

**Documento de Trabajo N° 105**

**INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍA EN LA  
ARGENTINA: DIAGNÓSTICOS,  
DESAFÍOS Y OPCIONES \***

**Fernando Navajas<sup>#</sup>  
FIEL**



Fundación de  
Investigaciones  
Económicas  
Latinoamericanas

*Buenos Aires, Noviembre 2010*

---

\* *Este trabajo se basa en una presentación realizada en la Conferencia Anual de FIEL 2009. Los contenidos, opiniones y errores son de exclusiva responsabilidad del autor.*

<sup>#</sup> *Economista Jefe y Director de FIEL; Profesor Titular de Economía de la UNLP y la UBA; Miembro Titular de la Academia Nacional de Ciencias Económicas de la Argentina. E-mail: [navajas@fiel.org.ar](mailto:navajas@fiel.org.ar)*

## QUÉ ES FIEL?

*La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es un organismo de investigación privado, independiente, apolítico y sin fines de lucro, dedicado al análisis de los problemas económicos de la Argentina y América Latina.*

*Fue fundada en 1964 por las organizaciones empresarias más importantes y representativas de la Argentina, a saber: la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina.*

*FIEL concentra sus estudios en la realización de investigaciones en economía aplicada, basadas en muchos casos en el procesamiento de la estadística económica que elabora directamente la institución.*

*Estas investigaciones abarcan áreas diversas, tales como economía internacional, mercado de trabajo, crecimiento económico, organización industrial, mercados agropecuarios, economía del sector público, mercados financieros. En los últimos años la Fundación ha concentrado sus esfuerzos en diversas líneas de investigación relacionadas con el sector público y su intervención en la economía, trabajos que han hecho de FIEL la institución local con mayor experiencia en este área. Dentro de esta temática, ocupa un lugar destacado el estudio y la propuesta de soluciones económicas para los problemas sociales (educación, salud, pobreza, justicia, previsión social). Recientemente se han incorporado nuevas áreas de investigación, tales como economía de la energía, medioambiente, economía del transporte y descentralización fiscal.*

*El espíritu crítico, la independencia y el trabajo reflexivo son los atributos principales de las actividades de investigación de FIEL.*

*Por la tarea desarrollada en sus años de existencia, FIEL ha recibido la "Mención de Honor" otorgada a las mejores figuras en la historia de las Instituciones-Comunidad-Empresas Argentinas, y el premio "Konex de Platino" como máximo exponente en la historia de las "Fundaciones Educativas y de Investigación" otorgado por la Fundación Konex.*

*La dirección de FIEL es ejercida por un Consejo Directivo compuesto por los presidentes de las entidades fundadoras y otros dirigentes empresarios. Dicho órgano es asistido en la definición de los programas anuales de trabajo por un Consejo Consultivo integrado por miembros representativos de los diferentes sectores de la actividad económica del país, que aportan a FIEL los principales requerimientos de investigación desde el punto de vista de la actividad empresarial. Un Consejo Académico asesora en materia de programas de investigación de mediano y largo plazo. Los estudios y las investigaciones son llevados a cabo por el Cuerpo Técnico, cuya dirección está a cargo de tres economistas jefes, secundados por un equipo de investigadores permanentes y especialistas contratados para estudios específicos.*

---

AV. CORDOBA 637-4° PISO- (C1054AAF) BUENOS AIRES-ARGENTINA

TEL. (5411) 4314-1990-FAX (5411) 4314-8648

POSTMASTER@FIEL.ORG.AR

WWW.FIEL.ORG

## CONSEJO DIRECTIVO

<i>Presidente:</i>	Dr. Juan P. Munro
<i>Vicepresidentes:</i>	Ing. Víctor L. Savanti Ing. Juan C. Masjoan Ing. Manuel Sacerdote
<i>Secretario:</i>	Ing. Franco Livini
<i>Prosecretario:</i>	Sr. Alberto L. Grimoldi
<i>Tesorero:</i>	Dr. Mario E. Vázquez
<i>Protesorero:</i>	Sr. Alberto Schuster

*Vocales:* Guillermo E. Alchourón, Juan Aranguren, Luis Bameule, Gerardo Beramendi, Hugo Biolcati (Presidente de la Sociedad Rural Argentina), José M. Dagnino Pastore, Carlos de la Vega (Presidente de la Cámara Argentina de Comercio), Jorge Ferioli, Carlos Franck, Adelmo Gabbi (Presidente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), Alberto J. Martínez, Raúl Padilla, Daniel Pelegrina (Sociedad Rural Argentina), Luis Ribaya, Aldo B. Roggio, Luis Sas, Eduardo Spangenberg, Santiago Soldati.

## CONSEJO CONSULTIVO

Alejandro Bulgheroni, Ernesto J. Crinigan, Horacio Cristiani, Enrique Cristofani, Carlos Alberto de la Vega, Martín del Nido, Horacio Delorenzi, Daniel Di Salvo, François Eyraud, Jorge Goulu, Jorge A. Irigoín, Hugo Krajnc, Ricardo Lima, Eduardo Mignaqué, Juan Luis Mingo, Javier Ortiz, Gustavo Ariel Perosio, Mario Quintana, Juan Pedro Thibaud, Horacio Turri, Amadeo Vázquez, Bernardo J. Velar de Irigoyen, Gonzalo Verdomar Weiss, Gustavo Verna.

## CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Manuel Solanet, Mario Teijeiro

## CUERPO TECNICO

*Economistas Jefe:* Daniel Artana, Juan Luis Bour, Fernando Navajas (Director), Santiago Urbiztondo

*Economistas Asociados:* Sebastián Auguste, Walter Cont.

*Economistas Senior:* Marcela Cristini, Cynthia Moskovits, Ramiro A. Moya, Mónica Panadeiros, Abel Viglione.

*Economistas:* Guillermo Bermudez, Nuria Susmel, Ivana Templado.

*Investigadores Visitantes:* Enrique Bour, Marcelo Catena, María Echart, Pedro Hancevic, Alfonso Martínez.

*Asistente de Investigación:* Diego Alvarez.

*Asistentes de Estadísticas:* J. Cao, M. Cherkasky, J. Christensen, B. Feld, E. Garcia Lembergman, A. Koutenkov, M. Machelett, G. Palazzo, J. Pisa Barros, J. Tavani.

*Entidad independiente, apolítica sin fines de lucro, consagrada al análisis de los problemas económicos y latinoamericanos. Fue creada el 7 de febrero de 1964. -FIEL, está asociada al IFO Institut Für Wirtschaftsforschung München e integra la red de institutos corresponsales del CINDE, Centro Internacional para el Desarrollo Económico. Constituye además la secretaría permanente de la Asociación Argentina de Economía Política.*

## **INDICE**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2. DIAGNÓSTICO Y OPCIONES .....</b>	<b>3</b>
<b>3. TRES CASOS DIFERENTES .....</b>	<b>10</b>
<b>4. MECANISMOS TRANSICIONALES: AD-HOC VERSUS BASADOS EN REGLAS .....</b>	<b>12</b>
<b>5. VALIDACIÓN DE OPCIONES Y EXPERIENCIAS DE TRANSICIONES .....</b>	<b>14</b>
<b>6. REFLEXIONES FINALES.....</b>	<b>17</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>19</b>

Esta investigación es parte del Programa de Estudios de FIEL, aprobado por su Consejo Directivo, aunque no refleja necesariamente la opinión individual de sus miembros ni de las Entidades Fundadoras o Empresas Patrocinantes.

## 1. INTRODUCCIÓN

---

La Argentina ha experimentado cambios estructurales importantes entre la década que acaba de terminar y la anterior, que abarcan tanto al contexto regional e internacional como a la economía doméstica, la sociedad y la política. Entre estos rasgos salientes del cambio estructural de la primera década del siglo XXI aparece un debilitamiento notable en el desempeño –y la posición relativa del país- en materia de infraestructura y energía. Este debilitamiento se materializa visiblemente desde hace más de un lustro en la aparición de serios desequilibrios estructurales en el sector energético (que pueden sintetizarse en una oferta declinante de los principales energéticos que no cubre una demanda dinámica en un contexto de precios artificialmente contenidos por muchos años) que han dado lugar a subsidios fiscal (y económicamente) insostenibles, productividad declinante, ausencia de inversión privada voluntaria y no subsidiada y precios que no cubren los costos de capital para las nuevas inversiones. La gravedad del caso argentino se amplifica por el hecho de que la estructura de la oferta energética descansa, desproporcionadamente, sobre fuentes no renovables que posiblemente provengan de lo que fue una “burbuja” de gas natural (un exceso temporal de producción) que no va a ser fácilmente reproducible en el futuro aún en el mejor de los escenarios regulatorios y que demanda un esfuerzo de planificación energética complejo y basado en prácticas modernas.

Este trabajo aporta elementos para una reflexión sobre los problemas de desempeño y desafíos de política pública del área de infraestructura y energía que enfrenta la Argentina. Fue solicitado y concebido como un documento de consulta para la discusión y diseño de estrategias (strategic issues paper) que contempla opciones alternativas, escenarios y lineamientos más que como un paquete de reformas preconcebido. Por lo tanto su contenido es conceptual, intenta reflejar un enfoque profesional e independiente y no está vinculado a ningún curso de acción política. Se tocan, sin embargo, algunos aspectos de implementación vinculados con reformas o transiciones desde el actual status-quo que se consideran imprescindibles para dar contenido a las opciones que se abren a futuro.

La organización del trabajo es la siguiente. En la sección 2 se resume un diagnóstico para pasar al campo de los desafíos que los problemas actuales plantean y las opciones o senderos alternativos que se abren a la política pública. Esta discusión de opciones (incluyendo una extensión del actual status-quo) es bastante general y no profundiza en casos particularmente críticos e interrelacionados como son el sector gasífero y el mercado eléctrico. Así la sección 3 agrega algunos elementos de discusión específicos a las opciones en estos casos particulares. La sección 4 discute cuestiones de diseño referidas a la transición o adaptación tarifaria enfatizando la importancia de que los mismos estén basados en reglas. La sección 5 se vuelca sobre aspectos de validación internacional de las opciones de reforma, en donde obviamente el actual status-quo y

su eventual extensión tienen su punto más débil.<sup>1</sup> Finalmente la sección 6 extrae conclusiones y recomendaciones.

---

<sup>1</sup> Algunas sutilezas o dificultades de este benchmarking es que mientras el mismo sirve a los efectos de responder a la pregunta de qué funciona bien en países comparables, una extensión directa del mismo al caso argentino –si bien útil a los efectos de apuntar a un esquema o meta determinados- ignora dos problemas importantes. En primer lugar, no responde al problema de transición que puede implicar un salto o discontinuidad brusca respecto de la situación en la que se encuentra la Argentina en materia de precios finales (ya que tal salto o reforma de shock puede no ser sostenible). En segundo lugar, encontrar casos prácticos que han hecho una transición gradual a “buenas prácticas” desde ambientes distorsionados es bien distinto de encontrar países en esa posición final. Existe alguna literatura y estudio de casos prácticos relacionados con la transición desde controles de precios de, por ejemplo, energía eléctrica a una desregulación que va hacia mercados competitivos en distribución (por ejemplo Littlechild, 2002), pero esos casos no son iguales al caso argentino (ni en las condiciones iniciales, ni tampoco, aparentemente, en las finales).

## 2. DIAGNÓSTICO Y OPCIONES

---

Existen diferentes diagnósticos del desempeño del campo de la infraestructura y la energía en la Argentina, influenciados no sólo por diferentes lecturas de la evidencia disponible sino, en gran parte, por la distinta interpretación que generan visiones doctrinarias polares sobre cómo deben organizarse estos sectores y en particular el rol del sector público. Esto no es una novedad, como no lo es en casi ningún otro campo de las políticas públicas en la Argentina o en otras democracias. Pero el rasgo distintivo del caso argentino es la ausencia de un campo común o de consensos mínimos sobre las políticas públicas, lo que sumado a la ausencia de control republicano ha llevado a “políticas” que resultan de la acumulación de acciones o intervenciones en contextos de baja calidad institucional y que a su vez tienen difícil racionalización como parte de un paradigma conceptual bien definido o insertado en alguna práctica internacional exitosa.

Visones más cercanas a la ortodoxia regulatoria hacen una lectura del mal desempeño en este campo en relación directa y lineal a la ruptura contractual generalizada a partir de 2002 en los sectores de infraestructura –aprovechando el exceso de capacidad generado en varios sectores por las inversiones de los 90- y en la instalación de mecanismos de intervención directa de precios y cantidades en los mercados energéticos, que fueron produciendo –con la recuperación de la economía- desequilibrios entre una demanda exacerbada por señales de precios deprimidos y una oferta desarticulada por bajos precios y riesgo regulatorio-contractual sistémico. La naturaleza de estos desequilibrios en el sector energético es por lo tanto sistémica, explicada por intervenciones regulatorias directas y distorsiones de precios y por lo tanto no puede atribuirse al comportamiento inversor de una o varias empresas, las que era obvio que, desde un punto de vista económico, no iban a llevar adelante inversiones para expandir la oferta (a la velocidad de una demanda acelerada por precios bajos) en virtud de los bajos precios y el riesgo de intervención directa en los intercambios provenientes de contratos.

Por su parte, visiones más heterodoxas tienden a negar o relativizar los avances en materia de inversión en infraestructura y el salto cualitativo en el sector energético de los años 90 y enfatizar una ausencia de planificación energética en favor de un esquema de privatizaciones apoyado en entes reguladores que administran contratos a largo plazo sin proteger adecuadamente los intereses de los consumidores. Esto llevó, según esta visión, a delegar roles de planificación del Estado en favor de esquemas regulatorios que no movilizaron inversiones en sectores clave (como agua y saneamiento, exploración hidrocarburífera, energías no renovables y transporte de electricidad); no vislumbraron riesgos de desbalances entre oferta y demanda de energía a mediano plazo (con autorizaciones de exportaciones de gas natural sin asegurar debidamente una base de oferta sostenible) y en materia de precios domésticos dieron lugar –a partir de esquemas contractuales rígidos y muchas veces renegociados a favor de las empresas- en precios y tarifas onerosos para una parte importante de la población. Extensiones de esta visión tienden a explicar el mal desempeño en materia de infraestructura y energía también por la ausencia de inversiones de empresas privadas, debido a pretensiones de rentabilidades altas o a negligencia para prevenir adecuadamente la expansión de la demanda.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Variantes de estas visiones, sostenidas por algunos expertos importantes que no coinciden necesariamente con la visión heterodoxa, suelen separar los subsectores de energía e infraestructura o aún subsectores dentro del sector energético (como el up-stream hidrocarburífero y el sector eléctrico), poniendo más énfasis o culpas en algunas empresas clave del sector energético –como el caso de Repsol YPF- por los deficientes esfuerzos de inversión en exploración.

La visión de este trabajo es que encerrarse en un enfoque-debate de “gladiador” (en donde uno mata y otro muere) entre las visiones previas, no contribuye a la construcción de una agenda superadora que esté a la altura de los grandes desafíos que enfrenta la Argentina. Existen tres razones para adoptar esta posición. En primer lugar, y siguiendo los argumentos expuestos al inicio del ensayo crítico de Navajas (2006a), es posible que ambas visiones contengan elementos útiles que ayuden por un lado a explicar el mal desempeño en los sectores y, por el otro, a superar, corregir o mejorar errores de diseño de políticas e instituciones sectoriales vigentes en los 90. En segundo lugar, aún cuando ambas visiones de lo acontecido en esta década deban oponerse necesariamente en arbitrajes o resoluciones de disputas contractuales nacionales o internacionales para explicar la ruptura de intercambios en el sector energético (o la renegociación de contratos de infraestructura o la resolución de desacuerdos entre gobiernos por cortes de suministros energéticos), en muchos casos eso surge más como una necesidad constructiva de ayudar a las cortes arbitrales a completar contratos (que no previeron contingencias) que de elegir una explicación que se ajuste completamente a la evidencia disponible.<sup>3</sup> En tercer lugar, el paradigma “en la práctica” llevado adelante en la Argentina en los últimos años en los sectores de infraestructura y energía no encaja bien en el debate anterior, porque aún cuando comparte elementos de diagnóstico con la visión heterodoxa, su accionar ha evolucionado a un intervencionismo cortoplacista encerrado en una élite de acción que no se lleva bien con la planificación de la energía y la infraestructura a largo plazo ni ha construido capacidad ni capital humano en el Estado como para dar lugar a un esquema explícito y permanente que sustituya las reglas organizativas de los años 90.

Dado esto, pueden enumerarse 5 rasgos conceptuales centrales del diagnóstico de los problemas actuales en infraestructura y energía en la Argentina que se resumen en la primera columna del Cuadro 1. Los elementos del diagnóstico sugieren por sí solos una línea u hoja de ruta en materia de desafíos, que van en la dirección de restablecer las instituciones regulatorias, recomponer las señales de precios que reciben la oferta y la demanda, atraer a la inversión privada, resolver desbalances estructurales y de corto plazo y racionalizar las transferencias y subsidios acotando estos últimos a programas mejor focalizados. El Cuadro 1 hace una síntesis de los desafíos, a grandes líneas, que plantean los 5 elementos del diagnóstico realizado.

Sin embargo, más allá de la dirección de los cambios que el mismo diagnóstico sugiere, y entre muchos de los cuales hoy existe bastante consenso en la Argentina, se plantean cuestiones de detalles de diseño de políticas que se hacen notar en el Cuadro 1 y que involucran ingredientes permanentes y de transición, se relacionan con opciones o senderos alternativos que pueden abrirse y plantean cuestiones estratégicas.

---

<sup>3</sup> Véase al respecto el caso de los contratos de exportación de gas a Chile estudiado en Navajas (2008a).

<b>Cuadro 1</b>	
<b>Diagnósticos y desafíos en infraestructura y energía.</b>	
<i>DIAGNÓSTICO</i>	<i>DESAFIOS</i>
1. Intervencionismo abierto, con las instituciones de los 90 "nominalmente" vigentes	1. Más allá del "desintervencionismo": decisión sobre rearmado de las instituciones regulatorias y rol de la planificación energética. Problemas de transición de "salida" del conjunto de intervenciones vigentes
2. Deprime precios pagados por la demanda y cobrados por la oferta, segmentando y aislando ambos lados	2. Más allá de las "correcciones" de precios: decisión sobre retorno a precios internacionales y precios uniformes de demanda y oferta de energía. Problemas de transición para la convergencia
3. Provoca desplazamiento de la inversión privada cuyo espacio pasa a ser cubierto por la inversión pública, alimentando excesivos subsidios de capital	3. Más allá de la recomposición de mecanismos de participación Público-Privada (PPP): decisión sobre tratamiento asimétrico de capital "viejo" y "nuevo" y de reconocimiento (creible) del costo del capital.
4. Genera y profundiza desbalances estructurales y cuellos de botella presentes y futuros, que no van a poder ser resueltos con el presupuesto	4. Principales: Reversión caída de reservas y producción en gas y petróleo. Expansión capacidad de generación eléctrica hacia renovables. Cierre de brecha saneamiento ambiental.
5. Provoca transferencias (subsidios) insostenibles e inequitativos de costosa reversión rápida	5. Más allá de la eliminación de subsidios generalizados: diseño de esquemas de subsidios focalizados (tarifa social) al consumo y acceso a la infraestructura. Problema de transición desde niveles actuales y de límites a subsidios cruzados

En primer lugar, está claro que la necesaria reversión del intervencionismo del paradigma de los últimos años va a tener que ser reemplazado por un retorno a alguna institucionalidad regulatoria que hoy no existe. Pero más allá de esta dirección hoy ampliamente aceptada, surgen preguntas de contenido sobre el modo y la intensidad del restablecimiento de las instituciones "nominalmente" vigentes (por ejemplo las leyes de energía eléctrica y gas natural), la introducción de reformas o readaptaciones –que, por ejemplo, den un mayor espacio a la planificación energética- y en términos más generales el manejo de la transición que se plantea para desactivar o reformar el gran número de decretos y resoluciones que han cambiado las reglas de funcionamiento sectoriales.

En segundo lugar, también está claro y existe un amplio consenso de que los precios de la energía y las tarifas de los servicios públicos de infraestructura deben recuperarse en términos reales para cerrar los déficits corrientes y restablecer señales económicas no distorsionadas a la oferta y la demanda. Pero aquí también se plantean decisiones sobre las características o ingredientes de las "condiciones finales o permanentes" a las que se va a converger y sobre cuestiones de transición. Lo equivalente al restablecimiento de las instituciones regulatorias de los 90 en materia de precios es el restablecimiento irrestricto de los precios internacionales para los bienes transables como el petróleo (y sus derivados) y de un precio único (para la oferta y la demanda) que refleje las condiciones de balance de oferta y demanda (y esté alineado con precios de sustitutos) para los bienes parcialmente transables (como el gas natural y la electricidad). Aún reconociendo bien esta cuestión, aparecen opciones respecto de naturaleza y duración temporal de la transición de precios y tarifas y de las reglas que van a gobernar la misma y le van a otorgar credibilidad. En especial, el tratamiento de precios de la energía "vieja" versus la energía "nueva" y el grado de discriminación o diferenciación (por antigüedad, tecnología, propiedad estatal o privada, naturaleza cautiva o con menos sustitutos disponibles de la demanda, o por otras consideraciones

económicas sociales o regionales) que en la transición van a estar pagando los segmentos de demanda y oferta.

En tercer lugar, también está claro que debe reactivarse la inversión privada voluntaria en energía e infraestructura. Pero aquí también se plantean decisiones sobre la naturaleza de esa participación y el tratamiento de inversiones “viejas” y “nuevas” ya que el término PPP (Public-Private-Partnership) abarca una gradiente de participación de la inversión privada que tiene en un extremo a los contratos de gerenciamiento bajo propiedad pública y en el otro la privatización. Mientras que esta última ha sido la modalidad dominante en los 90, dentro de una variedad de formas que coexisten, el concepto de PPP en el paradigma vigente actualmente en la Argentina tiende al extremo opuesto de control estatal de inversiones privadas o a formas contractuales de construcción, operación y transferencia (BOT), o propiedad, operación y propiedad (BOO). Más allá de que estas variedades de PPP pueden coexistir entre diversos sectores de infraestructura en función de posibilidades y restricciones, una decisión respecto del tratamiento de las inversiones pasadas y futuras resulta esencial para asegurar la credibilidad que atraiga capital privado, en particular en contextos como el argentino en donde las reglas han sido cambiadas recurrentemente. De este modo, existe una clara complementariedad estratégica entre las instituciones regulatorias, la organización de mercado prevaleciente, la formación de precios y el reconocimiento de los costos de capital de inversiones pasadas y futuras que va a determinar el grado de participación privada y el costo del capital de las inversiones que se convocan.

Por último, también está claro que los subsidios generalizados de los últimos años deben reducirse para garantizar sostenibilidad fiscal y evitar errores de transferencias indebidas. Pero aquí se plantean también cuestiones de elección de mecanismos de subsidios, su carácter transitorio o más permanente, su interacción o interferencia con una formación eficiente de precios, y una larga lista de decisiones de implementación entre las cuales se destacan el alcance sectorial y regional, las bases de datos a desarrollar y la autoridad de aplicación de los subsidios y el modo de financiamiento de los mismos. Mientras que estas cuestiones son nuevas en la Argentina -dado que existía un vacío de estos mecanismos en los esquemas regulatorios de los 90- y su debate en ámbitos parlamentarios se ha incrementado recientemente (al punto de existir varios proyectos de ley para lograr un ordenamiento de estos mecanismos) se va a requerir, en particular en el caso de la energía, que la evolución de los mismos sea consistente con la convergencia regulatoria en general que se abre en la Argentina y actúe facilitando dicho proceso en vez de formalizar esquemas que perpetúen subsidios ineficientes o alejen demasiado los precios que enfrenta la demanda respecto de los valores de equilibrio.

Esta gama bastante amplia de variaciones que van más allá de la decisión de modificar el paradigma vigente, dan lugar a opciones o senderos alternativos también diferentes. Mientras que la riqueza de las variaciones en el enfoque y tratamiento de los desafíos antes vistos es amplia, este trabajo considera que la Argentina tiene, desde un punto de vista general, tres opciones o senderos alternativos en función de concepciones o visiones diferentes del sector. Un primer sendero, de referencia, es una variante de la continuación del status-quo intervencionista pero modificado, para hacerlo más sostenible, con la introducción de algún control de subsidios y de cierta convergencia a precios más sostenibles. Un segundo sendero es la opción de retornar lo más rápido y más intensamente posible a las reglas de organización de los 90 pero con una readaptación suave al contexto actual. Un tercer sendero es un nuevo esquema mixto entre las

reglas de funcionamiento de los 90s y una nueva y mayor (a los 90, pero menor a lo actualmente vigente) intervención estatal.

Estos tres senderos tienen beneficios y costos que se resumen brevemente en el Cuadro 2.

**Cuadro 2**

<b>Opciones y Senderos de las Políticas en Infraestructura y Energía</b>		
<i>SENDERO</i>	<i>BENEFICIOS</i>	<i>COSTOS</i>
Continuación de status-quo con control de subsidios y precios más normales, mutando hacia mayor o menor intervención		Todos y crecientes con agravamiento de desbalances, cuellos de botella y eventual estancamiento de las inversiones. Alejamiento de prácticas internacionales.
Retorno rápido e intenso a las reglas de 1990 con alguna adaptación suave al contexto de los 2000s	Recupero de best-practice regulatoria y de posible expansión privada (sujeta a credibilidad y sostenibilidad política)	Aceptación social y política de los aumentos tarifarios. Debilidad en frentes nuevos (matriz energética, medio ambiente, desigualdad) que requieren planificación
Transición a un esquema mixto entre las reglas de los 1990s y una mayor/nueva intervención estatal que en los 90s	Maneja aceptación de aumentos tarifarios. Tiene mejor adaptación a frentes nuevos (matriz energética, medio ambiente y desigualdad) que requieren planificación	Altos si no hay capacidad de Estado inteligente y eficiencia del gasto público. Dudas para movilizar inversión privada voluntaria y costo-efectiva. Alguna pérdida o apartamiento de best-practices.

La descripción de estos tres senderos y sus beneficios y costos transmite la idea de que la Argentina tiene abiertas opciones (entre las que se incluye de modo referencial la extensión del actual status-quo o una variante del mismo) que oscilan, a grandes rasgos, entre un retorno rápido a las reglas de funcionamiento de los 1990s y alguna variante de una mayor y nueva (respecto de los 90s, vale la aclaración) intervención estatal. La demanda por esta mayor intervención puede ser variada, tener raíces en las preferencias del electorado o los intermediarios políticos y basarse en cambios estructurales objetivos que demandan más planificación. En este sentido, existen tres importantes dimensiones que aparecen elevando la demanda por planificación sectorial respecto del paradigma vigente en los 90s y que constituyen un cambio cualitativo o estructural en el diseño regulatorio en los sectores de infraestructura y energía (alguno de ellos) a nivel mundial y con mayor fuerza en la Argentina. Ellos son el cambio en la matriz energética, la incorporación

formal de aspectos ambientales (en especial globales) y el tratamiento de la desigualdad social en cuanto al acceso a la infraestructura y la energía y a la capacidad de pago de los hogares.<sup>4</sup>

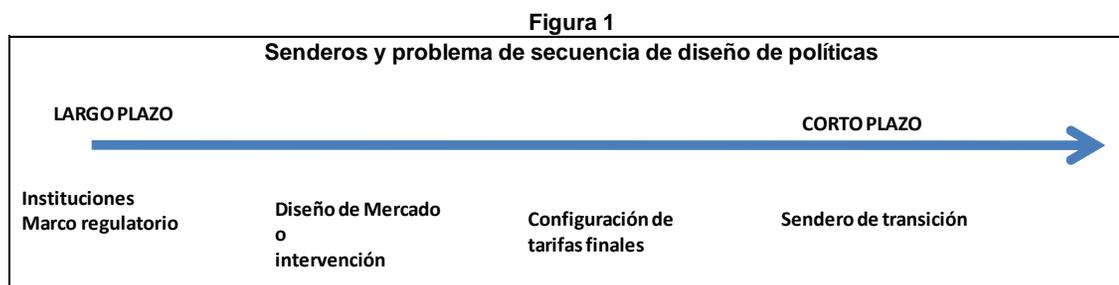
La elección de uno u otro sendero (o alguna variante de los mismos) va a depender del contenido de la respuesta que quiera darse a los desafíos planteados en el Cuadro 1 y a la adaptación a la mayor demanda de planificación. La elección de la “posición final” a la que se va a tender es crucial para definir la carga de instituciones, políticas e instrumentos que se van a requerir. Pero también se abre un “problema de transición” a dicha posición final, que en el armado del Cuadro 2 sólo es bien capturada por el tercer sendero. En esta transición, entran en funcionamiento nuevas reglas que adaptan principios económico-regulatorios para la inversión en infraestructura y de funcionamiento de los mercados energéticos que, en muchos casos, van a divergir durante la transición en su contenido y naturaleza respecto de las reglas de los 90 y que, en algunos casos, también pueden divergir en cuanto a la posición final o permanente que adoptan implicando una reforma regulatoria respecto de las prácticas de los 90s. Ejemplos críticos o importantes de esto son la formación de precios de hidrocarburos, las reglas de funcionamiento y formación de precios del mercado mayorista de la energía eléctrica, las reglas de regulación de los márgenes de los segmentos de infraestructura que operan en condiciones de monopolio natural (transporte y distribución de gas y electricidad, agua potable y saneamiento, y segmentos de

---

<sup>4</sup> *Estas tres dimensiones ya están implicando un cambio paradigmático en la regulación de la infraestructura y la energía a nivel mundial y lo van a hacer más intensamente en años venideros. El paradigma regulatorio más exitoso a nivel mundial en los últimos 15 años es lo que se ha denominado genéricamente la regulación por incentivos que implica la separación de actividades competitivas de las que tienen características de monopolios naturales, junto con el diseño de mecanismos de mercado para el primer grupo y la regulación eficiente de precios para el segundo. La interacción entre la competencia, la regulación y el uso de incentivos económicos junto a un importante grado de PPP, sostenidos por una institucionalidad robusta, pueden producir mejoras notables en amplios campos de infraestructura y energía. Este sistema no opera sin dificultades o problemas de sostenibilidad, aún en países con bajo riesgo político-contractual y en los que existen críticas recientes en varias dimensiones (véase, por ejemplo, Helm (2009) para algunos aspectos del caso británico), pero aún así las ganancias respecto de prácticas anteriores han sido visibles. Pero las nuevas debilidades o necesidades de adaptabilidad del esquema aparecen frente a la emergencia de otras fallas de mercado -distintas de las que atiende la regulación por incentivos-, como son los problemas ambientales y de baja capacidad de pago de la población. A estos retos se suma (de modo particularmente interrelacionado con los temas ambientales globales) la necesidad de producir un cambio drástico en la matriz energética (hacia fuentes no renovables y capital intensivas). Dado que el esquema regulatorio que inspiró el paradigma vigente en los 90 en la Argentina no enfrentó estos aspectos se requiere, en un extremo de mínima, un reconocimiento explícito y adaptación del mismo a estos desafíos o, en el otro extremo de máxima, una mayor intervención estatal que –aún utilizando mecanismos de incentivos económicos- no descansa ciegamente en la capacidad del esquema “nominalmente” vigente en la Argentina para dar respuesta a los cambios requeridos. Esta respuesta está en la necesidad de provocar un viraje en la estructura de la matriz energética, incorporar cuantiosas inversiones en energía e infraestructura que además manejen la adaptación a una economía de bajas emisiones de gases de efecto invernadero y se adapte al cambio climático, de un modo costo-efectivo y con una parte de la población que no va a estar en condiciones de pagar costos de oportunidad de la energía y el capital de infraestructura y que va a demandar subsidios transitorios y permanentes. Decir que una adaptación simple del paradigma de los 90s, (aún cuando pueda atender bien varios de los desafíos más importantes expuestos en el Cuadro 1), va a cumplir fácilmente con estos 3 retos (teniendo en cuenta que hay aspectos de seguridad que conllevan grandes riesgos si no se atienden bien los mismos) es, en algún modo y desde la opinión de este trabajo, un acto de fe con grandes riesgos de conducir a problemas futuros. Ello es así porque la evidencia tiende a mostrar que el esquema de los 90s tuvo dificultades para manejar adecuadamente la sostenibilidad energética (ver comentarios en Navajas, 2006a) y, ciertamente, para acomodar bien el problema de los subsidios al acceso y el consumo de grupos de baja capacidad de pago (ver al respecto comentarios en Navajas, 2008b). Ni hablar respecto del desempeño del paradigma de los 2000s respecto de estos 3 retos en donde la evidencia es clara en cuanto a su fracaso*

telecomunicaciones y correos, autopistas y carreteras bajo peaje, puertos y aeropuertos, etc.) y las reglas de funcionamiento y regulación pasiva de mercados competitivos adyacentes a estos segmentos de demanda cautiva o pertenecientes a diferentes mercados relevantes a los propósitos de defensa de la competencia.

La idea de senderos de transición abre a consideración cuestiones estratégicas de diseño de corto y largo plazo que deben estar bien definidas de antemano para conferirle la credibilidad que cualquier esquema requiere. La Figura 1 muestra una secuencia de decisiones que involucra cuestiones de “posición final” del esquema (tales como decisiones sobre las instituciones, el marco regulatorio y la normativa, el diseño de cuánto mercado y cuánta intervención o planificación va a introducirse en el sector energético, cuál va a ser la configuración final o meta de los precios y tarifas de la infraestructura y la energía) y por otro lado cómo y con qué reglas van a operar los mecanismos de transición. Esta secuencia, que acomoda decisiones de corto plazo apoyadas en instituciones y reglas de largo plazo, va a ser en lo esencial similar, pero en lo instrumental diferente, en cada uno de los sectores. Pero de la misma surge que se requiere que el diseño de políticas públicas tenga en cuenta las interacciones estratégicas importantes que se plantean en función de determinar la posición final del esquema y las decisiones en la transición, y que aún estas últimas puedan surgir de reglas lo más explícitas posibles que se acoplen adecuadamente con el esquema al que se quiera converger.<sup>5</sup>



<sup>5</sup> Se hace énfasis en estos aspectos interactivos entre corto plazo, transición y largo plazo porque se los considera cruciales para ganar consistencia y credibilidad (en los inversores y en la opinión pública y los grupos de interés). En ausencia de esta consistencia, las decisiones de corto plazo (aún cuando vayan en la dirección general de corregir los desequilibrios actuales) pueden incluir elementos que modifiquen las reglas de funcionamiento en un sentido que no sea compatible con lo deseable en cuanto a funcionamiento de largo plazo y de este modo se generen luego costos de corrección o cambios. Por ejemplo, la corrección de los subsidios a la infraestructura y la energía puede hacerse en base a tratamientos asimétricos transitorios entre capital o energía “vieja” y “nueva” tal que acomode más suavemente la convergencia de precios, junto a subsidios mejor focalizados a la demanda. Pero si este tratamiento transitorio introduce reglas permanentes que apartan los precios (también de modo permanente) de los costos de oportunidad de largo plazo (sean internacionales o domésticos), perpetúan mercados de “varios” precios de la energía que no convergen a un solo precio para demanda y oferta y consolida esquemas demasiado amplios de subsidios a la demanda, se van a estar produciendo cambios en la regulación que tal vez se aparten demasiado y con costos de reversión futura elevada de las mejores prácticas a las que se podría aspirar en ausencia del problema de transición (básicamente precios) que enfrenta la Argentina. Ello a su vez repercutiría negativamente, dada la menor calidad de reglas de funcionamiento a la que se arribaría, sobre los incentivos privados a la inversión.

### 3. TRES CASOS DIFERENTES

---

La interpretación de este trabajo es que existen diferencias importantes entre los tres problemas de apartamiento de reglas eficientes de formación de precios comentados arriba (es decir, precios de hidrocarburos, precios del mercado mayorista eléctrico y márgenes de transporte y distribución de gas natural y electricidad) que devienen o surgen a partir de distintas urgencias o diagnósticos y diferentes posibilidades y costos. Estas diferencias marcan un ordenamiento conformado, en un extremo, por las reglas de formación de precios de los hidrocarburos y, en el otro extremo, de las reglas de regulación de márgenes de transporte y distribución de gas natural y electricidad, con las reglas de funcionamiento del mercado mayorista en un término medio.

En primer lugar, la necesidad de revertir desbalances estructurales fundamentales entre oferta y demanda de hidrocarburos y de producir señales consistentes con cambios sustanciales en la estructura de la matriz energética hacen más costoso sostener apartamientos en las reglas de formación de precios de los hidrocarburos. El carácter transable de los productos también es otro aspecto cualitativo importante. La separación entre hidrocarburos “viejos” y “nuevos” a través de una regulación explícita de precios es más costosa de implementar (por ejemplo respecto de lo que puede hacerse en los otros dos casos) tanto por cuestiones tecnológicas y de control regulatorio, así como de propiedad del capital. Finalmente, y como se comenta en la próxima sección, las experiencias internacionales de desarticulación de la segmentación entre precios viejos y nuevos ha llevado tiempo, pero ha marchado a reglas de precios eficientes.

En el otro extremo, las reglas de fijación de tarifas de transporte y distribución de gas natural y electricidad podrían acomodar mejor apartamientos de las reglas de formación eficiente de precios, dado que la separación de hecho entre capital viejo y nuevo se apoya en una reestructuración económica y financiera de los activos preexistentes. Aquí la aplicación de regulación por tasa de retorno sobre activos preexistentes y de remuneración eficiente de nuevas inversiones puede acomodar la transición y converger más lentamente a un nuevo régimen con reglas eficientes. También, la presencia de propiedad estatal en algunos de estos activos puede ayudar a una segmentación regulatoria entre capital viejo y nuevo, y lo mismo ocurre con la provisión pública para proyectos, sectores o segmentos de demanda en donde la provisión privada no se va a movilizar rápidamente. Finalmente, la experiencia internacional en materia regulatoria documenta bien la coexistencia regulatoria de activos nuevos y viejos. El punto a tener en cuenta es el de la convergencia a largo plazo. Mientras que la alternativa a una segmentación (es decir retornar en cambio a reglas que valoren los activos “viejos” a costo de oportunidad y remuneren dicho capital igual que el “nuevo”) no parece razonable en función del salto en los precios y la generación de ganancias de capital a accionistas que compraron activos a precios bajos, también debe tenerse en cuenta que precios muy bajos de la infraestructura (por el peso histórico de capital viejo) tienen una contrapartida de ineficiencia en cuanto al dimensionamiento y uso de la infraestructura.

En el medio de los dos casos anteriores se encuentra el mercado mayorista eléctrico, en donde se combinan urgencias y necesidades de resolver desbalances estructurales en la capacidad de generación y colaborar con la transformación de la matriz energética junto a la existencia de heterogeneidades en la tecnología (hidro vs. térmica) y en la propiedad (estatal vs. privada) que establecen la presencia distintiva de capital y energía “vieja” y “nueva”. Esto da lugar a un

conflicto a resolver entre, por un lado, el uso necesario de estas diferencias para acomodar una transición de precios (de oferta y demanda) hacia valores sostenibles y eficientes y, por el otro, la implementación en algún plazo de precios uniformes de la energía eléctrica para todos los oferentes y demandantes. Según la resolución de este conflicto, la “posición final” del esquema regulatorio del mercado eléctrico mayorista se debate entre dos estados posibles. Por un lado, la segmentación de la oferta entre energía vieja y nueva de modo permanente, lo que puede implicar el abandono de reglas de mercado a favor de la introducción de regulación explícita de tipo costo-plus o por tasa de retorno de algunas unidades de la oferta.<sup>6</sup> Por otro lado, la convergencia a reglas de precios uniformes para ambos segmentos (demanda y oferta) y todos los agentes sean demandantes u oferentes. Claramente las consecuencias en materia de ajuste de precios en la transición son diferentes en ambos casos, como lo son también las transferencias de rentas de eficiencia a los operadores privados que se van a ocasionar<sup>7</sup>, lo que amerita un estudio detallado para simular el desempeño de ambos esquemas en la práctica. Por último, la experiencia internacional disponible sobre estas segmentaciones entre energía vieja y nueva en generación eléctrica no es muy abundante. La referencia ahora más en boga en el medio local es la experiencia reciente de la reforma de Brasil en 2004, que distingue entre generación nueva y vieja. Pero, como se argumenta en la próxima sección, la lectura apropiada de la experiencia brasilera muestra diferencias importantes de contexto y de contenido que no la hacen estrictamente aplicable a la situación y disyuntivas que se plantean en la Argentina.

---

<sup>6</sup> Esto provendría, por ejemplo, de una segmentación de la oferta pública de generación (aproximadamente un 26% de la capacidad, incluyendo la de propiedad provincial) con precios de referencia, la oferta privada de generación hidráulica y generación térmica con precios basados en regulación por tasa de retorno, y la generación térmica “vieja-nueva” de los esquemas de energía plus y energía distribuida siguiendo un esquema similar y en función de los contratos preexistentes.

<sup>7</sup> Un mecanismo lento y parsimonioso de separación entre energía vieja y nueva que lleve a una convergencia a muy largo plazo en función del reemplazo del capital viejo por el nuevo va a implicar una secuencia más suave de precios que cualquier mecanismo que “apure” la convergencia a precios uniformes. Además, en este último caso se van a producir transferencias de rentas de eficiencia a operadores privados de energía vieja (en particular en generación hidráulica) que pueden encontrar resistencias en su aceptación. Las transferencias que reciba la oferta pública de generación no es motivo de preocupación porque puede ser fácilmente capturada y reasignada para fondos específicos destinados a subsidios a los hogares (tarifa social) o a las empresas privadas o públicas (financiamiento de generación de energía renovable).

## 4. MECANISMOS TRANSICIONALES: AD-HOC VERSUS BASADOS EN REGLAS

---

El diseño del sendero de transición regulatoria en general y de precios en particular es una materia obligatoria en la redefinición de las políticas públicas en estos sectores. Excepto que se instrumente un “big-bang” desregulatorio que opere en un lapso relativamente corto, y que resulta difícil de imaginar dado que enfrentaría problemas de sostenibilidad en el caso de los precios de la energía por la magnitud de los desequilibrios (que podrían hasta llevar a precios por encima de los valores de largo plazo), aparecen en todos los casos cuestiones referidas a cómo operan las transiciones y en particular su diseño en base a reglas explícitas y ayudadas también por mecanismos de mercado. Existe una diferencia muy importante entre, por ejemplo, un ajuste transicional de precios y tarifas ad-hoc y otro basado en reglas (“rule-driven”) y en mecanismos de mercado (“market-driven”). Estos últimos tienen la ventaja de guiarse por señales de mercado para la energía y el capital “nuevo” que no solo son costo-efectivos sino eficientes.

En consecuencia es deseable, como regla general, que todos los precios de la energía y el capital nuevos salgan de procesos licitatorios competitivos. El ámbito y detalles prácticos de estos procesos son algo diferentes para los tres casos recién reseñados pero la esencia es la misma. Son bastante naturales y fáciles de aplicar para la expansión de capacidad de generación eléctrica<sup>8</sup> (apoyado por la experiencia brasilera post 2004) y para la expansión de transporte de gas y electricidad. Deberían extenderse más intensamente al sector de hidrocarburos para que los esfuerzos de exploración y producción con nuevas tecnologías surjan de llamados abiertos y transparentes y no de negociaciones bilaterales entre el gobierno y los concesionarios o contratistas. Igualmente deberían abrirse y transparentarse en las expansiones en distribución de gas y electricidad.

En cuanto a las reglas de ajuste de la energía y el capital “viejo” deberían operar criterios explícitos, transparentes y suficientemente preanunciados. Mientras que las licitaciones de energía vieja (como en el caso de Brasil en generación eléctrica) no tienen una aplicabilidad fácil a un mercado en desequilibrio como el argentino, se deberían explorar en detalle otros mecanismos explícitos de transición. En el caso de la producción hidrocarburífera parece que los senderos de precios a la oferta son una opción dominante por la facilidad de comprensión y control a condicionalidades de desempeño, si bien podrían complementarse con permisos negociables para transferir unidades de producción entre yacimientos, áreas, pozos y entre empresa. En el caso del mercado mayorista eléctrico, y dependiendo de la disyuntiva respecto de la posición final o de convergencia, pueden provenir de ir haciendo converger en el tiempo los precios de la energía vieja a la nueva o de implementar un sendero de ajuste a los valores que resultan de una regulación de tasa de retorno para los segmentos que van a permanecer de modo casi permanente en el estado de energía vieja. Este último enfoque de convergencia a valores

---

<sup>8</sup> Como en el caso del capital viejo, en donde puede existir alguna segmentación de los precios durante la transición en función de la tecnología y propiedad, las licitaciones de energía nueva también pueden ser diseñadas para segmentar según tecnología o distinguir separadamente la expansión de energía no renovable. Esto ya ocurre en la práctica actual dentro del paradigma intervencionista con los diferentes procesos licitatorios que actualmente están en cabeza de la empresa estatal ENARSA.

regulatorios más sostenibles es el que surgiría en el caso del transporte y distribución de gas natural y electricidad.

## 5. VALIDACIÓN DE OPCIONES Y EXPERIENCIAS DE TRANSICIONES

En materia de energía, y dada la mezcla de participación público-privada observada en la Argentina y los marcos institucionales “nominalmente” vigentes, debería existir cierta tranquilidad sobre la capacidad de producir una convergencia regulatoria a buenas prácticas internacionales. Los elementos críticos aquí van a ser, como se dijo antes, las reglas de formación de precios a largo plazo y su correlato institucional, y la interfase entre la transición y ese régimen permanente. La introducción de instancias e instituciones de planeamiento energético, respecto de este marco heredado, parece inevitable no sólo por la lectura de algunos vacíos importantes del desempeño de los 90s, sino por la necesidad de promover y controlar cambios importantes en la matriz energética y anticipar desafíos ambientales a mediano y largo plazo. Más difícil de acomodar, dada la exitosa experiencia de la Argentina en los 90s, van a ser modificaciones -con instancias de planificación- en el sector eléctrico, a pesar de que existen al respecto prácticas y decisiones institucionales tomadas recientemente por otros países cercanos, como Brasil.<sup>9</sup>

En materia de infraestructura en general el panorama es más diverso en función del estado organizativo de los diferentes sectores y de que las prácticas internacionales son más variadas o están menos alineadas a reglas de mercado que en el caso del sector energético. Aquí resulta de gran relevancia la calidad del diseño y la gestión del sector público. La visión moderna de los elementos constitutivos de un esquema regulatorio para la provisión de infraestructura tiene como definición previa y anterior a cualquier discusión instrumental la separación de roles entre el sector público y privado y la definición de los roles indelegables del sector público. Estos últimos, se pueden resumir en la sigla “PERA” que involucran las actividades de Planificación, Evaluación (de proyectos), Regulación (de empresas y contratos) y Auditoría (legal, contable, financiera y económica).<sup>10</sup> Mientras que estas tareas recaen sobre el ejecutivo, el poder legislativo cumple un rol fundamental en la provisión de marcos legales estables. Por su parte, el rol del sector privado es colaborar con tecnología y administración eficiente tal que se asegure una provisión eficiente.

En las dimensiones de planificación, selección y evaluación de proyectos se trata de funciones del Estado que no varían demasiado en los distintos modelos de gestión (aún cuando en algunos

<sup>9</sup> En el caso de Brasil se llevó adelante, luego de la crisis de 2001 y a partir de 2004, una revisión importante en las instituciones del mercado eléctrico brasilero que significaron un apartamiento respecto de las instituciones de las reformas de los 90 en ese país y que se acercan más a la planificación energética. En los 90 el sector eléctrico funcionaba bajo la tutela del ente regulador de energía eléctrica (ANNE), el operador del despacho (ONS) y el mercado de energía (MAE). Los cambios en 2004 alteraron esta organización de modo significativo. Por un lado, se reemplazó el mercado de energía (MAE) (considerando que el mismo no funcionó como mecanismo idóneo para asignar señales correctas para la expansión de la capacidad de generación) por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a cargo de la administración de las contrataciones de energía por parte de distribuidores, y de llevar adelante subastas de energía en uno de los dos ambientes contractuales que se crearon (el Ambiente de Contratación Regulado, mientras que el otro es el Ambiente de Contratación Libre). Por otro lado, para implementar y controlar este proceso se crearon nuevos organismos vinculados a la planificación energética: el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE, a cargo, entre otras actividades, del seguimiento de la expansión del sector) y la Empresa de Pesquisa Eléctrica (EPE, a cargo, entre otras actividades, del planeamiento del sector y del dimensionamiento de las subastas de energía vieja y nueva).

<sup>10</sup> Ver al respecto el informe de la CAF (2009) sobre infraestructura.

países e instancias iniciales de reformas pro-mercado incorrectamente se haya pensado o promovido que la gestión privada podría prescindir de la planificación estatal). Un esquema de validación de mejores prácticas al respecto, puede apoyarse en lo que algunos trabajos recientes<sup>11</sup> proponen en cuanto a los componentes para las mejores prácticas al concebir la planificación de inversiones donde participen operadores privados (que, a nuestro juicio, también son relevantes cuando los prestadores son públicos).<sup>12</sup> Pero en lo referido a la administración y gestión pública de inversiones y servicios, los resultados dependen crucialmente de la posibilidad de asignar responsabilidades (y riesgos) a las empresas públicas. En efecto, dicha delegación es intrínsecamente problemática por cuanto una de las partes (el gobierno de turno), al tener autoridad estricta sobre la otra, puede modificar más fácilmente el “contrato” o las reglas de juego, restando las propiedades de incentivos deseadas en dicha delegación. Además, dentro del propio Estado, los problemas de agencia pueden ser enormes como producto de la dispersión de propiedad y las limitaciones del proceso político (que imponen serias restricciones en los esquemas de remuneración e incentivos a los agentes públicos en general). Así, debe procurarse la mayor institucionalidad tendiente a acotar dicha relación vertical de autoridad, limitando las facultades de los gobiernos de turno al exigir la participación del Congreso (de distintas formas), procedimientos transparentes, circuitos de análisis, etc.

La validación respecto de lo que hacen otros países de los esquemas de largo plazo en infraestructura y energía es importante a los efectos de asegurarse que la calidad de las políticas públicas va a ser comparable con buenas prácticas internacionales, si bien requiere cuidado respecto de la aceptación social de esos esquemas y de la transición a los mismos. Un tema diferente es la evidencia sobre experiencias de casos en los que se superaron distorsiones previas de precios para converger a algún esquema más eficiente. Esto es particularmente relevante e interesante en el caso de la energía, en donde -como se indicó anteriormente- se requieren fuertes correcciones de precios de los hidrocarburos y de la energía eléctrica.

Existen tres casos interesantes al respecto.<sup>13</sup> Dos de ellos, referidos al precio del petróleo y del gas natural en los EEUU en los años 70 y 80, muestran el uso de distintos mecanismos para hacer converger los precios de la energía “vieja”, sumamente distorsionados por años de controles de precios, a la energía “nueva”. El tercero es el caso del mercado eléctrico brasilero de años recientes, en donde se organizó un mercado de contratos a través de subastas de energía vieja y

---

<sup>11</sup> Véase por ejemplo Guash y Fajnzylber (2008) y Bitrán (2008).

<sup>12</sup> Estos incluyen 1) Planeamiento estratégico e identificación de proyectos por parte de ministerios sectoriales; 2) Filtro, priorización o coordinación del Ministerio de Finanzas (para tomar en cuenta las consecuencias sobre el endeudamiento público); 3) Agencia de participaciones público-privadas (PPP) que diseñe los contratos y convoque al sector privado; 4) Agencia reguladora independiente que controle el cumplimiento de los contratos; y 5) Monitoring o auditorías sobre el seguimiento ex-post de los impactos. Bitrán (2008), por su parte, también enfatiza la necesidad de separar la oficina que diseña y planea las PPP de la oficina que hace el control y seguimiento de los contratos, notando que por ejemplo en Chile -donde ello no ocurre- el Ministerio sectorial que regula los contratos no tiene incentivos a penalizar al concesionario por temor a dar una señal de que el diseño del contrato o la selección de la firma por parte del Ministerio estuvo mal hecha, de manera tal que, en los hechos, el ministerio sectorial se vuelve un socio de la concesionaria. Un trabajo reciente de Engle et.al. (2009) muestra problemas de desempeño en el caso chileno relativo a un elevado grado de renegociación contractual (una patología de la organización de provisión privada de infraestructura detectada previamente en Guasch et.al. (2004)) y sugiere que la introducción de cortes arbitrarios para la renegociación puede mejorar este desempeño.

<sup>13</sup> Un análisis profundo de estos casos y sus implicancias para el caso argentino se encuentra en un trabajo en elaboración realizado en colaboración con Santiago Urbiztondo y Walter Cont.

de energía nueva, partiendo de precios poco distorsionados (en relación a lo observado en el caso argentino). Estas experiencias son útiles a los efectos de ilustrar mecanismos o instrumentos concretos usados para resolver transiciones de precios de la energía formados bajo distorsiones a precios nuevos que reflejen condiciones de eficiencia y sostenibilidad. Pero su diseño y funcionamiento resulta de condiciones de entorno que son distintas al caso argentino, por lo que su utilidad resulta del aprendizaje sobre el uso, en la práctica, de mecanismos para la convergencia, más que de una fácil traslación al ámbito local.

## 6. REFLEXIONES FINALES

---

La Argentina tiene pendiente una cita con una amplia y ambiciosa normalización de sus políticas públicas, en el sentido que las mismas vuelvan a conformar a las mejores prácticas internacionales. En infraestructura y energía esto es notablemente cierto, y se requieren cambios rápidos que vayan en la dirección de restablecer las instituciones regulatorias, recomponer las señales de precios que reciben la oferta y la demanda, atraer a la inversión privada, resolver desbalances estructurales y de corto plazo y racionalizar las transferencias y subsidios acotando estos últimos a programas mejor focalizados.

Pero aún cuando se desee conformar nuestras políticas a las mejores prácticas internacionales en la materia ello no es factible en el corto plazo, porque su aplicación inmediata daría lugar a saltos de precios de la energía que generarían impactos difíciles de procesar. Ergo, la Argentina tiene lo que se dice un problema de transición. Ese problema es mucho más que definir un sendero de ajuste de precios. Más bien, un sendero de ajuste que actúe sin reglas de formación de precios de largo plazo es un inconveniente para la credibilidad del nuevo esquema. La definición del esquema de formación de precios de largo plazo a que se aspire resulta entonces un elemento central que no puede ser soslayado.

La consistencia entre las reglas de largo plazo y el diseño del esquema de transición resulta crucial. Pero enfrentar un problema de transición –por la magnitud de los ajustes- no sólo va a ser inevitable, sino que su manejo va a ser determinante en la forma final del esquema regulatorio y del desempeño sectorial.

En este sentido existen diferencias importantes entre infraestructura y energía. La tarea más crítica en el campo se encuentra en la convergencia de los precios de la energía.

En un extremo se encuentran los precios de los hidrocarburos, que deberían converger inmediatamente a valores internacionales o de equilibrio del mercado doméstico para el petróleo y el gas nuevo, junto con el anuncio de un sendero que en pocos años restablezca precios de referencia regionales o de frontera para todas las cuencas. Al mismo tiempo se va a requerir una redefinición de los impuestos y regalías (government take) que elimine mecanismos distorsivos y que aliente la exploración y producción a gran escala.

En el otro extremo, los sectores de transporte y distribución de electricidad y gas natural, que pueden acomodar mejor una segmentación entre capital “viejo” y “nuevo”, deberían adaptar sus tarifas dentro del restablecimiento de una contabilidad regulatoria que se apoye necesariamente en una regulación inicial por tasa de retorno que luego se adapte para recuperar incentivos a la eficiencia productiva.

En el medio de estos dos casos se encuentra la formación de precios en el mercado eléctrico mayorista, lo que implica tomar una decisión respecto del restablecimiento a largo plazo de un precio único y uniforme para oferentes y demandantes, y luego definir el contenido y la duración de la transición al largo plazo. En la transición toda la energía nueva debería venir determinada por procesos licitatorios que pueden estar inspirados en el caso brasilero, pero los precios de la energía vieja deberán estar atados a reglas de convergencia. El mecanismo de transición va a tener que atender dos dimensiones críticas. En primer lugar, una rápida convergencia de los

precios promedio de demanda y oferta (hoy separados por una relación de 1 a 2) –de modo de cerrar el déficit sectorial- y luego sostener este balance en función de los ajustes dinámicos provenientes de la convergencia de los precios del gas natural para generadores (hoy separados de los precios de frontera por una relación de 1 a 2.3) y de los precios de ingreso de energía nueva a ser determinados por las licitaciones. En segundo lugar, el “cierre”, parcial o total, de las diferencias de precios entre distintos segmentos de oferta y demanda, dependiendo de la regla de formación de precios a que se aspira llegar al final de la transición. Esto último requiere una simulación detallada para evaluar impactos sobre los precios finales de la demanda, incorporar mecanismos que diluyan los mismos para grupos vulnerables o de bajos ingresos y tratar cuestiones relativas al manejo de beneficios imprevistos (windfall profits) de los oferentes públicos y privados (en particular hidrogenadores).

Aún cuando lo más probable, entre las opciones que enfrenta la Argentina, es el surgimiento de alguna variante que adapte las reglas de los 90 a una mayor demanda de planificación energética e intervención estatal (que va a ser una norma de las corrientes regulatorias que vienen) la recomendación de este trabajo es que las reglas de largo plazo de formación de precios de la energía no sean ambiguas y se definan rápidamente hacia criterios de eficiencia. Ello no quita que haya (más bien se necesitan) mecanismos de transición y de amortiguación de impactos a través de subsidios focalizados. Varios de estos mecanismos de subsidio (como la tarifa social) no van a ser transitorios sino permanentes, dados los parámetros sociales del país y los valores de escasez a los que va a tender la energía. Pero el armado de los mismos tiene que hacerse interfiriendo lo menos posible con la formación de precios de la energía, incluidos en los precios finales del gas natural y la electricidad.

## REFERENCIAS

---

Bitrán, E. (2008): “Reforming PPP in Infrastructure”, presentación Seminario WB en Lima, Julio.  
CAF (2008), *Caminos para el futuro. Gestión de la infraestructura en America Latina*, Reporte Anual, Corporación Andina de Fomento, Caracas.

Cont W., P. Hancevic y F. Navajas (2009), “Energy Populism and Household Welfare”, Documento de Trabajo de FIEL N°101, Octubre.

Engle E, R. Fisher, A. Galetovic y M. Hermosilla (2009), “Renegociaciones de concesiones en Chile”, *Estudios Públicos*, N°111 (verano 2009), pp.152-205.

FIEL (1999), *La Regulación de la competencia y de los Servicios Públicos*, Buenos Aires: FIEL.

FIEL (2009), “La inversión en infraestructura en la Argentina: necesidades y requisitos para un desempeño competitivo”, 45° Coloquio Anual de IDEA.

Helm D. (2009) “Infrastructure Investment, the Cost of Capital and Regulation: An Assessment”, *Oxford Review of Economic Policy*, 25 (3), pp 307-326.

Guasch J. L., J.J. Laffont and S. Straub (2003), “Renegotiation of concession contracts in Latin America”, mimeo, World Bank.

Littlechild S. (2002), “Regulators, Competition and Transitional Price Controls: A Critique of Price Restraints in Electricity Supply and Mobile Telephones”, London: Institute of Economic Affairs.

Navajas F., S. Urbiztondo, W. Cont y R. Moya (2005), *Inversión y Eficiencia Contractual ¿Qué hace distintos a los recursos naturales? Teoría y Evidencia para la Argentina*, Buenos Aires: Ediciones Manantial.

Navajas F. (2006a), “Energó-Crunch Argentino 2002-20XX”, Documento de Trabajo de FIEL No. 89, Octubre.

Navajas F. (2008a), “Infrastructure Integration and Incomplete Contracts: Natural Gas in the Southern Cone”, *Integration and Trade*, N°28, January-July, pp. 25-48

Navajas F. (2008b), “Anti-Equilibrio y Mercados Energéticos”, XLIII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, U.N. Córdoba, Noviembre.  
[http://www.aep.org.ar/anales/download/2008/mesa\\_navajas.pdf](http://www.aep.org.ar/anales/download/2008/mesa_navajas.pdf)

Navajas F. (2008c) (editor), *La Tarifa Social en los Sectores Públicos de Infraestructura*, Buenos Aires: Ed. Temas.

Urbiztondo S. (2003), “Renegotiation with Public Utilities in Argentina: analysis and proposal”, XXXVIII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, UNCuyo, Mendoza.  
<http://www.aaep.org.ar/anales/works/works2003/Urbiztondo.pdf>

Urbiztondo S. (2008), “Tarifa Social y Buenos Modales Regulatorios”, Capítulo 5 en Navajas (2008c) op.cit.

## **SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO**

104. Passenger Cars and CO2 Emissions: Assessing Global Impacts of a Convergence to Low-power. F. Navajas y M. Panadeiros. Octubre 2010.
103. Política Fiscal y Cohesión Social: El Federalismo Cuenta. M. Cristini, C. Moskovits, G. Bermúdez y D. Focanti. Junio 2010.
102. Informalidad Laboral en la Argentina. J. L. Bour, N. Susmel y P. Roccatagliata. Mayo 2010.
101. Energy Populism and Household Welfare. W. Cont, P. Hancevic y F. Navajas. Agosto 2009.
100. Acceso a Internet y desempeño académico en la Argentina: explorando la evidencia. M. Cristini y G. Bermudez. Diciembre 2008. Abril 2009.
99. Políticas para Mitigar Riesgos Sociales. El Caso de los Infortunios Laborales y el Desempleo. M. Panadeiros y N. Susmel. Diciembre 2008.
98. El Desempeño de los Sistemas de Capitalización Previsional en América Latina: Determinantes Estructurales y Regulatorios sobre la Competencia de las AFP. Sebastián Auguste y Santiago Urbiztondo. Noviembre 2008.
97. Financiamiento de la Infraestructura en la Argentina: lo que dejó la crisis macroeconómica. D. Artana y R. Moya. Noviembre 2008.
96. Adaptación Tarifaria y Tarifa Social: Simulaciones para Gas Natural y Electricidad en el AMBA. F. Navajas y P. Hancevic. Diciembre 2007.
95. Estructuras Tarifarias en el Servicio de Electricidad para Usuarios Residenciales. El Caso de las Provincias Argentinas. Walter Cont. Diciembre 2007.
94. El Shock de los Precios del Petróleo en América Central: Implicancias Fiscales y Energéticas. Daniel Artana, Marcelo Catena y Fernando Navajas. Agosto 2007.
93. El Mapa Económico de las Mujeres Argentinas (1998-2006). M. Cristini y G. Bermudez Abril 2007.
92. Are Latin-American Countries Decentralized? D. Artana. Marzo 2007.
91. El Sistema Argentino de Innovación (1980-2004): Evaluación y Propuestas. M. Cristini, G. Bermudez y F. Ares. Diciembre 2006.
90. ¿Qué Hace Diferente a las Aseguradoras del Resto de las Empresas? Una Propuesta General para Fortalecer el Mercado de Seguros. R. Moya. Diciembre 2006.
89. “Enero –Crunch” Argentino 2002-20XX. F. Navajas. Octubre 2006.
88. Privatization of Infrastructure Facilities in Latin America: Full Economic Effects and Perceptions. S. Urbiztondo. Julio 2006.
87. Gasto Tributario: Concepto y Aspectos Metodológicos para su Estimación. D. Artana. Diciembre 2005.
86. Fusiones Horizontales. W. Cont y F. Navajas. Diciembre 2005.
85. La Reforma del Sector Eléctrico en Colombia: Breve Análisis y Crítica Constructiva S. Urbiztondo y J.M. Rojas. Octubre 2005.
84. Transparencia, Confidencialidad y Competencia: Un Análisis Económico de las Reformas Actuales en el Mercado de Gas Natural Argentino. S. Urbiztondo, FIEL. Agosto 2005.
83. Proyecto Mundial de Internet: El Capítulo Argentino. FIEL e Instituto de Economía Aplicada (Fundación Banco Empresario de Tucumán). Noviembre 2004.
82. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina. F. Navajas y W. Cont. Septiembre 2004.
81. Las Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.
80. Las PyMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
78. Cables Suelos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia) E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.

76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R. Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Setiembre 2002.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. Octubre 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
68. Microeconomic Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
67. Una Educación para el Siglo XXI. La Práctica de la Evaluación de la Calidad de la Educación. Experiencia Argentina e Internacional. M. Nicholson. Diciembre 2000.
66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Setiembre 2000.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din . Junio 2000.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
62. El Control Aduanero en una Economía Abierta: El Caso del Programa de Inspección de Preembarque en la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina: M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Setiembre 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Boury Nuria Susmel. Junio 1997.
51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.
49. Una Propuesta de Tarificación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Setiembre 1996.
48. El Relanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M. Cristini. Diciembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Setiembre 1995.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.

42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Setiembre 1992.
33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.
32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
10. El Impuesto a la Tierra, las Retenciones y sus Efectos en la Producción Actual y la Futura. M. Cristini, N. Susmel y E. Szewach. Octubre 1985.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.

7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comercializados en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.

---

## **ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA**

---

**AACS - Asociación Argentina de  
Compañías de Seguros  
ABA – Asociación de Bancos de la  
Argentina  
ACARA – Asociación de Concesionarios  
de Automotores de la República  
Argentina  
Amarilla Gas S.A.  
American Express Argentina S.A.  
AMX Argentina S.A.  
Apache Energía Argentina S.R.L.**

**Banco CMF S.A.  
Banco COMAFI  
Banco del Chubut  
Banco Galicia  
Banco Patagonia S.A.  
Banco Sáenz S.A.  
Banco Santander Río  
BBVA Banco Francés  
Bodegas Chandon S.A.  
Bolsa de Cereales de Buenos Aires  
Bolsa de Comercio de Buenos Aires  
Booz & Company S.A.  
Brinks  
Bunge Argentina S.A.**

**Caja de Seguro S.A.  
Cámara Argentina de Comercio  
Campos y Asociados Comunicación  
Cargill S.A.C.I.  
Cauciones Seguros  
Cencosud S.A.  
Central Puerto S.A.  
Cervecería y Maltería Quilmes  
Chep Argentina S.A.  
Citibank, N.A.  
Coca Cola de Argentina S.A.  
Coca Cola FEMSA de Argentina  
Consejo Federal de Inversiones  
Corsiglia y Cía. Soc. de Bolsa S.A.  
Costa Galana  
CSAV Argentina S.A.**

**Dell Argentina  
Direct TV  
Distribuidora de Gas del Centro S.A.  
Droguería Del Sud  
Du Pont Argentina S.A.**

**Esso S.A. Petrolera Argentina**

**F.V.S.A.  
Falabella S.A.  
FASTA  
Farmanet S.A.  
Firmenich S.A.I.yC.  
Ford Argentina S.A.  
Fratelli Branca Dest. S.A.**

**Gas Natural Ban S.A.  
Grupo Carrefour Argentina  
Grupo Danone  
Grupo Linde Gas. S.A.  
Grimoldi S.A.**

**Hoteles Sheraton de Argentina**

**IBM Argentina S.A.  
Infupa S.A.  
Internet Securities Argentina SRL.**

**Japan Bank Internacional Cooperation  
Johnson Diversey de Argentina S.A.  
JP Morgan Chase**

**KPMG**

**Loimar S.A.  
Loma Negra C.I.A.S.A.  
Los Gallegos Shopping  
L'Oreal Argentina  
Louis Dreyfus Commodities**

**Mabe Argentina  
Magic Software Argentina A.A.  
Marby S.A.  
Massalin Particulares S.A.  
Mastellone Hnos. S.A.**

---

# **ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA**

---

## **Medicus**

**Mercado Abierto Electrónico S.A.  
Mercado de Valores de Bs. As.  
Merck Química Argentina S.A.I.C  
Metrogas S.A.  
Microsoft de Argentina**

**Neumáticos Goodyear SRL.**

**Nextel Communications Argentina S.A.**

**Nike Argentina S.A.**

**Nobleza Piccardo S.A.I.C.F.**

**OCA S.A.**

**Organización Techint**

**Orlando y Cía. Sociedad de Bolsa**

**Pan American Energy LLC**

**PBBPolisur S.A.**

**Pegasus Argentina S.A.**

**Petroquímica Cuyo SAIC**

**Petrobras Energía S.A.**

**Philips Argentina S.A.**

**Pirelli Neumáticos SAIC.**

**Prysmian Energía Cables y Sistemas de  
Argentina**

**Quickfood S.A.**

**Roggio S.A.**

**San Jorge Emprendimientos S.A.**

**SC Johnson & Son de Arg. S.A.**

**Sealed Air Argentina S.A.**

**Securitas Argentina S.A.**

**Sempre Energy International Argentina**

**Shell C.A.P.S.A.**

**Siemens S.A.**

**Smurfit Kappa de Argentina S.A.**

**Sociedad Comercial del Plata S.A.**

**Sociedad Rural Argentina**

**Sodexo Pass**

**Standard Bank**

**Telecom Argentina**

**Telecom Italia S.P.A. Sucursal Argentina**

**Telefónica de Argentina**

**Televisión Federal Argentina**

**Total Austral**

**Unilever de Argentina S.A.**

**Vidriería Argentina S.A.**

**YPF**