estos distintos escenarios son presentados en la sección 5, donde se explican brevemente cada uno de ellos. Por último en la sección 6 se presentan las principales conclusiones de los resultados obtenidos.

## **2. Matriz de Contabilidad Social**

Dado que los MEGC describen el flujo circular de toda la economía, la SAM<sup>87</sup> es la herramienta más natural para representar un período determinado ya que es una matriz que representa todos los flujos de ingresos y gastos de los agentes de la economía.

El modelo de equilibrio general está basado en la SAM construida para la Argentina de 2003. Para la construcción de la misma se requirió un gran esfuerzo de recopilación y consolidación de la información dispersa. En esta sección se comentará brevemente la metodología para lograr la consistencia de los datos y las fuentes de información correspondientes.

La SAM constituye la unión de dos ideas importantes en economía. La primera deriva de la matriz insumo-producto que refleja el sistema de encadenamientos inter-industriales de una economía. La compra de un insumo intermedio por un sector representa la venta del mismo insumo por otro sector. La SAM generaliza la idea de la tabla Insumo-Producto (INDEC, 2001) para todas las transacciones de una economía. La otra idea importante reflejada por la SAM se deriva de la contabilidad nacional y es que los ingresos siempre igualan los gastos a nivel agregado. Es decir, la SAM requiere el cumplimiento de las restricciones presupuestarias pertinentes para cada agente, factor y sector, esto es que la suma de cada fila (ingresos) debe ser igual a la suma de cada columna (gastos).

---

<sup>87</sup> Para una descripción más detallada sobre el funcionamiento de una matriz de contabilidad social ver Pyatt y Round (1985).

Para el propósito del MEGC, la SAM tiene dos objetivos: i) organiza la información sobre la economía de un país y ii) provee la base estadística para la creación de un modelo que respete la ley de Walras. Con una misma SAM básica pueden construirse MEGC de características diferentes, variando por ejemplo los cierres del modelo, alguna estructura de mercado o algunas de las reglas de comportamiento institucional.

Las diferentes cuentas en la SAM delimitan los límites del modelo global. La especificación de un modelo “completo” requiere que las relaciones de mercado, de comportamiento y de sistema de cada cuenta de la SAM estén descritas en el modelo.

- Las cuentas de actividad, bienes y factores requieren la especificación de mercado (oferta, demanda y condiciones de equilibrio).
- Las cuentas de los hogares y el gobierno requieren reglas de comportamiento y restricciones presupuestarias.
- Las cuentas de Inversión y Resto del Mundo representan los requerimientos macroeconómicos para el balance interno (ahorro igual a inversión) y externo (exportaciones más entradas de capitales deben igualar las importaciones).
- La SAM realizada está formada por los siguientes Agentes y Factores: 15 sectores, 10 consumidores clasificados por nivel de ingreso, Gobierno consolidado, Sector Externo, Sector Inversor, trabajo homogéneo, diferentes tipos de Capital: específico por sector y financiero móvil entre sectores.

La Tabla VII-1 presenta la versión reducida para el año 2003. Las filas y columnas muestran las cuentas agregadas. En esta SAM el número de Actividades y bienes es idéntico (la tabla VII-3 detalla los sectores considerados). Por ejemplo, la celda que resulta de la intersección de la columna “Actividades” y la fila “Bienes” corresponde al total de transacciones intermedias (\$M 275.305). En la SAM desagregada este último valor expande a una matriz de 15x15.

**Tabla VII-1: SAM Argentina – 2003**  
(en millones de pesos)

		Gastos							
		Actividades	Bienes	Factores	Hogares	Gobierno	Inversión	Resto del Mundo	Total
Ingresos	Actividades	-	640,789	-	-	-	-	-	640,789
	Bienes	275,305	-	-	230,857	42,997	61,056	93,869	704,084
	Factores	299,797	-	-	-	-	-	-	299,797
	Hogares	-	-	267,686	-	25,265	-	-	292,952
	Gobierno	65,686	9,910	-	9,727	-	-	-	85,324
	Inversión	-	-	-	52,368	8,688	-	-	61,056
	Resto del Mundo	-	53,385	32,110	-	8,373	-	-	93,868
	<b>Total</b>	<b>640,789</b>	<b>704,084</b>	<b>299,797</b>	<b>292,952</b>	<b>85,324</b>	<b>61,056</b>	<b>93,868</b>	-

Fuente: Elaboración propia

Como puede observarse el PBI a precios básicos para el año 2003 fue de \$M 299.797 y el Valor Bruto de la Producción a precios de mercado fue de \$M 640.789. Si sumamos al PBI los impuestos indirectos nacionales, que ascienden a \$M 65.686 y las importaciones con sus respectivos impuestos, que suman \$M 63.295, obtenemos la Oferta Global de la economía que fue de \$M 428.779 en el año en cuestión.

Del consumo total en bienes (\$M 273.854), tanto nacionales como importados, el 84% corresponde al consumo de los hogares (\$M 230.857) mientras que solo un 16% corresponde al consumo del gobierno (\$M 42.997).

En relación al resto del mundo podemos observar que las exportaciones superaron a las importaciones en un 75%, con valores alcanzados de \$M 93.869 y \$M 53.385 respectivamente. A continuación se presenta una descripción detallada de las cuentas presentadas en la matriz.

### **2.1. Demanda y Oferta Global**

La demanda y la oferta global calculadas en la SAM tienen que ser consistentes con los agregados publicados por las Cuentas Nacionales

La demanda global se refiere a la cantidad de bienes y servicios que efectivamente se demandan en la economía bajo distintos conceptos como lo son el consumo privado (C), la inversión (I), el consumo público (G) y las exportaciones (X). La inversión, incluye las variaciones de existencias, que se producen cuando se estima en mayor o menor medida la demanda agregada. Por lo tanto la demanda global viene dada por:  $DA = C + I + G + X$ .

La oferta global comprende el valor de todos los bienes y servicios finales producidos por los distintos sectores de la economía (PBI), las importaciones (M), los impuestos netos de subsidios sobre los productos (IVA, impuestos internos y otros), y el valor de los márgenes de comercio y transporte de carga; es decir:  $OA = PBI_{pm} + M$ .

Finalmente, la demanda agregada efectiva es igual al nivel de producción efectivo. En equilibrio el gasto planeado (demanda agregada deseada) es igual a la producción efectiva:  $OA = DA$ .

La estimación de la Oferta y Demanda Global corresponde a la realizada por el Sistema de Cuentas Nacionales de Argentina para 2003 del INDEC. Los datos que se presentan en

Tabla VII-2 muestran los valores de los agregados arriba mencionados.

**Tabla VII-2: Argentina, 2003. Estimaciones de Oferta y Demanda Global**

Concepto	Monto Millones de \$
PBI a precios básicos	299,797
Impuestos indirectos nacionales	65,687
Importaciones	53,385
Impuestos sobre las importaciones	9,910
<b><i>Oferta Global</i></b>	<b><i>428,780</i></b>
Consumo Privado	230,857
Consumo público	42,997
Inversión Bruta Interna	61,057
Exportaciones	93,869
<b><i>Demanda Global</i></b>	<b><i>428,780</i></b>

Fuente: INDEC

En la tabla se puede verificar la igualdad entre la Oferta y la Demanda Global. En relación al resto del mundo, este sector tiene una mayor participación en la Demanda que en la Oferta de la economía ya que las importaciones representan sólo un 12% mientras que la participación de las exportaciones asciende a un 21%.

## 2.2. Especificación de sectores

El modelo está compuesto por 15 sectores de producción, 10 deciles de ingreso, el sector gobierno, y uno externo. Para cumplir con los objetivos del capítulo es preciso construir una matriz con desagregación de los segmentos regulados del sector energético. Es por esto que dentro de los sectores de producción (Tabla VII-3) se encuentran detallados el sector Extracción de Gas (sector 2), Transporte y distribución de Electricidad y Gas (sectores 7 y 8, respectivamente).

## 2.3. Cuenta de Producción

El objetivo de la cuenta de producción es establecer el valor agregado (VA) generado por cada sector económico, como diferencia entre el valor bruto de producción (VBP) y el consumo intermedio (CI), determinando a nivel consolidado para la economía total el producto bruto interno (PBI).

En el presente modelo, la cuenta de producción está compuesta por 15 sectores. La desagregación depende de la disponibilidad información y de los objetivos del investigador. En nuestro caso es indispensable contar con una apertura de los sectores de servicios públicos. En la Tabla VII-3 se exponen el valor bruto de producción y producto bruto interno sectorial para

el año 2003 a precios básicos<sup>88</sup>, sobre la base de los datos del INDEC y de la información de la Matriz de Insumo-Producto ajustada por precios y cantidades.

**Tabla VII-3: Argentina, 2003. Valor Agregado Bruto y Valor Bruto de la Producción**  
(en % del total)

<b>Estructura de Producción</b>			
<b>Nº</b>	<b>Sectores</b>	<b>VBP a precios básicos</b>	<b>PBI a precios básicos</b>
1	Agricultura, Ganadería, Pesca, Caza y Silvicultura	8.5%	10.6%
2	Extracción de Gas Primario	0.6%	1.0%
3	Petróleo, Minas y Canteras	3.2%	5.0%
4	Industria Energía no Intensiva	22.9%	14.3%
5	Industria Energía Intensiva	12.2%	7.2%
6	Generación Electricidad	0.5%	0.4%
7	Transporte y Distribución Electricidad	0.9%	0.7%
8	Transporte y Distribución de Gas	0.4%	0.3%
9	Agua	0.2%	0.3%
10	Construcción	6.1%	3.3%
11	Comercio, Restaurantes y Hoteles	11.4%	14.6%
12	Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones	7.7%	8.9%
13	Intermed. Financiera, Inmuebles y Serv. a Empresas	11.7%	16.3%
14	Administración Pública y Defensa	4.2%	5.7%
15	Enseñanza, Serv. Sociales y de Salud y Otros Serv.	9.5%	11.3%

Fuente: Elaboración Propia

Se destacan como los sectores con mayor peso dentro del VBP, el sector de industria energía no intensiva (4) y el sector de intermediación financiera, inmuebles y servicios a las empresas (13), mientras que los sectores de transportes y distribución de gas y agua son los que poseen menor participación (0.4% y 0.2% respectivamente).

### 2.3.1. Industria de Energía intensiva y no intensiva

En la Tabla VII-4 se presenta la participación de las compras de la industria intensiva y no intensiva al resto de los sectores.

Las autocompras son las que poseen mayor participación en el total de compras de cada uno de los sectores. Los segundos sectores que mayor participan en las compras de la industria de energía se encuentran los sectores de “agricultura ganadería y pesca” que con un 18.63% es el segundo en participación de la industria no intensiva y el sector “petróleo, minas y canteras” que con un 12.63% es el segundo en participación de la industria energía intensiva.

<sup>88</sup> Los productos se valorizan “en la puerta del local” sin incluir los márgenes comerciales y de transporte ni los impuestos (netos de subsidios) sobre los productos.

**Tabla VII-4: Compras de la Industria de Energía Intensiva y no intensiva***(en %)*

Sectores	Industria no Intensiva	Industria Intensiva
Agricultura, Ganadería, Pesca, Caza y Silvicultura	18.63	0.14
Petróleo, Gas, Minas y Canteras	0.04	12.63
Industria Energía no Intensiva	22.68	3.91
Industria Energía Intensiva	7.54	24.26
Generación Electricidad	0.03	0.15
Transporte y Distribución Electricidad	0.39	0.79
Transporte y Distribución de Gas	0.20	0.65
Agua	0.03	0.04
Construcción	0.13	0.14
Comercio, Restaurantes y Hoteles	6.25	6.90
Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones	5.49	6.78
Intermed. Financiera, Inmuebles y Serv. a Empresas	2.93	4.74
Administración Pública y Defensa	0.05	0.10
Enseñanza, Serv. Sociales y de Salud y Otros Serv.	0.37	1.10
Trabajo	12.31	11.39
Capital	16.80	16.08
Impuestos	6.12	10.20
Total (en miles de millones de pesos)	146,834	78,105

*Fuente: Elaboración propia*

En ambos sectores la participación de compras de capital, ya sea físico o financiero, y del factor trabajo son similares. Las compras de capital se encuentra en un valor que no superan el 17%, mientras que la participación de compras del factor trabajo se encuentra en un valor promedio de 11%. En la Tabla VII-5 se observa cómo esta formado el vector de ventas de estos sectores.

Eliminando las autocompras, que son las que poseen mayor participación en las compras / ventas de los sectores en cuestión, el mayor comprador de la industria energía intensiva es el sector “Industria energía no intensiva” que representa un 11.7% de las ventas totales. Luego sigue el sector construcción con un 10.59% de participación. Al igual que este sector, uno de los mayores compradores de la industria energía no intensiva es el sector “Construcción”, con un 5% de las ventas totales, mientras que “Comercio, restaurantes y hoteles” también pertenece a este grupo con una proporción similar.

Ambos sectores tienen participación similar en las exportaciones de sus productos, promediando un valor de 24%.

En relación a las ventas a los hogares, ambos sectores poseen una brecha promedio de 0.07% entre las ventas al primer y al último decil de ingresos.

**Tabla VII-5: Ventas de los sectores de Industria energía intensiva y no intensiva**

Sectores	Industria Energía no Intensiva	Industria Energía Intensiva
Agricultura, Ganadería, Pesca, Caza y Silvicultura	1.24	4.26
Extracción de Gas Natural	0.01	0.05
Petróleo, Minas y Canteras	0.08	0.54
Industria Energía no Intensiva	18.46	11.69
Industria Energía Intensiva	1.58	17.83
Generación Electricidad	0.13	0.00
Transporte y Distribución Electricidad	0.02	0.09
Transporte y Distribución de Gas	0.00	0.01
Agua	0.03	0.07
Construcción	4.99	10.59
Comercio, Restaurant y Hoteles	5.09	1.14
Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones	1.52	4.68
Intermed. Financiera, Inmuebles y Serv. a Empresas	0.89	1.05
Administración Publica y Defensa	0.71	0.39
Enseñanza, Serv. Sociales y de Salud y Otros Serv.	3.17	3.68
1° decil	0.88	0.42
2° decil	1.30	0.64
3° decil	1.50	0.80
4° decil	1.86	1.01
5° decil	2.13	1.18
6° decil	2.59	1.49
7° decil	3.15	1.78
8° decil	3.74	2.15
9° decil	5.53	3.06
10° decil	11.32	5.91
Gobierno	0.00	0.00
Inversión	3.58	1.96
Resto del mundo	24.50	23.54
<b>Total (en miles de millones de pesos)</b>	<b>154,981</b>	<b>81,327</b>

Fuente: Elaboración propia

### 2.3.2. Detalle de los sectores de Gas y Electricidad

En la Tabla VII-6 se presenta la estructura de compras de los sectores de gas y electricidad ().

Como puede observarse, en los tres sectores, las compras de capital tienen una alta participación en las compras totales, con un valor promedio de 20% en los sectores de transporte y distribución hasta alcanzar un valor del 69% en el sector de extracción de gas natural.

El factor trabajo también tiene un alta participación en el valor bruto de producción. Con un 14.61% es el segundo gasto en importancia en el sector de extracción de gas mientras que con un porcentaje similar (14.49%) este factor se encuentra tercero en el sector de transporte y distribución de electricidad.

**Tabla VII-6: Compras de los sectores de Gas y Electricidad, en %**

Sectores	Extracción de Gas natural	Transporte y Distribución de Electricidad	Transporte y Distribución de Gas
Agricultura, Ganadería, Pesca, Caza y Silvicultura	0.00	0.00	0.00
Extracción de Gas Natural	0.00	0.00	24.73
Petróleo, Minas y Canteras	3.63	0.17	0.00
Industria Energía no Intensiva	0.73	1.03	0.18
Industria Energía Intensiva	1.20	1.50	0.22
Generación Electricidad	0.51	39.67	0.05
Transporte y Distribución Electricidad	0.07	3.69	0.09
Transporte y Distribución de Gas	0.02	0.00	8.06
Agua	0.00	0.01	0.00
Construcción	2.18	0.07	0.00
Comercio, Restaurant y Hoteles	0.56	0.05	0.49
Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones	2.16	1.75	19.99
Intermed. Financiera, Inmuebles y Serv. a Empresas	1.98	2.71	7.26
Administración Publica y Defensa	0.01	0.12	0.13
Enseñanza, Serv. Sociales y de Salud y Otros Serv.	1.26	0.74	1.31
Trabajo	14.61	14.49	9.98
Capital	68.78	20.16	21.69
Impuestos	2.30	13.84	5.82
<b>Total (en miles de millones de pesos)</b>	<b>3,769</b>	<b>5,699</b>	<b>2,723</b>

Fuente: Elaboración propia

Como es de esperar, el sector de mayor participación en las compras totales del sector de transporte y distribución de electricidad es el sector “generación de electricidad” (39.67%) mientras que el que posee mayor participación en el sector de transporte y distribución de gas es el sector de “extracción de gas natural” (con un 24.73%).

#### **2.4. Cuenta de Factores de Producción**

Esta cuenta desagrega el VA en sus principales componentes,  $VA = L + K$ , donde  $L$  representa el pago al factor trabajo y  $K$  el pago al factor capital. Dado que esta cuenta contempla exclusivamente la retribución de los factores de la producción es necesario explicar la forma en que éstas fueron estimadas.

La SAM incluye básicamente dos factores de producción: trabajo y capital, medidos a través de la remuneración total de cada uno de ellos en 1997, y actualizados con información sectorial del valor agregado del Ministerio de Economía para el año 2003. El primero de los factores, incluye a trabajadores calificados y no calificados. El capital incluye el capital físico, el capital financiero y el externo. Tanto el físico y como el externo se refieren a bienes de capital, pero el último hace mención exclusivamente a aquellos de propiedad extranjera.

## 2.5. Cuenta de Consumo Privado

Esta cuenta consta de 10 grupos de consumidores de acuerdo a sus niveles de ingresos (deciles).

El gasto en bienes domésticos e importados que hacen los consumidores más sus pagos de impuestos debe igualar al ingreso disponible que surge de su oferta factorial y de las transferencias.

La participación de cada decil en el consumo de los diferentes bienes y servicios, junto con la compatibilización de los sectores de SAM permitieron la distribución del vector consumo de los hogares, tanto nacional como importado, entre los distintos deciles. Los resultados finales se muestran en la Tabla VII-7.

**Tabla VII-7: Estructura de consumo de los Hogares por deciles, en términos porcentuales**

N°	Sectores Agregados	Deciles									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Agricultura, Ganadería, Pesca, Caza y Silvicultura	2.18	2.08	1.87	1.77	1.68	1.57	1.46	1.36	1.21	1.01
2	Extracción de Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	Petróleo, Minas y Canteras	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	Industria Energía no Intensiva	33.72	32.96	30.08	29.72	28.21	27.36	25.99	25.36	24.16	21.89
5	Industria Energía Intensiva	8.47	8.48	8.45	8.49	8.17	8.25	7.68	7.63	7.01	6.00
6	Generación Electricidad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	Transporte y Distribución Electricidad	2.97	2.66	2.70	2.40	2.30	2.02	1.84	1.70	1.44	1.06
8	Transporte y Distribución de Gas	1.31	1.17	1.18	1.06	1.01	0.89	0.81	0.75	0.63	0.46
9	Agua	1.12	1.00	1.02	0.91	0.87	0.76	0.70	0.64	0.54	0.40
10	Construcción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	Comercio, Restaurant y Hoteles	19.32	19.63	19.08	19.33	19.10	19.19	19.00	19.11	19.13	19.16
12	Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones	7.98	9.63	9.70	10.01	10.51	10.02	9.79	9.44	8.25	6.83
13	Intermed. Financiera, Inmuebles y Serv. a Empresas	16.37	14.50	15.93	16.28	17.45	17.55	19.21	18.43	19.56	19.60
14	Administración Pública y Defensa	0.19	0.20	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
15	Enseñanza, Serv. Sociales y de Salud y Otros Serv.	6.31	7.64	9.74	9.79	10.46	12.12	13.28	15.35	17.82	23.34

Fuente: Elaboración propia

## 2.6. Cuenta del gobierno

Los datos que conforman la cuenta del gobierno fueron obtenidos de la Secretaría de Hacienda, el Informe económico Trimestral y el Balance de pagos.

El egreso del gobierno se compone de los sueldos y salarios pagados a los empleados públicos, la compra de bienes y servicios necesarios para realizar su actividad, el pago de transferencias y las amortizaciones de deuda pública pasada. Esto se financia mediante

impuestos e ingresos no tributarios cobrados tanto a las firmas como a las familias. El déficit o superávit es el ahorro neto del sector público.

La Tabla VII-8 muestra los ingresos y egresos del sector público, cuyos valores fueron obtenidos de diferentes fuentes.

El Consumo del gobierno es la cuenta con mayor representación en los ingresos (50%) y en segundo lugar se encuentra las transferencias a los hogares con un 30% de participación.

**Tabla VII-8: Argentina, 2003. Gasto Público Consolidado**

<b>Concepto</b>	<b>Monto</b> <i>(millones de \$)</i>
Ingresos tributarios y no tributarios	85,324
Consumo Público	42,997
Transferencias corrientes a los hogares	25,266
Inversión Pública	8,688
Financiación Externa del Gobierno	8,373

*Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos nacionales*

El financiamiento externo representa un 10% de los ingresos del gobierno, valor similar a la relación que mantiene la inversión pública.

### **2.7. Cuenta Inversión**

El vector de inversión se obtuvo de la matriz insumo producto de Argentina para 1997 (INDEC, 2001) y fue actualizado a los datos del 2003 con el informe económico trimestral<sup>89</sup>.

Los hogares ahorran por una suma de 53.368 millones de pesos. La Inversión correspondiente al gobierno asciende a 8.688 millones de pesos, según informe económico trimestral.

### **2.8. Cuenta del Sector Externo**

El Balance de Pagos se obtuvo de la Secretaria de Programación Económica y Regional del Ministerio de Economía, mientras que los presupuestos del sector público en sus distintas formas se tomaron: para la administración nacional, del presupuesto presentado por la Secretaria de Hacienda del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Público; en el caso de las provincias, del consolidado para 24 jurisdicciones obtenido del Informe Regional; y finalmente para el ámbito municipal, los datos se obtuvieron del Esquema Ahorro-Inversión-Financiamiento de la Dirección Nacional de Coordinación Fiscal con la Provincias (MEYOSP).

<sup>89</sup> Secretaría de Política Económica (2003).

La matriz de importaciones se obtuvo del balance de pagos y el informe económico trimestral. Esta permitió obtener los vectores referentes a los bienes intermedios, el consumo final y la inversión.

**Tabla VII-9: Resumen Balance de Pagos**

Concepto	En miles de pesos
Cuenta Corriente	
Bienes y Servicios	
Exportaciones	93,868
Importaciones	53,385
Bonos Nacionales	8,373
<i>Total</i>	<i>32,110</i>

*Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos nacionales*

El valor de los Bonos Nacionales representa un derecho de cobro del resto del mundo hacia los residentes. Estos bonos se interpretan como transferencias que realizan los residentes a los no residentes y las mismas representan un 26% del balance de pagos del año 2003.

### 3. Descripción del modelo

Es importante aclarar que el MEGC utilizado es estático, no considera crecimiento del consumo, ni deterioro de la capacidad de producción, más allá de los shocks impuestos. También es importante recordar que el año base elegido, 2003, representa una economía en proceso de recuperación macroeconómica.

La Tabla VII-10 presenta un resumen de los sectores representados por la SAM y la modelización aplicada sobre dichos sectores en el modelo de equilibrio general. El proceso de armado de una matriz de contabilidad social para Argentina siguió el criterio de Chisari, *et al.* (2001) que luego fue aplicado en detalle para la construcción de una SAM para 2003 a pedido de diversos organismos del sector público (Chisari, *et al.*, 2006).

**Tabla VII-10: Descripción de los sectores que componen la SAM y su Modelización.**

Sector	Desagregación	Modelización
<i>Sectores Productores</i>	Agricultura, Ganadería, Pesca y Silvicultura;	Funciones de Producción Anidadas: se produce en una primera etapa valor agregado mediante una función CES a partir de los factores productivos y luego el valor agregado se combina en proporciones fijas mediante una función Leontief con los consumos intermedios de origen nacional e importado. La producción total de cada uno de los bienes y servicios se envía mediante una función CET a cuatro destinos: consumo intermedio, consumo final, inversión y exportaciones. Los sectores regulados tienen una modelización particular.
	Extracción de Gas Natural	
	Extracción de Petróleo, Explotación de Minas y Canteras	
	Industria Energía no Intensiva	
	Industria Energía Intensiva	
	Generación de Electricidad	
	Transporte y Distribución de Electricidad	
	Transporte y Distribución de Gas	
	Agua	
	Construcción	
	Comercio, Restaurant y Hoteles	
	Transporte, Almacenamiento y Telecomunicaciones	
	Intermediación Financiera y Servicios a las Empresas	
Administración Pública y Defensa		
Enseñanza, Servicios Sociales, de Salud y Otros Servicios		

<b>Sector</b>	<b>Desagregación</b>	<b>Modelización</b>
<b>Factores</b>	Trabajo Capital Físico Nacional Capital Físico Extranjero Capital Financiero	El capital físico nacional y el capital físico extranjero son específicos de cada sector en tanto que el capital financiero es móvil entre sectores (pero no internacionalmente). El trabajo es móvil entre sectores y se admite la posibilidad de desempleo. El salario real se encuentra fijo.
<b>Hogares</b>	10 hogares representativos de cada uno de los deciles de Ingreso	Los hogares tienen funciones de utilidad CES sobre el consumo de bienes, servicios y ocio.
<b>Gobierno</b>	Impuestos sobre el Trabajo Impuestos sobre el Capital Físico Nacional y Extranjero Impuesto Específicos Sectoriales Impuestos sobre las Ventas desagregados según destino Impuestos sobre las Exportaciones (Retenciones) Impuestos sobre las Importaciones según destino Impuestos directos sobre los Hogares	El gobierno obtiene sus ingresos de la recaudación impositiva y del endeudamiento y realiza gastos en bienes y servicios, transferencias a los hogares y servicios de la deuda
<b>Inversión</b>	Un sector de inversión que se financia con el ahorro de los hogares, el gobierno y el resto del mundo	La inversión se realiza en bienes de domésticos e importados.
<b>Sector Externo</b>	Un único sector externo que vende importaciones y compra exportaciones que recibe renta proveniente de los factores productivos y pagos por servicio de deuda.	Se trabaja con el supuesto de país pequeño y se modelan bienes transables y no transables. Las importaciones son tratadas mediante la especificación Armington.

Fuente: *Elaboración Propia*

Los productores consideran no sólo la remuneración de los factores sino también los impuestos que tienen que pagar sobre ellos. Se producen bienes con destino intermedio y final lo que permite diferenciar la presión impositiva entre destinos. No hay tratamiento tecnológico diferencial entre destinos. Los exportadores son tomadores de precios. Los productos son obtenidos combinando insumos intermedios y valor agregado en proporciones fijas. El valor agregado se obtiene combinando trabajo y capital permitiendo cierto grado de sustitución. Las remuneraciones incluyen el pago total al capital y por lo tanto las amortizaciones. Esto significa que las decisiones de ahorro e inversión son tomadas por los hogares en el modelo.

Los hogares toman decisiones de consumo, inversión, oferta de trabajo (decisión trabajo-ocio) y composición de portafolio. Estas decisiones son el resultado de una maximización de utilidad. La función de utilidad fue modelada. Los Gastos se distribuyen entre bienes Nacionales, Importados e Inversión. Se supone sustitución imperfecta entre bienes importados y nacionales para consumo. La Restricción Presupuestaria refleja tanto el gasto total en bienes y servicios como los impuestos directos e indirectos. Las fuentes de ingresos incluyen el ingreso laboral, la remuneración al capital físico y financiero, las transferencias del gobierno (subsidios de desempleo, jubilaciones etc.)

Por su lado, el gobierno maximiza el bienestar social general incluyendo la producción de bienes públicos. La función de producción es Leontief. Las jubilaciones, servicio de la deuda, inversión y gastos operativos son una proporción constante de los ingresos del gobierno. El gobierno enfrenta una restricción presupuestaria dada por la recaudación impositiva y la emisión de bonos.

Sobre el sector externo se hace el supuesto de país pequeño de modo que los precios de exportaciones están dados. La producción de bienes y servicios en el resto del mundo es obtenida a partir de una frontera de posibilidades de producción con tasa marginal de sustitución constante, a partir de un único factor escaso. El sector externo se modeliza a través de un consumidor representativo que maximiza utilidad. La Argentina enfrenta precios dados para sus importaciones. La misma hipótesis anterior se mantiene para el caso de los activos financieros del resto del mundo cuyo precio está exógenamente determinado como una proporción fija de la remuneración del valor agregado mundial.

Todas las cuentas que conforman la SAM, cumplen con las condiciones de equilibrio agregadas en bienes y factores (oferta igual a demanda). El déficit de la cuenta corriente se cubre con movimientos de capitales financieros representados por emisiones de bonos domésticos o extranjeros.

Puede existir un exceso de oferta en el mercado de trabajo. El trabajo es un factor homogéneo que recibe una remuneración, igual para todos los individuos y sectores productivos. La oferta de trabajo la compone el consumidor, en una decisión trabajo-ocio. El Capital físico es específico para cada uno de los sectores. Al capital financiero, que es homogéneo, se le asignó una muy baja sustituibilidad, de tal manera que el trabajo queda como el único factor variable móvil de la economía doméstica.

### 3.1. *Productores.*

Para cada uno de los 15 bienes domésticos considerados se crea un sector de producción de bienes intermedios (SCI). Como insumo, utiliza la producción de otro sector, el SB, incorporado al modelo para generar ingresos fiscales a partir de transacciones intermedias que generan efectos de cascada. Además, los SCI consumen insumos importados.

La tecnología de producción utilizada es de coeficientes fijos, y los precios vienen dados por:

$$(VII.1) \quad p_{CI,i} = \sum_j p_{Bj} a_{ij} + \sum_j p_{mij} m_{ij} \text{ y}$$

donde  $p_{Bj}$  es el precio por unidad del bien  $j$  en el subsector SB,  $a_{ij}$  es el coeficiente de utilización de  $j$  por unidad de  $i$  y  $m_{ij}$  es el coeficiente de importación de  $j$  por unidad de  $i$ .

$$(VII.2) \quad p_{mij} = p_j^* [1 + A_{ij}]$$

siendo  $p_j^*$  el precio internacional de  $j$ ,  $A_{ij}$  son los aranceles que el sector  $i$  paga sobre sus importaciones  $j$

SV es el subsector que produce el valor agregado para ser utilizado en cada subsector de la industria  $i$ .

$$(VII.3) \quad p_{Vi} = (1 + s_i)a_{Li}w + (1 + g_i)a_{Ki}r$$

$w$  y  $r$  son las tasas de remuneración de los factores  $a_{Li}$  y  $a_{Ki}$  cantidades de trabajo y capital utilizadas en la producción del valor agregado por unidad,  $s_i$  y  $g_i$  son los impuestos efectivos sobre los factores pagados por las firmas.

El problema de optimización de los productores de valor agregado está dado por:

$$(VII.4) \quad \begin{aligned} \max \quad & p_{Vi}q_{Vi} - (1 + s_i)wL - (1 + g_i)rK_i \\ \text{s.a.} \quad & q_{Vi} = f(L_i, K_i) \end{aligned}$$

Los sectores productivos detallados a continuación compran una proporción constante de la producción de los sectores SCI y SV. Esta es la misma para todos los subsectores relacionados a la industria del bien  $i$ , es decir, la tecnología utilizada para producir un bien es la misma cualquiera fuera su destino.

SB es el subsector que hace posibles las transacciones intermedias. El precio del bien  $i$  producido en el sector SB se determina de la siguiente manera:

$$(VII.5) \quad p_{Bi} = (p_{Ci}a_{Ci} + p_{Vi}a_{Vi})(1 + t_i)$$

$t_i$  representa la suma de los impuestos a los ingresos brutos, combustibles y otros indirectos.

Este sector vende toda su producción al sector SCI que se encarga de distribuirla al resto de los sectores.

SI es el sector que produce bienes de inversión. Sus precios son:

$$(VII.6) \quad p_{Ii} = (p_{Ci}a_{Ci} + p_{Vi}a_{Vi})(1 + t_i) + p_{Vi}a_{Vi}tva_{Ii}$$

$tva_{Ii}$  es la tasa de valor agregado pagado en el sector  $i$ . La única industria que paga este impuesto dentro del subsector es Construcción.

SX son industrias que combinan bienes intermedios y valor agregado para producir una unidad de bienes destinados a la exportación. Los precios están dados por:

$$(VII.7) \quad p_{Xi} = (p_{Ci}a_{Ci} + p_{Vi}a_{Vi})(1 + t_i + tx_i)$$

Aquí se cargan sobre el producto los derechos de exportación

SD es el sector que produce bienes finales para consumo doméstico. La ecuación de determinación de precios es:

$$(VII.8) \quad p_{Di} = (p_{Ci}a_{Ci} + p_{Vi}a_{Vi})(1 + t_i) + p_{Vi}a_{Vi}tva_{Di}$$

El cálculo del impuesto al valor agregado corresponde a la tarifa equivalente por sector, sobre la base del valor agregado de los sectores productores de bienes finales ( y de inversión en el caso de las construcciones).

### 3.1.2. Sectores regulados

Las empresas reguladas son tratadas como firmas neoclásicas, No hay entrada y se establece una condición de obligación de servicio. El precio neto es obtenido como la diferencia entre el precio regulado y los costos intermedios.

$$(VII.9) \quad \pi_R = \left[ p_R - \sum_T a_{T,R} p_T - a_{N,R} p_N \right] G(L_R, K_R) - wL_R$$

En la anterior expresión  $K_R$  está dado. La tasa total de retorno de este sector es  $r_R = \pi_R / K_R$ . La condición de optimalidad del beneficio es:

$$(VII.10) \quad \left[ p_R - \sum_T a_{T,R} p_T - b_{N,R} p_N \right] G_L = w$$

$a_{R,T}$  y  $a_{T,R}$  son coeficientes de insumo-producto para representar también posibles mejoras de productividad. Una reducción de  $a_{T,R}$  es una mejora de la eficiencia interna de las firmas de servicio público, lo cual reduce el requerimiento de insumos intermedios por unidad de producto. Por otra parte,  $a_{R,T}$  puede utilizarse para reducir los requerimientos del insumo regulado por unidad de producto de los bienes transables.

### 3.2. Consumo doméstico

CD representa el consumo privado doméstico. Los consumidores enfrentan una restricción presupuestaria donde las fuentes de ingreso son la remuneración de los factores y las transferencias del gobierno al sector pasivo.

Ellos maximizan utilidad sujeto a su restricción presupuestaria. Se considera que el total del ingreso está destinado a la compra del bien UD, el cual es la utilidad calculada por el sector SUD a partir de combinaciones de bienes producidos por los subsectores SD.

$$(VII.11) \quad [(1-s)(wL_j + rK_j) + p_{RL}RL](1-tp) + p_b(B_j^0 - B_j) = p_{UDj}UD_j$$

Esta ecuación se repite para cada  $j$  (que representa a cada decil). Para calcular el ingreso disponible destinado al consumo se resta del ingreso total la propensión a ahorrar  $s$  y los impuestos personales  $tp$ :

$$p_{UDj}UD_j = \left[ \sum_i p_{Di}C_{Di} + \sum_i p_{Mi}C_{Mi} \right] (1+t_{inf}),$$

$$UD = U(C_{D1}, \dots, C_{Dn}; C_{M1}, \dots, C_{Mn}, B_j) \quad \text{con } n=10.$$

El sector público remunera al sector pasivo  $RL$  en una proporción fija de su ingreso total.

### 3.3. *El inversor*

CI representa el comportamiento del inversor privado en la economía. Recibe una proporción del ingreso total disponible del sector privado  $s$ , y los destina a la compra de utilidad obtenida a partir de los bienes de inversión

$$(VII.12) \quad \sum_i p_{Ii}IP_i + \sum_i p_{Mi}IM_i + p_bBB = p_{UI}UI$$

$$(VII.13) \quad UI = UI(IP_1, \dots, IP_n; IM_1, \dots, IM_n)$$

UI es la utilidad del bien producido por el sector SUI, comprado por los sectores público y privado.

### 3.4. *El sector gobierno*

CG es el consumo del sector público. Compra el bien de utilidad UG producido por el sector SUG. UG es obtenida por la función de producción:

$$(VII.14) \quad UG = UG(G_{D1}, \dots, G_{Dn}, L_g, RL, DF, UI_g, B_g)$$

Donde  $G_{Di}$  son los bienes de consumo comprados por el gobierno,  $L_g$  es el empleo del sector público,  $RL$  es el sector pasivo y  $DF$  son los servicios de deuda externa.

Dado el ingreso total del gobierno,  $RG$ , se debe cumplir:

$$(VII.15) \quad p_{UG}UG = RG$$

$$(VII.16) \quad p_{UG}UG = \sum_i p_{Di}G_{Di} + wL_g + p_{RL} + p_{DF}DF$$

Y la restricción presupuestaria del gobierno está dado por:

$$(VII.17) \quad \begin{aligned} RG = & \sum_i s_i wL_i + \sum_i g_i rK_i + tp \left[ (1-s)(w \sum_j L_j + r \sum_j K_j) + p_{RL}RL \right] + \\ & \sum_i [p_{C_{li}}a_{C_{li}} + p_{V_i}a_{V_i}] (q_i - q_{X_i}) + \\ & \sum_i p_{V_i}a_{V_i} tva_{li} q_{li} + \\ & \sum_i p_{V_i}a_{V_i} tva_{Di} + \sum_i [p_{C_{li}}a_{C_{li}} + p_{V_i}] x_i q_{X_i} + \\ & \left\{ \sum_i p_{Di}C_{Di} + p_{Mi}CM_i \right\} t_{inf} + \\ & \sum_{ij} A_{ij} p_{M_j}^* m_{ij} q_{C_{li}} + p_B B_g \end{aligned}$$

Luego al realizar la simulación, la disminución en algunos de los términos de la ecuación a partir de la eliminación de alguna fuente de ingresos del sector público se deberá compensar aumentando algún o algunos de los términos restantes.

### 3.5. *El Sector externo*

Por el lado del consumo, este sector se modeliza con un único consumidor, dotado con dos factores: VF que es utilizado en la función de producción y DF que es la dotación de capital utilizada por el gobierno doméstico. Nótese que el capital doméstico y el extranjero no son sustitutos y son inmóviles entre países.

Este consumidor se descompone en dos partes, una que recibe el ingreso y otra que compra los bienes.

La restricción presupuestaria es

$$(VII.18) \quad p_{VF}VF + p_{DF}DF + p_b(B_F^0 - B_F) = p_{UF}UF$$

el productor de utilidad tiene una función de producción que depende de las exportaciones mundiales

$$(VII.19) \quad UF = UF(X_1, \dots, X_n, XR_1, \dots, XR_n, B_F)$$

donde  $XR_i$  son las exportaciones del resto del mundo y

$$(VII.20) \quad p_{UF}UF = \sum_i (p_{xi}X_i + p_i^*XR_i)$$

por el lado de la producción los productos externos utilizan  $VF$  y lo transforman de acuerdo a :

$$(VII.21) \quad \begin{aligned} T(XR_i + M_i, VF) &= 0 \\ p_{VF}VF &= \sum_i p_i^*(M_i + XR_i) \end{aligned}$$

los productores externos producen el total de bienes que se transan internacionalmente menos los de exportación producidos internamente. Parte de ellos ingresan al país como importaciones.

### 3.6. Las condiciones de equilibrio

En los mercados de bienes se tendrán que cumplir las condiciones de equilibrio entre cantidades ofrecidas y demandadas:

$$(VII.22) \quad \begin{aligned} q_i &= q_{Di} + q_{Ci} + q_{Bi} + q_{xi} + q_{li} \\ q_{Di} &= C_{Di} + G_{Di} \\ q_{li} &= IP_i \\ q_{xi} &= X_i \\ q_{Bj} &= \sum_i a_{ij}q_{Ci} \\ q_{Ci} &= a_{Ci}q_i \\ q_{Vi} &= a_{Vi}q_i \end{aligned}$$

$$(VII.23) \quad C_{Mi} + IM_i + \sum_i m_{ji}q_{Cij} = M_i$$

Por su parte, en los mercados de factores deberán verificarse:

$$(VII.24) \quad \begin{aligned} XR_i &= XR_i s \\ \sum_j B_j + B_g + B_F &= B^0 \\ \sum_i L_i + L_g &= Ls \\ \sum_i K_i &= Ks \end{aligned}$$

La segunda condición corresponde al cambio de posiciones patrimoniales, resumida en un único mercado de bonos.

## 4. Modelado regulación y tecnologías alternativas

En esta sección se introducen dos aspectos metodológicos que se desarrollaron e implementaron específicamente para el tratamiento de sectores regulados en modelos de equilibrio general computado. En primer lugar se presenta la modelización de esquemas de regulación de precios en un contexto de obligación de satisfacción de la demanda. En segundo lugar, se incluye el modelado de tecnologías de producción que coexisten para la producción de los bienes y servicios regulados.

### 4.1. Regímenes de Regulación y Obligación de Servicio en CGE

La obligación de servicio se interpreta como el ajuste pasivo de la oferta a la demanda en el sector regulado. Este supuesto evita depender del racionamiento, el cual es bastante realista en el contexto de las reformas de la infraestructura moderna. Si no se incluyera este supuesto, se debería aceptar alguna forma de racionamiento a los clientes (hogares o empresas), y esto haría a cualquier modelo mucho más complicado y ad-hoc.

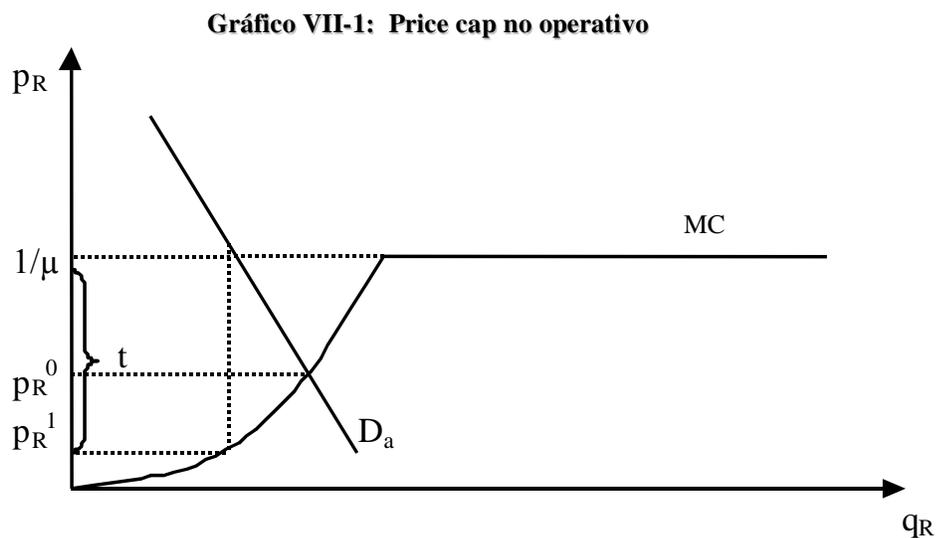
La mayoría de los regímenes regulatorios establece explícitamente esta obligación en el contrato, y su incumplimiento no sólo tiene costos económicos directos, sino que también afecta negativamente a la reputación de la empresa. La obligación de servicio aumenta los costos de la empresa (reales y esperados) y es compensada con la tarifa y, frecuentemente, con el compromiso del regulador de proteger a los titulares bloqueando legalmente la entrada de nuevos competidores. La condición temporal de “no entrada” es, de hecho, una segunda característica importante de las reformas en la infraestructura moderna, la cual garantiza un retorno sobre los activos cuando los niveles de riesgo comercial pueden ser agravados con la preocupación por la entrada y se convierten en una restricción de participación para el sector privado.

Con la hipótesis de obligación de servicio hay dos posibles casos. En el primer caso, hay suficiente capacidad instalada para cubrir las necesidades de los clientes, y la cuestión principal para la empresa es conseguir un subsidio que cubra la diferencia entre el costo marginal y el precio regulado. En el segundo caso, la capacidad es insuficiente y es necesaria una inversión adicional. Esta segunda opción (con costos marginales constantes) es usada excepcionalmente cuando la demanda es demasiado alta. Para la primera opción, asumimos que el subsidio es pagado por los accionistas de la empresa en el caso de un régimen de *price-cap*. Con esta estrategia, la existencia de equilibrio se puede demostrar usando pruebas ya disponibles para los modelos estándar de equilibrio general con impuestos. El régimen *price-cap* o la regulación de tasa de retorno se pueden interpretar como reglas especiales de mark-up, que de hecho son

impuestos para los cuales los ingresos proceden de (o son extraídos de) los dueños de las empresas.

Para simplificar, puede ser útil complementar esta discusión con un gráfico comenzando con el modelo de tecnología alternativa. De hecho, el Gráfico VII-1 muestra el caso de una tecnología alternativa cuando la demanda ( $D_a$ ) es lo suficientemente baja como para tener exceso de capacidad instalada.  $P_r$  y  $q_r$  indican la tarifa en términos del numerario y el nivel de producción en el sector regulado respectivamente. MC representa el costo marginal de la tecnología existente (el segmento en crecimiento) y la tecnología alternativa (la sección de costo marginal constante de la curva), y  $1/\mu$  representa al precio regulado del *benchmark*.

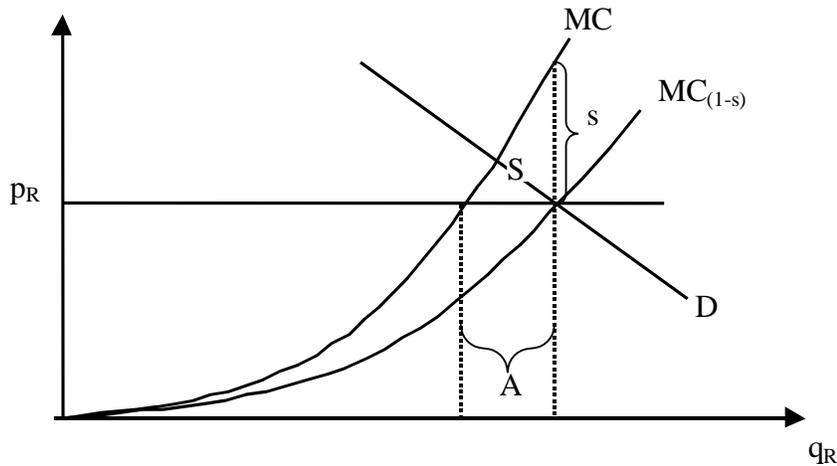
Dado  $D_a$ ,  $p_r$  debería descender hasta  $p_r^0$ . No obstante, un impuesto  $t$  es impuesto (mark-up) para compensar a los propietarios del capital para que de esta manera  $p_r^1(1+t) = p_r^* = 1/\mu$ .



Fuente: elaboración propia.

Los ingresos de los “impuestos” son transferidos de los clientes a los accionistas de la empresa regulada. Este impuesto ( $t$ ) puede ser negativo, como se puede ver en el Gráfico VII-2, que es un subsidio  $s$ . De no existir una tecnología alternativa, la empresa seguirá operando si las unidades adicionales (A) de costo marginal son cubiertas (triángulo S). Desde que la obligación de servicio se estableció en el contrato original entre los reguladores y los accionistas, asumimos que estos últimos cubren los excesos de costos –implícitamente en la forma de un subsidio a la gestión operativa de la empresa. Este subsidio interno  $s$  está representado en la figura más abajo; en este caso  $s$  es computado para que, de esa manera, el precio neto a los clientes sea igual al *price-cap* establecido en el nivel  $p_r$ .

**Gráfico VII-2: Subsidio y tecnología alternativa**



Fuente: Elaboración propia

En resumen, el Gráfico VII-2 muestra el caso de un subsidio interno, financiado con un impuesto a los accionistas de la empresa regulada. Cuando los accionistas son extranjeros, este subsidio será acompañado con una entrada de capital que reduce la necesidad de excedente comercial. El Gráfico VII-2 también ilustra el caso en que la empresa tenga la alternativa de importar capital internacional. El costo incremental de la nueva tecnología está dado por  $w^*A/\mu$ , donde  $w^*$  es la recompensa al factor extranjero y  $\mu$  es la productividad promedio. La empresa va a comparar costos con S, para elegir el método o forma de atender al mercado. Sin embargo, esto tendrá consecuencias en la cuenta corriente; si la empresa cubre el déficit con la tecnología existente habrá una entrada de capital (aunque temporal); en cambio, si se utiliza la tecnología alternativa, la recompensa adicional al factor extranjero impondrá una carga<sup>90</sup>. Chisari, *et al.* (2005) han introducido esta tecnología en las aplicaciones MEGC

#### 4.2. Tecnologías alternativas y soluciones del modelo.

La tecnología alternativa exhibe retornos a escala constantes, y utiliza insumos intermedios domésticos y capital móvil para producir los bienes o servicios regulados. Para esta tecnología también asumimos en esta presentación coeficientes fijos, y el precio es fijo en su costo de producción:

$$\sum a^*_{T,R} p_T + b^*_{N,R} p_N + a^*_{L,R} w^* = p^*_R,$$

donde (\*) representa a los coeficientes de insumos del capital móvil de la tecnología, y  $p^*_R$  es el precio del servicio de infraestructura cuando es producido con los estándares importados.

<sup>90</sup> La literatura sobre existencia de equilibrio con impuestos –ver Shoven y Whalley (1973) y Ginsburgh y Keyzer (1997)- puede ser usada en este caso con adaptaciones menores.

Se incluye en el modelo la función de producción alternativa suponiendo, por razones computacionales, que inicialmente existe una producción mínima con la nueva tecnología (1%). Como el producto regulado es homogéneo la demanda no toma en cuenta el método de producción. Una vez simulado el shock el modelo elige endógenamente las nuevas proporciones de utilización de ambas tecnologías. Una aplicación de este método, con otros objetivos, se ha utilizado en Chisari, Lambardi y Romero (2007).

## **5. Descripción de los escenarios y simulaciones**

Las simulaciones fueron diseñadas para calcular el costo relativo en términos de bienestar de diferentes alternativas de política ante un shock en el precio del gas primario. Se parte de un hipotético aumento del 100% en el precio del gas primario, con respecto al vigente en 2003.

Asimismo, se considera un aumento asociado en los precios finales de distribución de gas y electricidad que se mantienen fijos (regulados) a los niveles iniciales. Como contrapartida a este escenario se plantea el caso donde los precios son libremente pactados entre la oferta y la demanda (escenario de precios libres). Asumiendo que los nuevos precios regulados se fijan a estos precios, se plantea un escenario de “buena regulación” (Chisari, Estache y Romero, 1999).

Los cambios propuestos deberían tener fuerte efecto sobre el bienestar de los hogares. Se plantearon simulaciones para buscar soluciones que morigeraran el impacto sobre los hogares de menores ingresos. Para ello se consideraron dos alternativas de financiamiento de subsidios al consumo de electricidad y gas por parte de las familias pobres (el 50% más pobre de la población): a) financiado por la familias ricas (subsidio intrahogares) y b) financiado por las firmas (subsidio empresa / hogares). Entonces, como alternativas a este escenario se introducen alternativas donde el regulador, manteniendo constante la rentabilidad obtenida por las empresas reguladas en el escenario de precios libres, permite la implementación de subsidios cruzados o directos a favor de los hogares de menores recursos. Con respecto a las cantidades se consideran que las exportaciones de gas primario se mantienen fijas en el nivel inicial. Es decir no se permite aumento de capacidad de ductos para exportación y se supone que las exportaciones del benchmark utilizaban plena capacidad. Este supuesto se repite en todas las simulaciones.

Con cada uno de estos componentes los escenarios básicos quedaron organizados de la siguiente manera.

- ❑ Escenario PF(2): Precios fijos a niveles de 2003 para la distribución de gas y electricidad
- ❑ Escenario PL(2): Los precios de distribución de gas y electricidad se ajustan libremente
- ❑ Escenario SH(2): Manteniendo la rentabilidad de la empresas del Escenario PL, se introduce una tarifa social a favor de los hogares pobres financiada por los hogares ricos
- ❑ Escenario SE(2): Manteniendo la rentabilidad de la empresas del Escenario PL, se introduce una tarifa social a favor de los hogares pobres financiada por las empresas

En un segundo grupo de simulaciones se incluyen la existencia de tecnologías alternativas que permiten a los gerentes de las empresas de distribución morigerar el impacto negativo del aumento en el precio de sus principales insumos intermedios. Se consideran dos casos:

- ❑ Escenario NTa: Precios fijos a niveles de 2003 para la distribución de gas y electricidad con una tecnología alternativa ahorradora de empleo (20%)
- ❑ Escenario NTb: Precios fijos a niveles de 2003 para la distribución de gas y electricidad con una tecnología ahorradora de capital extranjero.

Por último, con el objetivo de representar una situación más realista de precios y subsidios, se incluye un tercer grupo de simulaciones con un nivel más elevado de aumento en el precio del gas primario (200%) y supuestos alternativos de aumento en los precios de los sectores regulados.

- ❑ Escenario PF(3): Precios fijos a niveles de 2003 para la distribución de gas y electricidad
- ❑ Escenario PL(3): Los precios de distribución de gas y electricidad se ajustan libremente
- ❑ Escenario SH(3): Manteniendo la rentabilidad de la empresas del Escenario PL, se introduce una tarifa social a favor de los hogares pobres financiada por los hogares ricos
- ❑ Escenario SE(3): Manteniendo la rentabilidad de la empresas del Escenario PL, se introduce una tarifa social a favor de los hogares pobres financiada por las empresas

### **5.1. Resultados de las Simulaciones**

Se computan cinco tipos de indicadores. Indicadores agregados: PBI y desempleo; tasa de ganancia por sector; Bienestar de los hogares pobres (promedio de los cinco deciles de menores ingresos) y ricos (promedio de los cinco deciles de mayores ingresos) medido por la variación equivalente; Consumo agregado de electricidad y gas de pobres y ricos; y cuando corresponde necesidad de financiamiento para los subsidios.

En términos generales, el efecto macro del aumento del gas primario puede resumirse en una caída del PBI, disminución en los niveles de bienestar y un empeoramiento de la distribución del ingreso. La caída en el consumo de los pobres es muy pronunciada, y algunos escenarios muestran caídas socialmente inviables.

El efecto clave es la caída en la tasa de actividad de las industrias que se traduce en un aumento en la tasa de desempleo. La mayor desocupación produce un importante efecto ingreso sobre los hogares, que afecta los niveles de bienestar y en particular sus decisiones de consumo de bienes energéticos.

En los modelos que se contemplan subsidios, puede observarse que los mismos mejoran consumo de los pobres pero no el bienestar. El problema de ingresos todavía permanece. Este problema genera una necesidad de financiamiento excesivamente alta, lo que acarrea dudas sobre la aplicabilidad de este único instrumento como remedio ante el alza de precios de gas.

El subsidio hogares-hogares implica una caída en el gasto de los hogares ricos que resulta en un empeoramiento adicional de la economía. El subsidio empresas / hogares muestra una situación que es peor que ese caso. Se produce una mayor distorsión en los precios relativos, y empeora aún más la economía. Básicamente, los efectos indirectos son más fuertes a través del incremento del precio del resto de los bienes (no-energéticos).

La Tabla VII-11 muestra los resultados obtenidos para cada una de las alternativas dentro del escenario de incremento de precios de gas primario del 100%. Las columnas señalan cada uno de las alternativas consideradas: (PL(2)) precios libres, (PF(2)) precios fijos iniciales no se modifican, (SH(2)) tarifa social financiada entre hogares y (SE(2)) tarifa social financiada entre empresas y hogares.

En el caso inicial el ajuste recae sobre las empresas de distribución de gas y electricidad ya que no pueden trasladar los aumentos en el precio del gas primario (e indirectamente en el precio de la generación de electricidad). Este escenario indica que para la sostenibilidad de estas empresas sería preciso establecer algún esquema de subsidios. El PBI mantiene el nivel inicial y el nivel de bienestar de las familias mejora. La tasa de ganancias de los sectores energético intensivos cae en mayor medida que los no intensivos en el uso de energía. Sin embargo, la diferencia no es muy grande porque aquellas empresas que pueden evitar comprar en el mercado mayorista y hacerlo a las distribuidoras se benefician por el mantenimiento de los precios fijos de distribución.

En los restantes escenarios, el nivel de actividad tiene una caída cercana al 0.3/0.4% del PBI, con la mayor caída en el caso de subsidio empresa / hogares (columna SE(2)). El desempleo aumenta levemente, alrededor de 0.3 puntos porcentuales. Este es el factor decisivo en la disminución de los niveles de bienestar, que siempre es mayor para los hogares pobres. Esto es así porque el desempleo tiene un efecto más fuerte sobre los ingresos de los hogares más pobres.

**Tabla VII-11: Simulaciones con shock en el precio de gas primario de 100%**

	PF(2)	PL(2)	SH(2)	SE(2)
<b>Indicadores Económicos Agregados</b>				
PBI	0.00	-0.30	-0.30	-0.40
Desempleo (base 16%)	15.9%	16.2%	16.2%	16.3%
<b>Tasa de Ganancia por sector</b>				
Industria energía No Intensiva	-0.4	-0.5	-0.5	-0.7
Industria energía Intensiva	-0.6	-1.7	-1.7	-3.0
Distribución de Gas	-48.0	-6.1	-6.1	-3.6
Distribución de Electricidad	-115.2	-10.7	-10.7	-10.6
<b>Bienestar de Hogares</b>				
Pobres	0.12	-0.45	-0.42	-0.62
Ricos	0.16	-0.36	-0.40	-0.57
<b>Consumos</b>				
Gas Natural – Pobres	0.6	-35.6	0.0	0.0
Gas Natural – Ricos	0.6	-35.6	-50.4	-35.8
Electricidad – Pobres	-0.3	-15.4	0.0	0.0
Electricidad – Ricos	-0.2	-15.3	-21.7	-16.7

*Nota: Son variaciones porcentuales con respecto al benchmark, salvo indicación*

*Fuente: Elaboración propia*

El escenario de precios libres (PL(2)) se utiliza como una aproximación a una revisión tarifaria, ya que a partir de sus resultados el regulador establece el nuevo conjunto de precios regulados. Los precios aumentan 25% en el caso del gas y 8% en distribución de electricidad (no aparecen en la tabla). Este escenario muestra una disminución de los niveles de bienestar de las familias y una importante caída de los niveles de consumo de gas natural (-35.6%) y electricidad (-15.4%). La rentabilidad de las empresas de distribución cae ahora en mucho menor medida<sup>91</sup>. El impacto también recae sobre la industria, en particular la industria energético-intensiva.

En los escenarios SH(2) y SE(2) se simula la implementación de un esquema de tarifa social dirigido a los cinco deciles más pobres de la población. Se observa que un subsidio financiado a partir de un aumento de las tarifas a las empresas tiene un costo mayor en términos de bienestar que el financiado a partir de un impuesto a los hogares más ricos. Estos dos escenarios suponen que el regulador mantiene los precios obtenidos del escenario PL.

Veamos ahora una serie de modificaciones a los casos básicos, introduciendo la posibilidad que las empresas puedan elegir tecnologías alternativas que les permitan morigerar el impacto del shock de precios del gas primario cuando el regulador no permite el traslado a precios finales (Tabla VII-12).

<sup>91</sup> Como estos valores son relativos a las rentabilidades efectivas de 2003, que eran muy bajos o prácticamente nulos, en la práctica podría ser que aun se estuviera en una situación insostenible de largo plazo para las empresas.

**Tabla VII-12: Simulaciones con cambio de tecnología**

	PF(2)	NTa	NTb
<b>Indicadores Económicos Agregados</b>			
Distribución de Gas	-48.0	-32.8	7.5
Distribución de Electricidad	-115.2	-105.5	-56.0
<b>Bienestar de Hogares</b>			
Pobres	0.12	0.06	0.43
Ricos	0.16	0.11	0.49

*Nota: Son variaciones porcentuales con respecto al benchmark, salvo indicación Fuente: Elaboración propia*

Como referencia se toma el escenario PF(2) presentado en la Tabla VII-12. El escenario NTa muestra que una mejora del 20% en la productividad del trabajo aminora la caída de rentabilidad de las distribuidoras, en mayor medida en gas que en electricidad. Sin embargo, el bienestar de los hogares se reduce debido a que esta tecnología hace disminuir la demanda de empleo sin una contrapartida de menores precios (ya que se mantienen fijos al nivel original).

La segunda tecnología considerada (NTb) representa el caso donde se retira el capital en manos de los inversores externos y el capital financiero, quedando sólo capital específico en manos de los productores domésticos. Esto implica una mejora en la productividad del capital que podría considerarse una solución de corto plazo o que inversores domésticos adquieren las empresas reguladas a precios menores. Está simulación muestra niveles de rentabilidad positivos en el Gas Natural y negativos en electricidad, aunque a mucho más cercanos al caso de precios libres. En este último caso si los nuevos inversores consiguen una mejora de productividad del trabajo o del capital adicional estaría en los niveles del escenario de precios libres. El nivel de bienestar de los hogares mejora debido a que disminuye el desempleo (la tasa de desempleo cae a 15.8 en este escenario).

Por último, la Tabla VII-13 muestra los escenarios con aumento del precio de gas primario de 200%, un valor más cercano a la realidad del mercado de gas argentino luego de la devaluación de 2002.

En este escenario las variables se mueven igual que en el caso de aumento moderado (100%), pero el efecto es mucho más fuerte. La reducción del PBI se estima en casi un 1%, con niveles de desempleo que llegan a aumentar hasta 1 punto porcentual. Los montos de subsidio necesarios muestran una situación imposible de afrontar. Este escenario confirma la necesidad de otra herramienta adicional, por ejemplo, un programa de reducción de energía. También se observa que el costo de un esquema de tarifas sociales basado en mayores precios a las empresas, debido al efecto cascada que se produciría requeriría montos de subsidios sustancialmente mayores.

**Tabla VII-13: Simulaciones con shock en el precio de gas primario de 200%**

	PF(3)	PL(3)	SH(3)	SE(3)
<b>Indicadores Económicos Agregados</b>				
PBI	-0.10	-0.80	-0.80	-1.00
Desempleo (base 16%)	15.9%	16.60	16.60	16.90
<b>Tasa de Ganancia por sector</b>				
Industria energía Intensiva	-0.7	-3.9	-4.2	-6.8
Industria energía no Intensiva	-1.3	-1.5	-1.7	-2.1
Distribución de Gas	-98.6	-21.5	-12.8	-9.5
Distribución de Electricidad	-230.3	-13.2	-10.7	-7.8
<b>Bienestar de Hogares</b>				
Pobres	0.26	-1.20	-1.20	-1.70
Ricos	0.32	-0.30	-0.41	-0.90
<b>Subsidios</b>				
Monto Subsidio Gas (MM\$)	0	0	446.3	610.5
Monto Subsidio Electricidad (MM\$)	0	0	401.7	1246.1

*Nota: Son variaciones porcentuales con respecto al benchmark, salvo indicación*

*Fuente: Elaboración propia*

## 6. Conclusiones

Los resultados de las simulaciones nos brindan información sobre diferentes escenarios extremos que sirven como referencia dada la falta de información sobre algunos parámetros clave para analizar el impacto del incremento en el precio del gas. Para tener una visión global de los efectos se agruparon distintos escenarios con el objetivo de separar el impacto de precios, cantidades y subsidios.

Los niveles de precio de gas considerados generan inconvenientes para el propio sector de extracción de gas derivados de la reducción de consumo interno de bienes por parte de los hogares, principalmente por la pérdida de ingresos disponibles.

El impacto en el PBI es relativamente importante: alrededor de 1%, valores que podrían ser mayores si las revisiones tarifarias impusieran precios regulados por encima de los que surgen del MEGC. El impacto en la actividad industrial no energético intensiva es similar al impacto en el PBI general. El impacto en la actividad industrial energético intensiva es más importante, con caídas en las tasas de ganancias que llegan hasta casi el 7%.

Las empresas tienen la posibilidad de defenderse del shock a través de otros mecanismos, como la mejora en la gestión o el cambio tecnológico que mejore la productividad. Como estas mejoras de productividad no son automáticamente trasladables en un esquema de regulación por *price cap*, la empresa tiene mayores incentivos para mejorar su rentabilidad ahorrando costos. Se observa que la alternativa de adquisición de las empresas por

parte de capitales domésticos es una solución en este sentido a costa de pérdidas por parte de los inversores externos.

Los esquemas de subsidio resultan finalmente perjudiciales para los hogares. En particular, la política de subsidiar a las familias vía aumento de tarifas a empresas tiene los más altos costos económicos. Asimismo, la existencia de subsidios genera distorsiones adicionales que hacen más difícil rastrear la causalidad del ajuste.

Adicionalmente, se incluye en el análisis del modelo de equilibrio general computado la elección endógena de tecnologías de producción alternativas. Esta técnica es novedosa ya que permite la aparición de nuevas tecnologías (latentes) que no están presentes en el equilibrio del *benchmark*, lo cual brinda una solución a casos que los modelos de equilibrio general computado no pueden remediar: la existencia de “ceros” en el equilibrio de partida. Se observa que los resultados en términos de bienestar son afectados en gran medida por la elección de funciones de producción alternativas.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdala, M. y A. and P.T. Spiller (2000), "Decentralized Investment and Quality Decisions in Common Pool Networks" XXXV Reunión anual de la AAEP (Asociación Argentina de Economía Política), Córdoba.
- Abdala, M. y A. Chambouleyron, 1998. "Opciones de desregulación para mecanismos descentralizados de inversión en transmisión eléctrica," XXXIII Reunión anual de la AAEP (Asociación Argentina de Economía Política), Mendoza.
- Ali, A. y L. Seiford , 1993. "The Mathematical Programming Approach to Efficiency Analysis", en Fried, H., C.. Lovell y S. Schmidt, eds. (1993) *The Measurement of Productive Efficiency. Techniques and Applications* (Oxford University Press, New York).
- Anderson, K. y A. McCarthy, 1999. "Transmission pricing and expansion methodology: lessons from Argentina," *Utilities Policy* 8, pp. 199-211.
- Arnold, V., W. Bardhan, W. Cooper y S. Kumbhakar, 1996. "New Uses of DEA and Statistical Regressions for Efficiency Evaluation and Estimation -With an Illustrative Application to Public Secondary Schools in Texas," *Annals of Operations Research* 66, pp. 255-278.
- Baldwin, R. y M. Cave, 1999. *Understanding regulation. Theory, Strategy and Practice*, (Oxford University Press, New York)
- Banker, R. y R. Natarajan, 2004. "Statistical tests based on DEA efficiency scores) en W.Cooper, L.Seiford y J.Zhu (2004) *Handbook on Data Envelopment Analysis*, (Kluwer Academic Publishers: Norwell, USA)
- Banker, R., 1993. "Maximum Likelihood, Consistency and Data Envelopment Analysis: A Statistical Foundation," *Management Science* 39:10, pp. 1265-1274.
- Banker, R., A. Charnes y W. Cooper, 1984. "Some Models for estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis." *Management Science* 30:9, pp. 1078-1092.
- Bardhan, W., W. Cooper y S. Kumbhakar, 1998. "A Simulation Study of Joint Uses of Data Envelopment Analysis and Statistical Regressions for Production Function Estimation and Efficiency Evaluation," *Journal of Productivity Analysis* 9, pp. 249-278.
- Bauer, P., A. Berger, G. Ferrier y D. Humphrey, 1998. "Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods," *Journal of Economics and Business* 50, pp. 85-114.
- Bernheim, B. y M. Whinston, 1990. "Multimarket contact and collusive behavior," *RAND Journal of Economics* 21:1.
- Berstein, J. y D. Sappington. 1999. "Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans", *Journal of Regulatory Economics* 16:1, pp. 5-25
- Bohn, R., M. Caramanis y F. Schweppe, 1984. "Optimal pricing in electrical networks over space and time," *Rand Journal of Economics* 15:3, pp. 360-376.
- Bondorevsky, D., D. Petrecolla, C. Romero, y C. Ruzzier, 2001. "Competencia por Comparación en el Sector de Distribución Eléctrica: El Papel de Defensa de la Competencia". XXXVI

Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, Noviembre, Buenos Aires.

- Brockett, P. y B. Golany, 1996. "Using Rank Statistics for Determining Programmatic Efficiency Differences in Data Envelopment Analysis," *Management Science* 42, pp. 466-472.
- Brooke, A., D. Kendrick y A. Meeraus, 1992. GAMS: A user's guide. Release 2.25. (The Scientific Press: San Francisco)
- Bushnell, J. y S. Stoft, 1996. "Improving Private Incentives for Electric Grid incentives," University of California Energy Institute. Working paper, Berkeley.
- Bustos, A. y A. Galetovic. 2002. "Regulación pro empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?", *Estudios Públicos* 86, Otoño, pp. 145-182
- CAMMESA, 2006. "Procedimientos para la programación de la operación del despacho de cargas y el cálculos de precios," versión XX.
- Celani, M., O. Chisari y C. Romero, 1995. "Los aspectos económicos del sistema de transporte de energía eléctrica. Regulación eficiente e incentivos de largo plazo". Instituto de Economía UADE.
- Chao, H. y S. Peck, 1996. "A Market Mechanism for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics* 10:1, pp. 25-59.
- Charnes, A., W. Cooper y E. Rhodes, 1978. "Measuring the efficiency of Decision Making Units", *European Journal of Operational Research*, 429-444.
- Charnes, A., W. Cooper, A. Golany, L. Seiford y J. Stutz, 1985. "Foundations o Data Envelopment Analysis for Pareto Koopmans Efficient Empirical Production Function" *Journal of Econometrics*.30, pp. 91-107.
- Charnes, A., W. Cooper, A. Lewin y L. Seiford, 2000. *Data Envelopment Analysis, Theory, Methodology and Applications* (Kluwer Academic Publishers: Norwell, USA).
- Chisari, O. (coordinador), 2006. "Modelo de Equilibrio general computable para la Argentina," PNUD (ARG05007) Proyecto para construcción del modelo para los Ministerios de Economía, Trabajo y Relaciones Exteriores y Culto y el Banco Central de la República Argentina, octubre, Buenos Aires.
- Chisari, O., A. Estache y C. Romero, 1999. "Winners and Losers from the Privatization and Regulation of Utilities: Lessons from a General Equilibrium Model of Argentina", *World Bank Economic Review*, 13:2, pp. 357-78
- Chisari, O., A. Estache, G. Lambardi y C. Romero, 2003. "Devaluation and Public Services: Trade Offs and Remedial Policies. A CGE model for Argentina" *Policy Modelling ECOMOD 2003*, Estambul.
- Chisari, O., A. Estache, G. Lambardi y C. Romero, 2005. "Trade Balance Effects of Infrastructure Services Liberalization... and of their regulation" CEER Working Paper 17, Marzo, Buenos Aires.
- Chisari, O., E. Greco, G. Guido Lavalle, O. Jofre y C. Romero, 2004. "Modelado Computacional de la Red Eléctrica y de Gas Natural Argentina Interconectada," Documento de Trabajo UADE.

- Chisari, O., G. Lambardi y C. Romero, 2007. "Choosing the extent of private participation in public services: A computable general equilibrium perspective," Instituto de Economía UADE.
- Chisari, O., G. Lambardi, C. Romero y M. Sala, 2001. "Manual para la construcción de una Matriz de Contabilidad Social," Instituto de Economía UADE.
- Chisari, O., P. Dal-Bó y C. Romero, 2001. "High-tension electricity network expansions in Argentina: decision mechanisms and willingness-to-pay revelation," *Energy Economics* 23, pp. 697-715.
- Coelli, T., D. Prasada Rao, y G. Battese, 1998, *An Introduction to Efficiency and Productivity analysis*, (Kluwer Academic Publishers: Norwell, USA)
- Cooper, W., L Seiford y K. Tone, 2006. *Introduction to Data Envelopment Analysis and Its Uses*, (Springer: New York)
- De Wolf, D. and Y. Smeers, 2000. The gas transmission problem solved by an extension of the Simplex algorithm," *Management Science*, 46:11, pp.1454-1465
- Debreu, G. ,1951. "The Coefficient of Resource Utilization," *Econometrica* 19:3, pp. 273-292.
- Estache, A. y P. Burns, 1998. "Information, accounting, and the regulation of concessioned infrastructure monopolies," Working Paper, The Economic Development Institute, World Bank.
- Estache, A., M. Rossi y C. Ruzzier, 2005. "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America," *Journal of Regulatory Economics*, 25:3, pp. 271-295
- Färe, R., S. Grosskopf y C. Lovell, 1994. *Production Frontiers*, (Cambridge University Press)
- Farell, M. 1957. "The measurement of Productive Efficiency," *Journal of the Royal Statistical Society A*:120, pp. 253-281.
- Farrell, M., 1957. "The measurement of productive efficiency," *Journal of the Royal Statistical Society Series A*:120.
- Fried, H., C. Lovell y S. Schmidt, 1993. *The Measurement of productive efficiency: techniques and applications*, (Oxford University Press: New York)
- Fried, H., S. Schmidt, y S. Yaisawarng, 1995. "Incorporating the Operating Environment into a Measure of Technical Efficiency," Union College, Schenectady.
- Ginsburgh, V. y M. Keyzer, 1997. *The Structure of Applied General Equilibrium Models*, (MIT Press, Cambridge, Massachusetts).
- Green, R. y M. Rodríguez-Pardina. 1999. *Ressetting Price Controls for Privatized Utilities, A Manual for regulators* Development Studies (Washington DC: Instituto del Banco Mundial)
- Grüner H. y A. Kiel, 2004. "Collective decisions and interdependent valuations," *European Economic Review* 48, pp. 1147-1168.
- Hjalmarsson, L. y Veiderpass, A. (1992), "Efficiency and Ownership in Swedish Electricity Retail Distribution," *Journal of Productivity Analysis* 3, pp. 7-23.

- Hogan, W., 1992. "Contract Networks for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics* 4, pp. 211-242.
- Hogan, W., 2000. "Regional Transmission Organizations: Designing Market Institutions for Electric Network Systems," Harvard Electricity Policy Group, Background paper, January.
- Hogan, W., C. Cullen Hitt y J. Schmidt, 1996. "Governance Structures for an Independent System Operator," Harvard Electricity Policy Group, Background paper, June.
- Hsu, M., 1997. "An introduction to the pricing of electric power transmission", *Utilities Policy* 6:3, pp. 257-270.
- INDEC, 2001. *Matriz de Insumo Producto para Argentina 1997*, (Ministerio de Economía y Servicios Públicos de la Argentina, Buenos Aies).
- Joskow P. y J. Tirole, 2000. "Transmission rights and market power on electric power networks," *Rand Journal of Economics* 31, pp. 450-487.
- Joskow P. y J. Tirole, 2003. "Merchant Transmission Investment," Cambridge Working Papers in Economics 0324.
- Kovacs, R. y A. Leverett, 1994. "A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity," *IEEE Transactions on Power Systems* 9:1
- Kumbhakar, S. y L. Hjalmarsson, L., 1998. "Relative Performance of Public and Private Ownership Under Yardstick Competition: Electricity Retail Distribution," *European Economic Review* 42, pp. 97-122.
- Laffont, J-J. y J. Tirole. 1993. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, (Cambridge: MIT Press)
- Léautier, T-O, 2001. "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power," *Journal of Regulatory Economics* 19:1, pp. 27-54.
- Littlechild, S. and C. Skerk, 2004a. "Regulation of Transmission Expansion in Argentina: Part I – State Ownership, Reform and the Fourth Line," Cambridge – MIT Institute Electricity Project, CMI Working Paper 61, The Cambridge-MIT Institute, November.
- Littlechild, S. and C. Skerk, 2004b. "Regulation of Transmission Expansion in Argentina: Part II – Developments Since the Fourth Line," Cambridge – MIT Institute Electricity Project, CMI Working Paper 62, The Cambridge-MIT Institute, November.
- Littlechild, S., 2004. "Transmission Regulation, Merchant Investment, and the Experience of SNI and Murraylink in the Australian National Electricity Market" DAE Working Paper Series # 37. The Cambridge-MIT Institute Electricity Project.
- Littlechild, S., 2008. "Symposium on electricity reform in Argentina," *Energy Policy* 30, pp. 1279-1283.
- Lovell, C. ,1993. "Production Frontiers and Productive Efficiency", en H. Fried, C. Lovell y S. Schmidt, eds. (1993) *The Measurement of Productive Efficiency. Techniques and Applications* (Oxford University Press, New York)

- Loza, A., P. Margaretic y C. Romero, 2003. "Consistencia de medidas de eficiencia basadas en funciones de distancia paramétricas y no paramétricas. Una aplicación al Sector de Distribuidoras de Electricidad de la Argentina." *XXXVIII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política*, Buenos Aires.
- Marangon Lima, J., M. Pereira y J. Pereira, 1995. "An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system," *IEEE Transactions on Power Systems* 10:2,
- Margaretic, P y C. Romero, 2004, "Estimation of productive efficiency based on non-parametric techniques. The case of Electricity Distribution in Argentina", *Proceedings 4th International Symposium of DEA Birmingham*. ASTON Business School.
- Margaretic, P. y C. Romero, 2007. "Estimation of Productive Efficiency based on non parametric techniques: The case of electricity distribution in Argentina," en Chisari, O. (Ed.), 2007. *Regulatory Economics and Quantitative Methods* (E.Elgar: Cheltenham, UK)
- Mayer, C. y J. Vickers. 1996. "Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal," *Fiscal Studies* 17:1, pp. 1-18
- National Economic Research Associates (NERA), 1998. *Analysis of the Reform of the Argentine Power Sector: Final Report*. Buenos Aires.
- Newbery, D., 2000. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities* (The MIT Press: Cambridge MA)
- Oren, S., P. Spiller, P. Varaiya y F. Wu, 1994. "Folks Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples," *Journal of Regulatory Economics* 10, pp. 5-23
- Pérez-Arriaga, J., F. Rubio, J. Puerta, J. Arceluz y J. Martín, 1995. "Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery," *IEEE Transactions on Power Systems* 10:1.
- Petrecolla, D. y C. Romero, 2006. "Concentración horizontal en un ambiente regulado. El caso de la distribución de electricidad del Gran Buenos Aires," *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* 1:1, pp. 127-152
- Pollitt, M., 1995. *Ownership and Performance in Electric Utilities. The International Evidence on Privatization and Efficiency*, (Oxford University Press)
- Pollitt, M., 2008. "Electricity Reform in Argentina: Lessons for Developing Countries," *Energy Policy* 30, pp. 1536-1567.
- Pyatt, G. y J. Round, 1985. "Social Accounting Matrices. A basis for Planning" The World Bank, Washington.
- Rodríguez Pardina, 2000. Comentarios a Abdala, y Spiller (2000), "Decentralized Investment and Quality Decisions in Common Pool Networks" XXXV Annual Meeting of AAEP (Asociación Argentina de Economía Política), Córdoba.
- Rodríguez Pardina, M. y Rossi, M. (1999), "Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America". Presentación en el XXI Encontro Brasileiro de Econometria, Brasil, Diciembre.
- Rodríguez Pardina, M. y Rossi, M. Ruzzier C. (1999), Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica : la experiencia sudamericana. Diciembre. STD 15 CEER

- Rodriguez Pardina, M., 2004. "Mecanismos de Governance del Mercado Eléctrico Argentino-Análisis crítico y comparación internacional," Documento de trabajo.
- Romero, C., 1998. "Regulación de las inversiones en el sector eléctrico argentino" en D. Heymann y B. Kosacoff (eds.), 2000: *La Argentina de los Noventa: Desempeño Económico en un Contexto de Reformas*, (Buenos Aires: Eudeba)
- Rossi, M. y C. Ruzzier, 2001, "On the Regulatory application of Efficiency Measures" *Utilities Policy* 9, pp. 81-92.
- Rudnick, H. y R. Raineri, 1997. "Transmission pricing practices in South America", *Utilities Policy* 6:3, pp. 211-218.
- Rudnick, H., R. Palma y J. Fernández, 1995. "Marginal Pricing and supplement cost allocation in transmission open access", *IEEE Transactions on Power Systems* 10:2, pp. 1125-1142.
- Rudnick, H., R. Palma y J. Fernández, 1995. "Marginal Pricing and supplement cost allocation in transmission open access", *IEEE Transactions on Power Systems* 10:2, pp. 1125-1142.
- Scarf, H., 1994. "The Allocation of Resources in the Presence of Indivisibilities," *Journal of Economic Perspectives* 8:4, pp. 111-28.
- Schleifer, A., 1985. "A Theory of Yardstick Competition." *Rand Journal of Economics* 16:3, pp. 319-327.
- Schweppe, F., M. Caramanis, R. Tabors y R. Bohn, 1988. *Spot Pricing of electricity*, (Amsterdam: Kluwer Academic Publishers).
- Secretaría de Política Económica, 2003. "Informe Económico Trimestral," Ministerio de Economía y Producción, República Argentina, varios números.
- Shirmohammade, D., C. Rajagopalan, E. Alward, y C. Thomas, 1991. "Cost of transmission transactions: an introduction", *Transactions on Power Systems* 6:4.
- Shoven, J. y J. Whalley, 1992. *Applying General Equilibrium* (Cambridge University Press, New York).
- Stoft, S., 2002. *Power System Economics*, (Wiley-Interscience: New York)
- Tone, K., 2002. "A Strange Case of the Cost and Allocation Efficiencies in DEA," *Journal of the Operational Research Society* 53, pp. 1225-1231.
- Torres, C., 1995. "Regulatory schemes and investment behavior in transmission of electricity: the case of Argentina," *Revista de Análisis Económico* 10, pp. 203-235.
- Weyman-Jones, T. (1991), "Productive Efficiency in a Regulated Industry. The Area Electricity Boards of England and Wales". *Energy Economics*, Abril, 116-122.
- Weyman-Jones, T. (1992), "Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution". En Bishop, Kay and Mayer. *The Regulatory Challenge*. Oxford University Press.
- Yunos, J. y D. Hawdon, 1997. "The efficiency of the National Electricity Board in Malaysia: An intercountry comparison using DEA," *Energy Economics* 19:4, pp. 255-269