

Documento de Trabajo N° 82

**La anatomía simple de la crisis energética
en la Argentina**

W. Cont y F. Navajas



Fundación de
I nvestigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Buenos Aires, setiembre del 2004

Las opiniones del trabajo corresponden a los autores y no comprometen la opinión individual de sus miembros ni la de las Entidades Fundadoras o Empresas Patrocinantes.

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

Presidente:	Juan P. Munro
Vicepresidentes:	Víctor L. Savanti Juan Masjoan Luis Mario Castro
Secretario:	Franco Livini
Prosecretario:	Juan Manuel Forn
Tesorero:	Mario E. Vázquez
Protesorero:	Manuel Sacerdote

Vocales: Guillermo E. Alchourón, Alberto Alvarez Gaiani, Juan Aranguren, Juan Bruchou, José M. Dagnino Pastore, Carlos de la Vega (Presidente de la Cámara Argentina de Comercio), José M Gogna, Marcelo Lema, Silvio Machiavello, Francisco Mezzadri, Luciano Miguens (Presidente de la Sociedad Rural Argentina), Raúl Padilla, Aldo B. Roggio, Mariano Rossi, Santiago Soldati, Esteban Tackacs, Juan Pedro Thibaud, Amadeo Vázquez, Oscar Vicente, Julio Werthein (Presidente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), Federico Zorraquín.

CONSEJO CONSULTIVO

Cristian Beyer, Martín J. Blaquier, Alejandro Bulgheroni, José Gerardo Cartellone, Enrique Cristofani, Horacio De Lorenzi, Martín Del Nido, Jorge Ferioli, Rodolfo Ferro, Martín Fornara, Amalia Lacroze de Fortabat, Alberto L. Grimoldi, Juan Larrañaga, Pablo de Lazari, Eric Legros, Héctor Marsili, Antoni Peris Mingot, Roberto Philipps, Francisco Ponasso, Horacio Turri, Gustavo Valle, Gonzalo Verdomar Weiss, Mauricio Wior.

CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Manuel Solanet, Mario Teijeiro.

CUERPO TÉCNICO

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

Economistas Asociados: Walter Cont, Santiago Urbiztondo

Economistas Senior: Marcela Cristini, Mónica Panadeiros, Abel Viglione.

Economista Principal Dpto. Economía de la Educación: María Echart.

Economistas: Cynthia Moskovits, Ramiro A. Moya, Nuria Susmel.

Economistas Junior: Guillermo Bermúdez, Ezequiel Cabezón.

Investigadores Visitantes: Enrique Bour, Alfonso Martínez, Mario Salinardi, Enrique Szewach.

Asistentes de Investigación: S. Fernández Bocacci.

Asistentes de Estadísticas: A. Bour, M. Cotlar, R. Fernández, V. Djmal, A. Moscatelli, V. Mutuberría, N. Popouchado, L.A. Schupak

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

RESUMEN.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. REPRESENTACIÓN, DEFINICIONES Y MODELO DE CÓMPUTO	6
3. LA ANATOMÍA DE LA CRISIS ENERGÉTICA: ARTIMÉTICA SIMPLE	11
4. ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE OFERTA.....	15
5. ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE DEMANDA.....	17
6. SIMULACIÓN DEL DESBALANCE ENERGÉTICO PARA 2005-2006.....	21
6.1. CUESTIONES ESPECÍFICAS AL AÑO 2005	22
6.2. CUESTIONES ESPECÍFICAS AL AÑO 2006	24
7. CONCLUSIONES	25
REFERENCIAS:.....	32

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.

RESUMEN

Este trabajo propone un esquema de análisis de la crisis energética en los mercados interrelacionados de gas natural y electricidad en Argentina, que lleva a definir medidas de escasez de gas natural, brecha energética y déficit energético, y que permite descomponer los determinantes de la escasez de gas natural en nueve componentes de oferta y demanda. Con esta descomposición, se analizan los factores que llevaron a la crisis del verano-otoño de 2004, encontrándose efectos provenientes de las demandas de gas (principalmente industrial) y electricidad, de la escasez de agua para generación hidroeléctrica y de la evolución de la oferta de gas natural. Luego se identifican los factores que contribuyeron para que la crisis se atenuara o no se agravara en el invierno, incluyendo las medidas tomadas por el gobierno para racionar las exportaciones a Chile y las entregas de gas natural a la industria. El argumento oficial de asignar la responsabilidad de la crisis a la oferta de gas no se sostiene con los datos observados. Más bien la conclusión es que la oferta de gas cumplió un rol atenuante más que de causante de la crisis. Por otro lado, a partir de un análisis econométrico de los determinantes de la demanda, se identifica el papel del control de precios en la electricidad y el gas natural como responsable del crecimiento en la demanda de estos servicios. El crecimiento en la economía durante el último año y medio cumple más bien un rol secundario y de corto plazo. Finalmente la metodología es usada para simular bajo supuestos auxiliares la posible evolución del desbalance energético, concluyéndose que es probable que el mismo se mantendrá hasta fines del invierno del 2006 y su severidad estará sujeta a shocks o a la aparición de restricciones no incorporadas en el análisis.

1. INTRODUCCIÓN

Hacia fines del año 2003 existía en la Argentina poca preocupación sobre la eventualidad de una crisis energética, al margen de algunas opiniones que resaltaban el hecho de que la crisis contractual –y en particular el congelamiento tarifario por debajo de costos económicos– en los servicios públicos podía repercutir en la forma de cuellos de botella que podían conducir a situaciones de escasez en el sector energético.¹ Sin embargo, en ambientes especializados y en el mismo ámbito oficial, empezaba a percibirse que el congelamiento del precio del gas en boca de pozo podía conducir a una retracción de la oferta (relativa al intenso crecimiento de la demanda). El boceto de lo que después serían los Decretos 180 y 181 del Poder Ejecutivo Nacional (del mes de febrero de 2004) ya estaba siendo considerado, pero sin apuros, en el mes de diciembre. Y hacia fin de ese mes, el operador del mercado mayorista de electricidad (CAMMESA) produjo un paper de crisis que concluía que no se percibían problemas de energía hasta 2005, si bien podían ocurrir problemas de potencia localizados en el invierno y condicionales a la disponibilidad de gas.

Estas dudas sobre el eventual faltante de gas en invierno y la necesidad de empezar a “ajustar” el precio del gas en boca de pozo (y, en menor medida, el precio estacional de la electricidad para grandes consumidores) fueron superadas por los acontecimientos en el transcurso del largo, caluroso y seco verano de 2004, en el que se fue desarrollando un intenso y llamativo faltante de gas natural. Que falte gas en verano, cuando la demanda estacional es baja (y existe capacidad ociosa en los gasoductos) es un síntoma inesperado, similar a que un paciente empiece a tener fiebre a la mañana temprano, cuando se suponía que el pico debía hacerlo por la tarde o noche. Es un síntoma de alguna patología en cuanto al equilibrio o balance de los mercados energéticos.

El gobierno reaccionó en febrero del 2004 con los Decretos mencionados, sin tampoco apurarse demasiado en cuanto su reglamentación o puesta en práctica. Pero para entonces empezaba a ser evidente que mirar solamente el ajuste en el precio de gas en boca de pozo era demasiado poco y demasiado tarde para enfrentar las señales y la evidencia que se venían acumulando. Mientras que la corrección del precio del gas en boca de pozo podía tomarse como la primera –en una lista larga y todavía pendiente– de “remedios estructurales”, la crisis causada por la escasez de gas comenzó a acercarse a los titulares cuando se empezó a trasladar al sector eléctrico.² Aquí, un verano demasiado seco y cálido implicaba baja oferta de base (hidráulica) y alta demanda, requiriendo elevada respuesta del parque térmico y –para una programación con bajo fuel por razones técnicas y en particular económicas³– un mayor uso de gas natural. Mientras que algunas usinas térmicas que no habían acumulado fuel-oil o no podían cambiar hacia fuel oil (algunas aún localizadas cerca de yacimientos) sufrían racionamiento, la industria manufacturera enfrentaba

¹ Ver por ejemplo, Navajas (2003a,b).

² Aún así, a mediados de marzo de 2004 un artículo alertando sobre el problema (Navajas, 2004) conseguía con dificultad ser publicado porque no se percibía como relevante.

³ El congelamiento en el precio estacional de la energía eléctrica ocasionaba –y aún ocasiona– un déficit respecto del precio de mercado mayorista y acreencias (sobre CAMMESA) de los generadores que debían usar combustibles líquidos por falta de gas.

cortes de gas y electricidad (puntuales) y buscaba soluciones contractuales para garantizar el abastecimiento.

En la semana iniciada el 22 de marzo, CAMMESA intensificó un proceso de cortes selectivos a la industria y anunció una profundización para una semana más tarde de mantenerse las mismas condiciones. Las medidas consistían en empezar a arbitrar importaciones de energía eléctrica de Brasil y reducir exportaciones a Uruguay, reducir el voltaje en un 5% durante una semana, elaborar un programa de cortes selectivos a 30 grandes usuarios industriales y demorar la parada de mantenimiento de la central nuclear Embalse. En el ambiente del sector el faltante de gas fue identificado en el entorno de los 5 millones de m³ día (aproximadamente 5% del consumo) mientras que los indicadores de calidad (cortes) que se reportan en la página web del ENARGAS empezaban a registrar valores significativos. El 26 de marzo la Secretaría de Energía dio a conocer la Resolución 265 que reconocía que la situación de abastecimiento de gas al parque generador termo-eléctrico se transformó en ‘complicada’, dado que el mismo “no esta plenamente en condiciones de operar física y financieramente sobre la base de combustibles líquidos”.

La Resolución hizo una interpretación de la crisis basada en la debilidad de la oferta de gas (y en las inversiones) y usó (con interpretaciones hechas de modo algo parcial y conveniente) aspectos de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de Gas para instruir a la Subsecretaría de Combustibles a elaborar un “programa de racionalización de exportaciones y del uso de la capacidad de transporte” con la ayuda del ENARGAS, CAMMESA, los centros de despacho de las licenciatarias del servicio de transporte y distribución del gas y los despachos de los gasoductos no vinculados al transporte troncal. En síntesis, la Resolución suspendió la Resolución 131/2001 de la Secretaría de Energía (que establecía condiciones de automaticidad de las exportaciones, sujetas a determinadas condiciones) para prever un sistema de cortes a la exportación y modificó aspectos del reciente Decreto 181, poniendo a las exportaciones a la “cola” de todos los usuarios.⁴ Con una Disposición (N° 27) de la Subsecretaría de Combustibles, el 31 de marzo empezaron los cortes de gas natural a Chile.

Las cosas no quedaron ahí. Mientras que el faltante de gas natural –y los cortes a las exportaciones a Chile y la escasez para usuarios industriales– se profundizaban, el Gobierno puso en marcha una batería de medidas tendientes a evitar tener que declarar la emergencia energética, en particular luego de un informe de invierno preparado por el ENARGAS (ver ENARGAS, 2004). De este modo se puso en marcha una seguidilla sin precedentes de Resoluciones emanadas de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Planificación, que iban surgiendo a modo de “*trouble-shooting*” en respuesta a la dinámica del desbalance que se enfrentaba. En abril se dio curso al acuerdo de ajuste de precios del gas en boca de pozo con los productores a través de la Resolución 208 de la Secretaría de Energía y se crearon las condiciones para la constitución de fideicomisos para inversiones en transporte de gas natural a través de la Resolución 185 del Ministerio de Planificación. Mayo fue un mes todavía más activo en medidas que actuaban por el lado de la oferta y la demanda de los mercados de electricidad y gas. Por un lado, se puso en

⁴ El Art. 31 del Decreto 181 disponía que en caso de situaciones de crisis las medidas debían garantizar el suministro a los consumidores residenciales y comercios (primeros dos tramos de la tarifa SGP). La Resolución 265 incluye a todos los consumidores firmes (el tercer tramo de SGP, SGG, GNC firme, FT, FD) y a las centrales eléctricas, dejando afuera a los interrumpibles y a las exportaciones.

movimiento la operación para importar fuel oil de Venezuela, gas natural de Bolivia y energía eléctrica de Brasil. Por otro lado, se diseñaba un mecanismo para incentivar la reducción en el consumo de gas y electricidad (conocido como PURE, por Resolución 415 de la Secretaría de Energía). Al mismo tiempo, una nota (385) seguida de una Resolución (503) de la Secretaría de Energía amenazaba con intervenir en las transacciones de gas interrumpible para apropiarse de gas y redireccionarlo a usuarios firmes, a modo de ejercer presión sobre la ausencia de transacciones entre productores y distribuidoras de gas natural previstas por la Resolución 208 mencionada arriba. En el mismo mes el gobierno anunciaba una suba en las retenciones a las exportaciones de gas natural.

Frente a esta evidencia que se acumulaba el gobierno negó en todo momento la existencia de una crisis y al mismo tiempo osciló entre dos explicaciones favoritas: baja respuesta de oferta porque las empresas no hicieron las inversiones “requeridas” y fuerte crecimiento de la demanda de energía por elevado crecimiento económico y por una política de integración (exportaciones) equivocada. La “no-crisis” fue así “explicada” con absoluta prescindencia de las señales de precios emanadas de la intervención contractual iniciada en enero de 2002. En particular, el crecimiento de la demanda se explicaba, y se explica hoy, con total independencia de los precios directos y relativos, siguiendo una práctica a veces común entre no economistas, pero en este caso, además, conveniente para deslindar responsabilidades.⁵

La verdad es que los mercados energéticos son, desde un punto de vista económico, un ejemplo paradigmático de mercados interrelacionados. Por un lado, existen fuertes relaciones de sustituibilidad en la demanda de gas y combustibles líquidos, y por otro lado, existen relaciones verticales debido a que el gas natural es un insumo importante en la generación eléctrica.⁶ Que las elasticidades-precio de la demanda de energía no son cero o insignificantes es una evidencia largamente documentada en la Argentina (ver, por ejemplo, Banco Mundial, 1990; FIEL, 1995a) y, desde luego, a nivel mundial (Pindyck, 1979; Donnelly, 1987; Bacon, 1992). La Argentina post 2002 hizo otra “pesificación asimétrica” en el caso de los productos energéticos. Pesificó y congeló los precios de los 3 segmentos de gas y electricidad (producción, transmisión y distribución), mientras que dejó ajustar –sujeto a un mecanismo de control del precio del crudo– el precio de los combustibles líquidos, del GLP (supergas), de la leña, etc.

Entre los más importantes, los combustibles líquidos como el fuel oil/gas oil son los “referentes” para la sustitución y utilización del gas natural en la generación eléctrica y la industria mientras que el precio de la nafta en relación con el gas natural comprimido define la magnitud y

⁵ *Esta visión del Gobierno fue endosada por el Banco Central. En su informe trimestral sobre inflación del mes de abril (BCRA, 2004) el Banco afirmaba que (sic, p. 24):*

“Un importante cambio estructural desde fines de los 90 (explicado en gran medida por la irrupción de los autos a GNC), la inversión neta negativa durante la recesión de 1998-2002 y el cambio de precios relativos a la salida de la crisis, sumado a un ciclo hídrico muy seco durante 2004, han coadyuvado en incipientes faltantes de gas que provee el 48% de la energía del país, ya sea para uso directo o como insumo para la producción de energía eléctrica. Comparando el precio actual del gas con sus sustitutos más cercanos...se advierte que la demanda de gas es muy insensible a potenciales aumentos de precios. Por lo tanto, cualquier solución de mercado que intente resolver la escasez relativa de gas, deberá concentrarse en la oferta”.

⁶ *Las relaciones entre el gas y la energía eléctrica ha sido atendido con cuidado en la literatura sobre regulación y liberalización de los mercados en países con integración en ambos mercados como el Reino Unido. Ver por ejemplo, Newbery (2000).*

velocidad de la conversión del parque automotor hacia GNC. Los niveles deprimidos de los precios de la electricidad y el gas (en términos absolutos y relativos a los referentes) aportan de este modo un elemento decisivo para que la expansión de demanda sea intensa. En síntesis, desde un punto de vista económico, existen a priori sobradas razones para sospechar que el efecto de demanda tiene detrás el cambio de precios relativos post congelamiento tarifario.

El propósito de este trabajo es dilucidar cuantitativamente algunas cuestiones sobre las causas, el manejo y las perspectivas del desbalance en los mercados de gas natural y electricidad que se describió anteriormente. En la Sección 2 hacemos una representación de los mercados interrelacionados de electricidad y gas natural que nos permite definir la “crisis” como la que tuvo la Argentina a través de un desbalance entre los requerimientos de gas natural del sector eléctrico y la disponibilidad de gas natural para el mismo. Este desbalance puede descomponerse en efectos de demanda y de oferta en ambos mercados, incluyendo el intercambio comercial con países vecinos. Esto se lleva a cabo a través de un álgebra simple en la Sección 3. De este modo, es posible delinear la anatomía de la crisis de verano-otoño del año 2004 y testear de un modo simple los determinantes de la crisis y la validez de los argumentos mencionados antes. Al mismo tiempo, permite evaluar los factores determinantes de la descompresión o no agravamiento de la crisis durante el invierno de 2004. Las secciones 4 y 5 revisan los comportamientos del lado de la oferta de gas y de las demandas de electricidad y gas. En este último caso se realizan ejercicios econométricos para separar efectos precio e ingreso en la explicación de la evolución de la demanda de energía. La sección 6 muestra como el esquema de análisis propuesto puede –con simples modificaciones y supuestos auxiliares– utilizarse para realizar simulaciones de escenarios futuros, en particular mirando a los años 2005 y 2006. Finalmente, la Sección 7 extrae las principales conclusiones y plantea algunas extensiones del análisis.

2. REPRESENTACIÓN, DEFINICIONES Y MODELO DE CÓMPUTO

En esta sección se detalla el sistema de ecuaciones que definen los mercados de energía eléctrica y gas natural, buscando representar el balance en dos mercados interrelacionados. Por un lado se define, en el mercado de gas natural, un excedente disponible para ser usado por la generación eléctrica que surge de restar a la producción doméstica el intercambio comercial neto (exportaciones menos importaciones) y la demanda para usos distintos a la generación eléctrica. Por otro lado, se define la demanda de gas natural del sector eléctrico como la diferencia entre la demanda de energía eléctrica y la oferta no térmica incluyendo también el intercambio comercial neto. Existen otras restricciones adicionales auxiliares que están incluidas en la definición, tales como capacidad de transporte de gas y potencia de generación. El “balance” entre ambos mercados ocurre, en condiciones “normales”, cuando ninguno de los componentes de las demandas (de gas natural y energía eléctrica) sufre racionamiento (es decir las demandas nominales son iguales a las efectivas) y la diferencia entre la demanda de gas natural y la disponibilidad de gas natural para el sector eléctrico son cercanas a valores arbitrariamente bajos o nulos en verano y a valores normalmente programados para hacer interrumpible el suministro a usinas eléctricas y parte de la industria manufacturera en invierno (dadas las restricciones de transporte y la temperatura).

Gas Natural Disponible para la Generación Eléctrica como un ‘Exceso de Oferta’

Partiendo del mercado de gas natural se define a la demanda de gas, excluyendo a la demanda por parte de las generadoras eléctricas, como X_G^D , resultante de las demandas residencial X_G^R , de la industria X_G^I y para GNC X_G^{GNC}

$$X_G^D = X_G^D(p_G^R, p_r, Y^R, T) + X_G^I(p_G^I, p_i, Y^I) + X_G^{GNC}(p_G^{GNC}, p_g, Y^{GNC}, S^{GNC}) \quad (1)$$

Todas las demandas se definen en función de precios e ingreso. Adicionalmente, la demanda de gas natural por parte de usuarios regulados (principalmente residenciales) depende de la temperatura (T) y, en el caso del GNC entra de modo explícito el stock de autos convertidos (S^{GNC}). En la expresión (1), p_G es un vector de precios de gas natural formado con precios para distintos usuarios (usuarios regulados residenciales y comerciales p_G^R , usuarios industriales p_G^I , y usuarios de GNC p_G^{GNC}), p es un vector de precios que incorpora niveles generales de precios (el Índice de Precios al Consumidor y el Índice de Precios Internos al por Mayor, según corresponda por tipo de usuario) y precios de bienes relacionados (el precio del sustituto fuel oil para el caso de la industria y el precio de las naftas para el caso del GNC).

La oferta de gas natural disponible, sujeta a la capacidad de transporte, se escribe como:

$$X_G^{SD} = X_G^S(p_G, K_G) + I_G - E_G \quad (2)$$

donde X_G^S es la producción doméstica, que depende del precio del gas y de las inversiones pasadas (K_G), I_G son las importaciones de gas natural (de Bolivia) y E_G son las exportaciones de gas (a países vecinos, principalmente Chile).

La diferencia entre la oferta total de gas disponible (2) y la demanda de gas para usos distintos a la generación eléctrica (1), define la disponibilidad de gas para generación eléctrica X_G^E . Esta función viene, por construcción, determinada por los parámetros determinantes de (1) y (2) y puede verse que resulta ser una función creciente en el vector de precios del gas natural p_G y decreciente en el vector de efectos ingreso y de precios relacionados:

$$X_G^E(p_G, p, Y) = X_G^S(p_G) + I_G - E_G - X_G^D(\cdot) \quad (3)$$

De este modo, el volumen de gas natural disponible para generación puede verse como una función de exceso de oferta. En este segmento del modelo de mercados interrelacionados los efectos de sustitución, y por ende las distorsiones de precios directos relativos, aparecen visiblemente tanto por el lado de la demanda como de la oferta. El exceso de oferta que representa el gas natural disponible para generación va a ser menor cuanto menor sea el precio del gas natural en términos reales y en relación a sustitutos relevantes, mayor sea el nivel de ingreso que determina las demandas y menor el nivel de inversiones para sostener la oferta. A esto se agregan obviamente los intercambios netos con el exterior.

Gas Natural Requerido para la Generación Eléctrica como un 'Exceso de Demanda'

En el mercado de energía eléctrica, se define a la demanda total de electricidad (que incluye usuarios residenciales, comerciales, industriales y otros) como:⁷

$$X_E^D = X_E^D(p_E, Y) \quad (4)$$

donde p_E es el precio real de la energía eléctrica, se ignoran los sustitutos por simplicidad, e Y es el ingreso relevante para determinar la demanda. La oferta de electricidad se divide en tres grandes tipos: energía hidroeléctrica, nuclear y térmica (que es predominantemente a gas natural y puede ser sustituida parcialmente por fuel oil y gas oil en el caso de los ciclos combinados). Los requerimientos de electricidad por generación térmica, sujetos a la capacidad de potencia en el parque térmico, resultan, por definición, como un exceso de demanda:

$$X_{E,T}^S(p_E, Y, H) = X_E^D(p_E, Y) - X_{E,H}^S(H) - X_{E,N}^S + E_E - I_E \quad (5)$$

⁷ En este bloque se especifica y luego estima la demanda agregada de electricidad dado que no se cuenta con datos desagregados por tipo de usuario para las frecuencias utilizadas.

donde $X_{E,H}^S$ es la generación hidroeléctrica (que depende del ciclo hídrico H), $X_{E,N}^S$ es la generación de energía nuclear, E_E es la exportación de electricidad (a Uruguay) e I_E es la importación de electricidad (de Brasil).⁸ $X_{E,T}^S$ depende negativamente de precio de la electricidad y de la disponibilidad de recursos hídricos (H) y positivamente del ingreso. Cuanto más bajo es el precio real de la electricidad mayor es el exceso de demanda que representa el requerimiento de generación eléctrica, para niveles dados de H e Y.

La generación térmica definida en (5) utiliza combustibles según una programación estacional aprovechando la abundancia relativa de gas en verano y utilizando fuel oil en el invierno. Un verano normal, definido para condiciones normales de hidraulicidad, implican un muy bajo o nulo uso de fuel oil. Entonces (5) menos el fuel oil programado es el requerimiento de gas para generación térmica.

Suponiendo que la “tecnología” agregada de generación térmica esta definida para funcionar con gas natural (por cuestiones de costo y eficiencia relativa) pero puede cambiar hacia fuel oil a un costo mayor y creciente (que incluye costos de logística) se define $\alpha_{E,G}^T$ al coeficiente técnico que determina cuántos metros cúbicos de gas se requieren para generar un MWh de electricidad. Así, el requerimiento de gas natural para generación es

$$X_{E,T}^D = \alpha_{E,G}^T X_{E,T}^S \quad (6)$$

Escasez, Brecha y Déficit de Energía

La representación de los mercados interrelacionados de gas natural y energía eléctrica se completa combinando las ecuaciones (6) y (3) que definen la existencia de escasez de gas para generación eléctrica Sh_G (en MMm3):

$$Sh_G = \begin{cases} X_{E,T}^D - X_G^E & \text{si } X_{E,T}^{DE} - X_G^E > 0 \\ 0 & \text{si } X_{E,T}^{DE} - X_G^E \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Esta variable es un indicador del desbalance que puede sufrir la programación eléctrica y los mercados interrelacionados de electricidad y gas, al hacer que el exceso de oferta de gas representado en la ecuación (3) no coincida –por razones coyunturales o estructurales- con el exceso de demanda de gas representado por la ecuación (6).. La variable Sh_G indica si (aún utilizando a plena capacidad la importación de gas y electricidad) es necesario recurrir a combustibles líquidos (fuel oil y gas oil) para cerrar el déficit térmico. Dada la posibilidad de descomponer Sh_G en diferentes componentes de demanda y oferta, utilizamos este concepto para

⁸ Esta importación, por la naturaleza de la matriz energética brasileña, va a ser también dependiente en cierto sentido del ciclo hídrico de la cuenca del Plata.

representar la anatomía del faltante de gas sufrido por la Argentina en el verano-otoño de 2004 y su evolución ulterior.⁹

Cuando Sh_G se mide a partir de variables “observables” como el consumo registrado y no a partir de variables “nocionales” como las demandas que se definen conceptualmente antes, es necesario tener en cuenta discrepancias debidas al racionamiento. En este caso, observar la escasez de gas para generación como desbalance en los mercados puede no ser suficiente y se requiere una medición más amplia que incluya el racionamiento de la demanda, debido a que Sh_G –medido sobre los consumos observados- puede ser llevado arbitrariamente a cero o a un valor “normal” con un racionamiento fuerte de la demanda de gas y de electricidad.

Siguiendo esta definición más amplia, nos referiremos a la existencia de una crisis energética cuando existe un desbalance en los mercados de gas y electricidad tal que Sh_G excede un valor de referencia predeterminado,¹⁰ y al mismo tiempo se producen racionamientos en la demanda de electricidad y en la demanda no eléctrica de gas natural, incluyendo el racionamiento de los contratos de exportaciones. En notación el desbalance o brecha energética resulta ser:

$$\text{Brecha Energética} = Sh_G + (X_G^{D,N} - X_G^D) + (E_G^C - E_G) + (X_E^{D,N} - X_E^D) + (E_E^C - E_E) \quad (8)$$

El segundo término, del lado derecho representa los cortes de gas natural a los usuarios no-eléctricos y es la diferencia entre la demanda nocional de gas y el consumo efectivo. Este corte es por faltante de gas (o de transporte) si $X_G^{D,N}$ es mayor (o igual) a la capacidad de transporte. En el verano-otoño (y en parte del invierno) de 2004 la restricción fue por faltante de gas. El tercer término del lado derecho representa los cortes a las exportaciones y es la diferencia entre los volúmenes (firmes) contratados $-E_G^C-$ y los efectivamente despachados. Los últimos dos términos se refieren a racionamiento en la demanda doméstica de electricidad, definido como la diferencia entre la demanda nacional de electricidad ($X_E^{D,N}$) y el consumo efectivo, –que no ocurrió en el caso argentino, excepto en un breve lapso y para usuarios industriales como se dijo en la Introducción– y a las exportaciones de electricidad –que se concentraron en contratos sin respaldo al Uruguay– (E_E^C).

Finalmente, el déficit del sector, que aproxima cuantos metros cúbicos de gas faltan para que el sistema energético integrado gas natural-electricidad sea autosuficiente, adiciona las importaciones de gas natural de Bolivia (I_G , dado que no se estuvo importando gas en los últimos años) y los acuerdos de importaciones de electricidad de Brasil (I_E) a la Brecha Energética:

⁹ *Un análisis de equilibrio en mercados interrelacionados implica endogeneizar los precios del gas y la generación eléctrica –incluyendo el impacto del precio del gas en el costo de generación– en las definiciones anteriores. Ver por ejemplo FIEL (1995b). Sin embargo, este procedimiento no es relevante para los propósitos de este trabajo, que se focaliza en evaluar el nivel y los determinantes del desbalance en mercados en donde los precios son exógenamente determinados por un control de precios.*

¹⁰ *Dependiendo del período estacional (verano, invierno) y con referencia a algún año normal. A los efectos de la medición, una alternativa puede ser el requerimiento de combustibles líquidos en un año previo a la crisis (por ejemplo, el año 2000 o el 2001).*

$$\text{Déficit} = Sh_G + (X_G^{D,N} - X_G^D) + (E_G^C - E_G) + (X_E^{D,N} - X_E^D) + (E_E^C - E_E) + I_G + I_E \quad (9)$$

Los conceptos de escasez, brecha o desbalance y déficit no son necesariamente equivalentes y pueden representar estados diferentes de los mercados energéticos. Normalmente, una crisis coyuntural puede llevar a una escasez o a una brecha leve debida a shocks transitorios de oferta (como H en la ecuación (5)) o demanda (como T en la ecuación (1)). Por el contrario, una crisis estructural refleja inconsistencias más profundas entre los precios, la oferta y la demanda. Finalmente, pueden haber casos o países (Chile en el pasado) que pueden resolver su problema de escasez energética con importaciones y tener déficit según la definición (9) pero no escasez o brecha.

3. LA ANATOMÍA DE LA CRISIS ENERGÉTICA: ARTIMÉTICA SIMPLE

Reemplazando las definiciones (1) a (6) en la ecuación (7) y sacando diferencias (Δ) se obtiene una ecuación con los nueve componentes que determinan el cambio positivo en la escasez:

$$\begin{aligned} \Delta Sh_G = & \alpha_{E,G}^T \Delta X_E^D - \alpha_{E,G}^T \Delta X_{E,H}^S - \alpha_{E,G}^T \Delta X_{E,N}^S + \alpha_{E,G}^T \Delta E_E - \alpha_{E,G}^T \Delta I_E \\ & - \Delta X_G^S - \Delta I_G + \Delta E_G + \Delta X_G^D \end{aligned} \quad (10)$$

Estos nueve efectos son

- (i) un crecimiento en la demanda de electricidad,
- (ii) una disminución en la generación hidroeléctrica,
- (iii) una disminución en la generación de energía nuclear,
- (iv) un aumento en las exportaciones de electricidad,
- (v) una disminución en las importaciones de electricidad,
- (vi) una disminución en la producción doméstica de gas natural,
- (vii) una disminución en las importaciones de gas,
- (viii) un aumento en las exportaciones de gas, y
- (ix) un aumento en la demanda gas (neta de la demanda de generadoras eléctricas).

Los efectos (i) y (ix) son cambios en la demanda de electricidad y gas natural para usuarios distintos de la generación eléctrica. Ambos efectos responden a su vez a cambios en los determinantes de las funciones de demanda ((1) y (4)). Los efectos (ii), (iii) y (vi) son efectos de oferta (shocks propiamente dichos o efectos controlados, por ejemplo, por salidas programadas). Por último los efectos (iv), (v), (vii) y (viii) pueden depender de las acciones del Gobierno Nacional (por ejemplo, acuerdos de provisión de energía o imposición de restricciones a las exportaciones de gas natural).¹¹ En la Tabla 3.1 se presentan los resultados de la descomposición de los efectos anteriores durante el primer semestre de 2004 (que incluyen el último mes para el que existe información disponible).¹²

Los datos de la Tabla 3.1 muestran la anatomía de la crisis en cuanto a los factores que operaron para crear subas en el faltante de gas para generación ShG respecto a condiciones normales, que para el período verano-otoño debería ser bajo o casi nulo. Entre marzo y abril se observa un ΔSh_G cercano a los 5 millones de m³ por día en consonancia con el número que circulaba en los medios. Sin embargo, como se ilustró al final de la Sección 2, el nivel de la escasez de gas para generación es sólo una parte del déficit que define la crisis energética, dado que al mismo tiempo se estaba racionando la demanda de gas (y sólo esporádicamente la de electricidad) y se estaban

¹¹ El efecto (vii) también puede deberse a condiciones de mercado. Dado que las exportaciones de gas natural se realizan principalmente por contratos y dada la situación de crisis actual, dejamos de lado la posibilidad de realizar nuevos contratos de exportaciones de gas natural en el corto plazo (por ejemplo, los próximos dos años) mientras la situación de crisis no se resuelva.

¹² Ver Anexo A para una descomposición de estos resultados en verano-otoño (enero-abril) e invierno (meses mayo y junio), y también para una comparación de los balances de gas natural y energía eléctrica con los de los años 2000 a 2002.

restringiendo exportaciones fundamentalmente de gas a Chile. Cuando se agrega a Sh_G los cortes a la industria por faltante de gas y los cortes de los contratos de exportación, el desbalance en el mercado de gas en el momento más duro de la crisis, que constituye la mejor aproximación a la crisis energética, llega a los 12 millones de m³ por día en abril y 23 millones de m³ en mayo, reduciéndose levemente a 22 millones de m³ por día en junio.

Tabla 3.1: Descomposición de la Crisis Energética entre el Primer Semestre del Año 2004 y el Primer Semestre del Año 2003.

			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
ΔSh (ecuación (7))	MMm3		5	2	152	124	297	343
	MMm3/día				5	4	10	11
Brecha (ecuación (8))	MMm3				276	354	703	647
	MMm3/día				9	12	23	22
<i>Restricción Industria</i>	MMm3/día				4	5.9	8.3	6.8
<i>Restricción Exportaciones</i>	MMm3/día				0	1.8	4.8	3.3
Déficit (ecuación (9))	MMm3				276	354	739	746
	MMm3/día				9	12	24	25
Descomposición de ΔSh								
ΔX_E^D	MMm3	(D)	193	88	164	56	205	291
$\Delta X_{E,N}^S$	MMm3	(O)	-60	-43	-42	18	83	6
$\Delta X_{E,H}^S$	MMm3	(O)	219	223	240	278	-22	7
ΔI_E	MMm3	(G)	26	7	53	2	-37	-46
ΔX_F	MMm3	(G)	4	39	35	37	62	36
ΔX_G^S	MMm3	(O)	-630	-610	-452	-408	-29	115
ΔI_G	MMm3	(G)	0	0	0	0	0	-53
ΔE_G	MMm3	(G)	158	161	50	-4	-85	-33
ΔX_G^D	MMm3	(D)	167	224	162	31	159	100
ΔX_G^R	MMm3	(D)	5	16	7	-9	187	60
ΔX_G^I	MMm3	(D)	120	159	108	2	-69	10
ΔX_G^{GNC}	MMm3	(D)	41	49	47	37	40	31
Resto								
Pérdidas Eléctricas y Bombeo	GWh		-13	-15	-12	-5	23	13
Pérdidas y Consumo Gas	MMm3		-77	-85	-58	118	-59	-90
Balance Gas MEM-SP	MMm3		15	14	15	3	-3	-4

(D) Factor de Demanda, (O) Factor de Oferta, (G) Factor de Control del Gobierno.
Elaborado en base a datos del ENARGAS, CAMMESA y Secretaría de Energía.

¿Qué llevó a la crisis del verano-otoño de 2004? La descomposición de los efectos permite identificar cuatro grandes efectos que se neutralizan y que son el crecimiento de las demandas de gas (principalmente industrial) y electricidad, el shock hídrico y la oferta de gas. Las exportaciones y el crecimiento de GNC juegan un rol importante pero de segundo nivel. Los datos del Anexo A confirman estos resultados, desde una medición temporal más agregada y comparándola con años anteriores.

La descomposición de la Tabla 3.1 permite observar que existieron efectos de demanda a través del consumo de gas y electricidad, si bien debe tenerse presente que existieron restricciones de demanda en gas natural. Ambos consumos de gas y electricidad produjeron adiciones importantes al desbalance. La demanda de electricidad fue intensa durante enero y marzo y volvió a elevarse en mayo y junio. El consumo de gas para usuarios distintos de generación eléctrica fue también intenso pero describiendo una patrón afectado por una dinámica de demanda que respondió a los cortes. La industria tuvo un comportamiento intenso en el primer trimestre para luego sufrir cortes a partir de marzo y que se observan en la Tabla 3.1 al revertirse su presión sobre el desbalance. El consumo residencial aumentó en mayo debido a la temperatura (lo que se revirtió en junio), mientras que el GNC creció de modo constante.

Por su parte, las exportaciones de gas contribuyeron al desbalance de los meses de enero y febrero por encima de la demanda de gas o de electricidad, pero se descomprimieron en marzo y luego fueron racionadas a partir de abril. Al ritmo que venían creciendo en el primer bimestre las exportaciones, resultaban un elemento desestabilizador en los mercados domésticos y sufrieron por lo tanto las consecuencias de las decisiones de racionamiento.

Al mismo tiempo, los datos de la Tabla 3.1 desmienten de modo contundente el argumento de faltante de oferta de gas doméstica y el “problema” de oferta que ha sido tan mencionado. Al momento de realizarse las acusaciones contra la industria, en los meses de marzo y abril de 2004, la evidencia muestra exactamente lo contrario. Durante todo el primer cuatrimestre la oferta de gas natural contribuyó a descomprimir el desbalance energético, aportando entre más de 400 y más de 600 millones de m³ adicionales por mes respecto del año anterior, una cifra superior a las adiciones de demanda y de exportaciones. Luego este efecto se atenúa en mayo y cambia de signo en junio. En contraposición, el verdadero shock de oferta existió en la generación eléctrica de base. En efecto, la baja hidráulica que venía sufriendo la Argentina restó entre 200 y casi 300 millones de m³ (equivalentes de gas natural) por mes durante en el primer cuatrimestre, alcanzando su pico en abril y luego revirtiéndose.

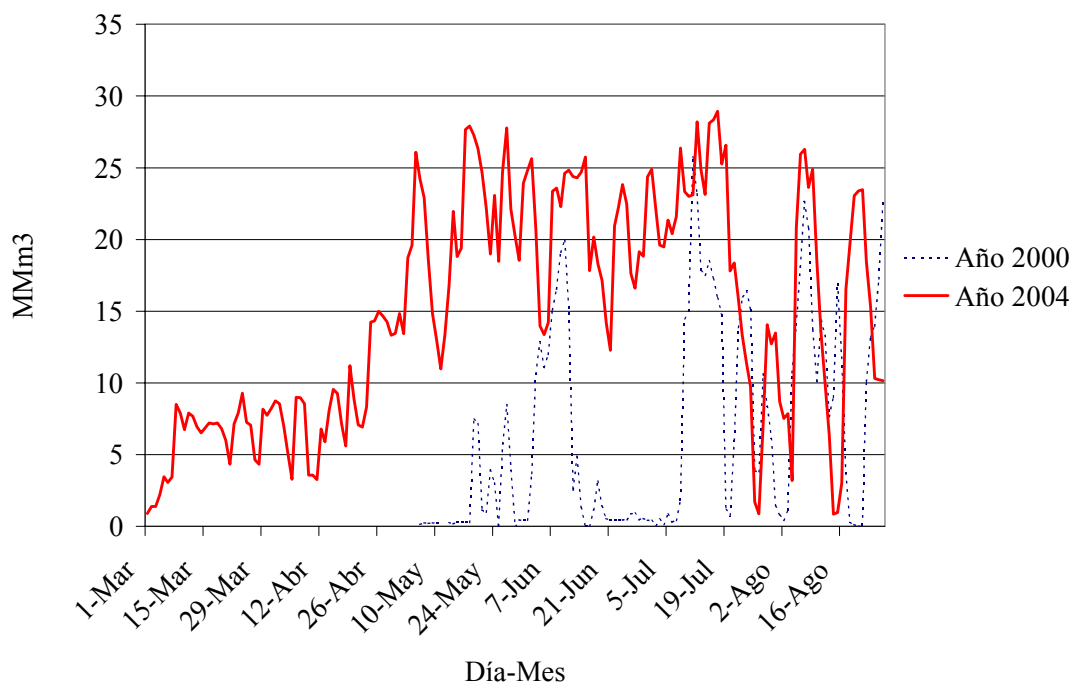
¿Qué contribuyó para que la crisis se atenuara o no se agravara en el invierno? Los datos de la Tabla 3.1 y del Anexo A indican un rol importante de las medidas tomadas por el gobierno para racionar las exportaciones a Chile y una reversión del shock hídrico.

Como se describió en la Introducción, a fines del mes de marzo comenzó a operar un *management* o administración de la crisis que buscó actuar en varios frentes. Dicha administración se centró en los cortes a las exportaciones, pero incluyó también la incorporación de importaciones de energía eléctrica de Brasil y el retraso de la parada de mantenimiento de la central nuclear. Los datos muestran cómo estos efectos empezaron a operar desde abril.

¿Cuán serio fue el faltante de gas para la industria? La referencia al faltante de gas para la industria se ilustra normalmente a través de los cortes efectivos. Sin embargo, éstos pueden no reflejar adecuadamente el exceso de demanda o el faltante de gas en el sector industrial. En contraposición, los indicadores de calidad de la página del ENARGAS dan una idea sólo aproximada e imperfecta de este fenómeno.

La Figura 3.1 reproduce una reconstrucción a partir de microdatos de los cortes registrados (en millones de m³ día) en la página del ENARGAS durante los años 2000 y 2004 (teniendo en cuenta que desde el año 2001 prácticamente no existieron cortes en invierno). En verano-otoño nunca se registraron cortes. Estos cortes son a partir de volúmenes requeridos y no corresponden con cortes efectivos, pero dan una idea de la estrechez del mercado de gas y del agravamiento y la descompresión ulterior de la crisis energética.¹³ En marzo los cortes se elevan a valores medios en el entorno de los 6.5 millones de m³ día hasta fines de abril cuando saltan a una media de 20 millones. Es decir que en marzo, aún cuando todavía no se habían realizado cortes a las exportaciones, el déficit o desbalance de gas superaba los 10 millones de m³, la mitad con cortes a la industria y la otra mitad en un faltante de gas para la generación eléctrica. Entre abril y comienzos de mayo, esta cifra más que se duplica cuando se agregan los cortes de gas a Chile (que llegaron a picos de 8 millones de m³ día) y mayores cortes a la industria.

**Figura 3.1: Cortes (Nominales) de Gas Natural.
Años 2000 y 2004.**



¿Cuánto del manejo de la crisis puede atribuirse a los incentivos al ahorro de energía? El efecto del programa para el uso racional (PURE) sobre el consumo residencial no se puede detectar en los datos presentados para el caso de la energía eléctrica. Para el caso del gas natural aparece un crecimiento en la demanda de gas regulado (comercial y residencial) mayor en los meses de mayo y junio que en los cuatro meses previos.¹⁴ El aumento constante en el consumo de GNC refleja un patrón esperable dada la ausencia de manejo de demanda en ese segmento, si bien los datos de conversiones registran una disminución.

¹³ Los cortes implícitos en la Tabla 3.1 aproximan a los cortes efectivos dado que están computados con respecto al crecimiento en las entregas de gas a la industria en los meses anteriores a la crisis.

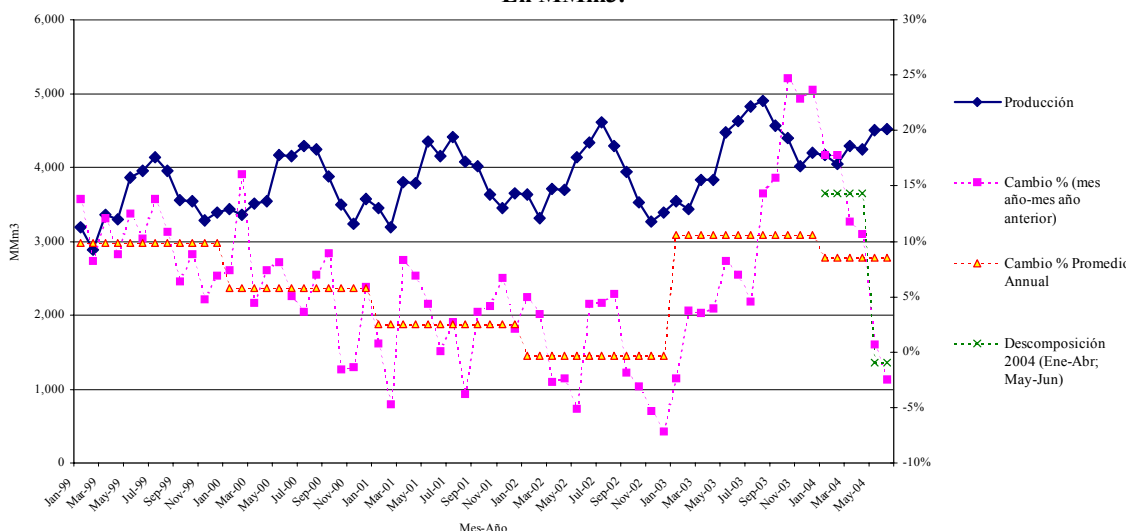
¹⁴ Este resultado puede explicarse en parte por la caída en dos puntos de la temperatura en mayo del 2004 respecto de mayo del 2003. La temperatura de junio es similar a la del mismo mes del año anterior.

4. ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE OFERTA

A partir de la información detallada en la tabla de la sección anterior se observa un freno en la producción de gas en el invierno del año 2004. Esto es llamativo porque es justamente el acuerdo detrás de la Resolución 208 la que debería haber mostrado una intensificación de la contribución de la oferta de gas. ¿Podrá haber sido el proceso de negociación con los productores un ámbito para un comportamiento coordinado para mover más lentamente la oferta? Esta pregunta es de difícil respuesta con los datos disponibles.

La Figura 4.1 presenta información disponible de la evolución de la oferta de gas natural.

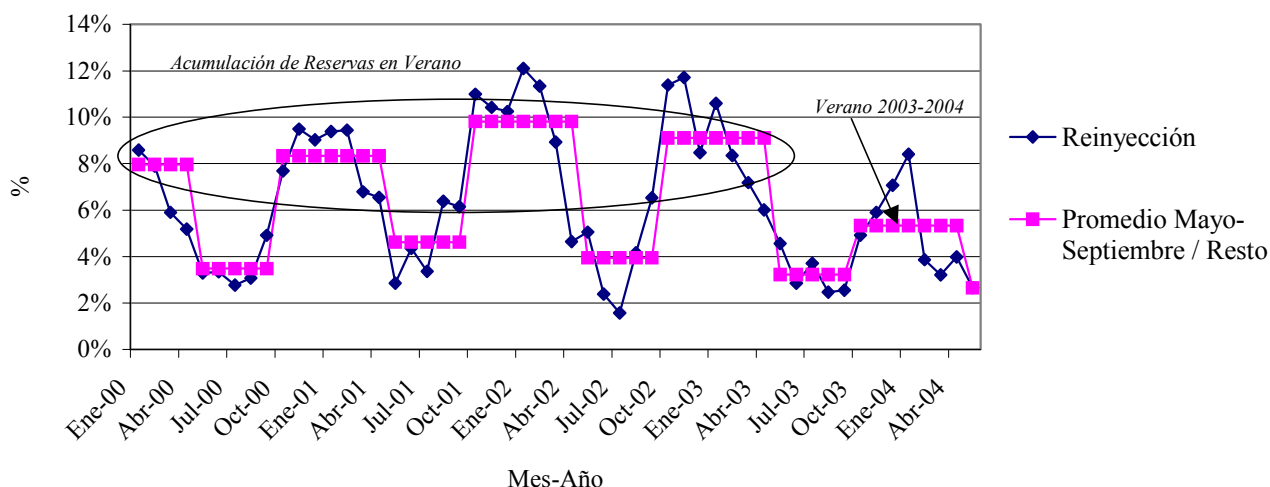
**Figura 4.1: Producción de Gas Natural (años 2000 a 2004).
En MMm3.**



En los años 1999, 2000 y 2001 la producción de gas natural venía creciendo a tasas del 10%, 6% y 3% (promedios anuales), respectivamente. El contexto inmediato anterior a la crisis macroeconómica es un “*slowdown*” en el crecimiento de la producción. En el año 2002 la tasa de crecimiento de la producción fue nula, mostrando tasas positivas en invierno y negativas en el resto del año. En el año 2003 la producción se recupera un 11% respecto del año anterior (y llegando a picos de 25% en los últimos tres meses del año). Este crecimiento se frena levemente durante el primer cuatrimestre del año 2004 y se hace nulo o negativo en mayo y junio del 2004.

Por otro lado, la Figura 4.2 muestra el proceso de acumulación temporaria o estacional de reservas (medido como la reinyección en formación como proporción de la producción de gas natural) en verano para tener mayor disponibilidad en invierno. Contrastando la información de esta Figura con la de la Figura 4.1 puede verse que el crecimiento en la producción durante la segunda mitad del 2003 viene acompañado de una reducción importante en la acumulación de reservas en el verano 2003-2004, por lo que no es sorprendente que la oferta doméstica de gas natural no se recupere en invierno, dado que parte de lo que define la oferta en esta estación del año (la acumulación de gas durante la estación de abundancia de gas natural) se gastó en verano.

Figura 4.2: Reinyección en Formación
(como Porcentaje de la Producción)



Si bien la información es muy preliminar, no existen indicios para argumentar que haya habido una contracción individual o colusiva de la oferta de gas natural. En primer lugar, durante el año 2003 la oferta creció significativamente (cuando no tenía por qué hacerlo en un escenario de precios deprimidos, a menos que fuese rentable). En segundo lugar, argumentar que “justamente” se realizaron recortes en la oferta de gas natural en el mes en el que se realizó el acuerdo con el gobierno y el mes siguiente, con precios más favorables, parece poco sostenible. En tercer lugar, explicar dicho freno en la producción como respuesta a la introducción de retenciones a las exportaciones de gas (realizada por el gobierno nacional luego del acuerdo con los productores), resulta poco creíble, máxime teniendo en cuenta el crecimiento observado en el año 2003 con los precios congelados (medida mucho más agresiva que una retención a las exportaciones con alicuota del 5%), y que se desaceleró la reinyección de gas en el verano 2003-2004 para ser inyectado en el sistema.

En conclusión, no da la impresión que la oferta se hubiera comportado colusivamente o que algún productor importante haya contraído individualmente su oferta, con un efecto significativo en la oferta total como para presionar sobre el precio en el mercado de gas. Queda, sin embargo, pendiente un análisis más detallado de estos aspectos, en particular respecto del rol de los oferentes en la redeterminación de los contratos en el segmento libre.¹⁵

¹⁵ Aquí no se analizan las condiciones competitivas del segmento upstream de gas natural. Ver un análisis detallado en Cont y Urbiztondo (2002) para el período 1993-2001.

5. ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE DEMANDA

En la Sección 3 se realizó una descomposición de los factores que determinaron la crisis en verano e invierno del año 2004. Un factor común en ambos casos es el aumento en la demanda total de electricidad y en la demanda de gas natural para usuarios distintos de la generación eléctrica.

En el cuatrimestre enero-abril, la demanda de ambos servicios aumentó 1,076 MMm³ (equivalentes) respecto del mismo cuatrimestre del año anterior, al tiempo que el déficit de gas natural aumentó 280 MMm³. Comparando con el mismo cuatrimestre del año 2001, el aumento en la demanda fue de 1,180 MMm³ frente a un aumento en el déficit de 187 MMm³. Por otro lado, en el bimestre mayo-junio, la demanda aumentó 748 MMm³ respecto del mismo cuatrimestre del año anterior, frente a un aumento en el déficit de 638 MMm³. Comparando con el mismo bimestre del año 2001, el aumento en la demanda fue de 494 MMm³, frente a un aumento en el déficit de 410 MMm³.

Dada la importancia de este factor en las medidas de escasez y desbalance o brecha de la sección 3, resulta importante analizar los determinantes del aumento en la demanda. En particular, interesa reconocer si dicho aumento se debe al crecimiento en la economía que lleva a un aumento en la demanda de energía (efecto ingreso) o si existieron otros factores (como el control efectuado sobre precios y tarifas de gas natural y electricidad) que pueden ayudar a explicar el aumento en la demanda.

A modo descriptivo, la Tabla 5.1 presenta un resumen de la variación en la demanda de electricidad y de gas (residencial-comercial, industrial y GNC) entre el año 2004 y el año inmediato anterior a la crisis macroeconómica.¹⁶

**Tabla 5.1: Variaciones de Demanda vs. Variaciones en Precios Reales e Ingreso.
Trimestre 2004 contra Trimestre 2001**

	Electricidad		Gas Natural Residencial y Comercial		Gas Natural Industrial		GNC	
	I-2004	II-2004	I-2004	II-2004	I-2004	II-2004	I-2004	II-2004
<i>Demanda</i>	9.1%	12.0%	6.6%	4.1%	23.6%	9.4%	65.6%	61.8%
<i>Precio Real</i>	-39.7%	-40.3%	-46.1%	-48.4%	-49.8%	-36.3%	-27.7%	-26.6%
<i>Ingreso</i>	-0.3%	0.3%	-1.9%	-0.7%	6.7%	4.7%	-1.9%	-0.7%

Fuente: CAMMESA, Secretaría de Energía, ENRE, ENARGAS y Cuentas Nacionales.

Al comparar los cambios en cantidades, con los cambios en precios e ingreso entre un trimestre del año 2004 y el mismo trimestre del año 2001 resulta claro para los tres primeros grupos

¹⁶ Ver Anexo B para definiciones de precios e ingreso.

(electricidad, gas natural residencial-comercial y gas natural industrial) que el aumento en la demanda no puede explicarse por el crecimiento de la economía, ya que comparado con el año 2001 el efecto es desdeñable. Con poca variación en el ingreso y mucha variación en las cantidades la explicación intuitiva debe buscarse en los precios.

Este resultado muestra la debilidad de adjudicar la responsabilidad de la crisis energética a un “shock de demanda”. Si bien esta afirmación sería correcta si la comparación de la Tabla 5.1 se realizara contra información del año 2003, las conclusiones y recomendaciones serían erróneas. Primero, argumentar que el aumento en el ingreso durante el último año es el causante del aumento en la demanda no explica por qué la demanda no cayó o cayó muy poco durante los dos años posteriores de la crisis. Las explicaciones “mecánicas” de un aumento en la intensidad energética en medio de una recesión no resultan plausibles. Segundo, este argumento (de corto plazo) esconde la dinámica de ajuste que arrancó a principios del año 2002, cuando se produjo un quiebre perceptible (ver por ejemplo, Navajas y Urbiztondo, 2004, y la Figura 5.1 para el caso de GNC). Por último, la Tabla 5.1 muestra “prima facie” una relación importante entre el aumento en las cantidades demandadas y la caída real en precios.¹⁷ El rezago en precios de la electricidad y gas natural ha cumplido un rol importante en el aumento de las demandas mencionado en la sección anterior.

Más allá de estas observaciones útiles, debe dejarse espacio al análisis econométrico para dilucidar estos interrogantes. Con la información disponible (resumida en el Anexo B) de las demandas de gas y electricidad se realizaron una serie de estimaciones de ecuaciones de demanda de electricidad, gas natural residencial-comercial y gas natural industrial. La Tabla 5.2 presenta la información de elasticidades precio e ingreso que pueden ser utilizadas para cuantificar cuánto del cambio en la cantidad demandada se debe a cambios en el ingreso o en precios.¹⁸

Tabla 5.2 : Elasticidades Ingreso y Precio de la Demanda de Electricidad y Gas Natural.

	Elasticidad Ingreso		Elasticidad Precio		$\Delta X/X$	$\Delta Y/Y$	$\Delta P/P$
	CP	LP	CP	LP	1° Semestre 2004 vs 1° Semestre 2001		
Electricidad	0.37	2.30	0.11	0.67	11%	0%	-40%
Gas Natural Res. y Com.	0.38	1.03	0.10	0.25	5%	-1%	-47%
Gas Natural Industrial	0.32	0.53	0.15	0.25	16%	5.7%	-43%

El segundo bloque de esta Tabla vuelca la información de la Tabla 5.1 para los consumos de electricidad, gas natural residencial y comercial, y gas natural industrial. Utilizando las

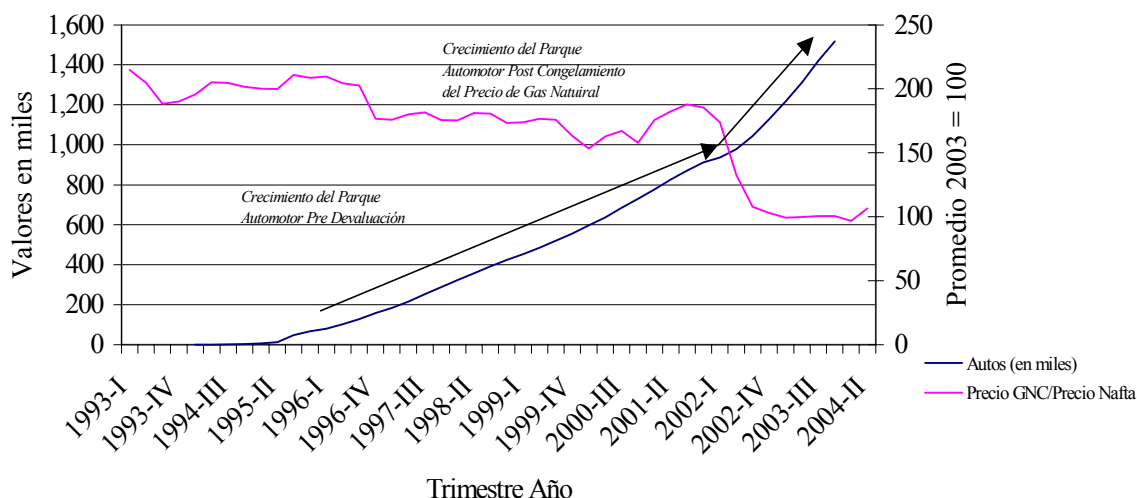
¹⁷ Por supuesto, otros factores pueden haber afectado la demanda de servicios energéticos, como la temperatura en invierno (para gas) o verano (para electricidad), los cortes forzados en las entregas de gas natural a usuarios industriales, etc.

¹⁸ Las regresiones se presentan en el Anexo B. Los resultados obtenidos están en línea con antecedentes de otras mediciones realizadas en la Argentina (por ejemplo, Banco Mundial, 1990, p.137 y FIEL, 1995a).

elasticidades precio e ingreso calculadas de un análisis de regresión puede verse cómo queda perfectamente explicada la variación en las cantidades consumidas (X) con los efectos precio (P) e ingreso (Y).

En el caso de GNC no quedan dudas que el factor determinante del crecimiento en la demanda de gas se debe a la conversión de automóviles a GNC (como muestra la Figura 5.1).

Figura 5.1: Automóviles Convertidos a GNC y Precio Relativo GNC/Nafta. Año 1993 a Primer Semestre de 2004.

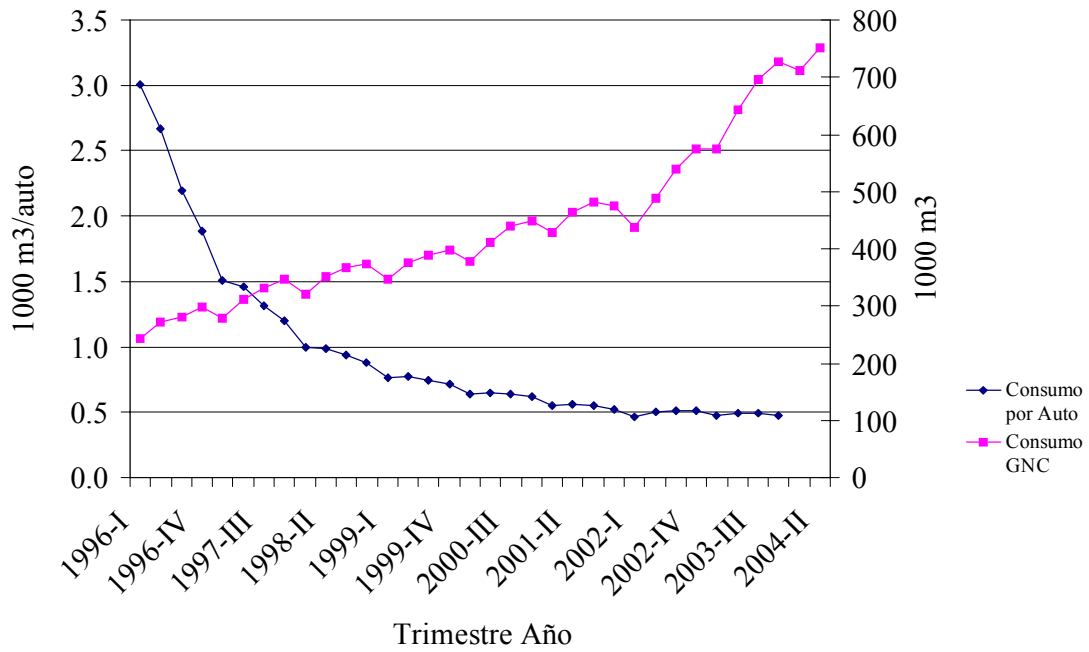


La conversión del parque automotor a GNC muestra tres etapas marcadas. La primera etapa corresponde a un tímido crecimiento hasta fines del año 1995 (2,800 automóviles por mes). En la segunda etapa, que va desde el año 1996 hasta el año 2001, la tasa de conversión cambió a un promedio de 11,700 automóviles por mes. Hasta el final del período de Convertibilidad, los precios relativos eran oscilantes, mostrando una leve tendencia decreciente.

En la tercera etapa a partir del año 2002, marcada por la fuerte caída en el precio relativo del GNC respecto de la nafta (del 29% comparando el precio relativo promedio 2002 y el promedio 2001, y del 45% entre promedios 2003 y 2001), producto principalmente del congelamiento del precio mayorista del gas natural, la conversión de automóviles de nafta a GNC pasó a tener niveles sin precedentes, creciendo a una tasa de 25,300 por mes (y llegando a promediar 34,600 automóviles por mes en el segundo semestre del año 2003).

Si bien un análisis de regresión no logra captar las variaciones del parque automotor con las variaciones de precios relativos, por haber mostrado la primera un crecimiento sostenido, la Figura 5.1 muestra claramente un quiebre en la tasa de conversión de automóviles a GNC con el cambio en precios relativos observado a inicios del año 2002. El mismo quiebre se detecta en el consumo de GNC (ver Figura 5.2), pero el aumento en el mismo no es tan marcado como en el número de conversiones por la mejora en la eficiencia de consumo de GNC.

**Figura 5.2: Consumo de GNC por Automóvil.
Años 1996 a 2003.**



6. SIMULACIÓN DEL DESBALANCE ENERGÉTICO PARA 2005-2006

El esquema de análisis presentado en las secciones anteriores puede ser utilizado para realizar simulaciones de la magnitud potencial de la brecha o desbalance energético, en particular mirando a los años 2005 y 2006. El análisis presentado tiene efectos ilustrativos de la metodología y es por lo tanto necesariamente parcial, al no incorporar todas las restricciones y efectos posibles. Por ejemplo, se deja de lado la dimensión fiscal de la crisis (costo fiscal de las importaciones, costo del desbalance de precios regulados y a pagar a generadores, etc.).

La variable central utilizada es la brecha energética que surge de la ecuación (8) de la sección 2. Esta medida corresponde al desbalance en el mercado de gas natural una vez descontadas las importaciones de gas natural de Bolivia y de electricidad de Brasil.

A continuación se detalla el método de estimación. Primero, se proyectaron las demandas de gas natural de usuarios residenciales, comerciales, industriales (para estos usuarios, se estimaron las demandas “nocionales”, es decir sin incluir restricciones sobre el consumo) y GNC, y por otro lado, la demanda total de electricidad. Para ello, se utilizaron los resultados de las regresiones de demanda del Anexo B, las proyecciones de *FIEL Macroeconomic Forecast* (para las variables de ingreso y precios) y las secuencias de precios de gas natural y electricidad resultantes de los ajustes realizados durante el año 2004. Para los dos años siguientes, se utilizaron las proyecciones previstas en el Acuerdo entre el Gobierno y los productores de gas natural (Resolución 208) y se realizaron supuestos relativamente conservadores de aumentos de precios mayoristas de electricidad (siguiendo los aumentos de precios de gas natural, los que supone que la máquina marginal en la oferta eléctrica es una generadora con gas natural). Se realizaron también supuestos conservadores de aumentos de márgenes de transporte de distribución para ambos sectores (aumentos de 15%-20% aplicables a principios del año 2005).

Por el lado de la oferta, se supuso que se mantiene constante la producción de gas natural hasta agosto del 2004 y una tasa de crecimiento de 2% en la producción a partir del mes siguiente. Se supuso un nivel de hidráulicidad, y por ende de generación hidroeléctrica, similar al promedio histórico (ajustando los niveles de la segunda mitad del año en función de los desvíos observados en la primera mitad del año 2004 respecto del promedio). Se mantuvo constante la generación nuclear, incluyendo las paradas programadas. Finalmente, se tuvieron en cuenta restricciones de capacidad de transporte de gas natural (incluyendo los aumentos de capacidad previstos para los años 2005 y 2006) y se consideró que no existen restricciones en la capacidad de transmisión de energía eléctrica.¹⁹

Al estar proyectando la variable definida de brecha en (8) como una medida de la crisis, se requieren supuestos sobre la evolución de las importaciones y exportaciones de gas natural y electricidad. En particular, se suponen importaciones de gas natural desde Bolivia por 3.7 MMm3 diarios durante el resto del año 2004, que aumentan a 4.7 MMm3 en los años 2005 y 2006. Adicionalmente, se asume que el gasoducto GasNea estará disponible a partir de mayo del 2006

¹⁹ Ver CAMMESA (2003).

transportando sólo 15 MMm³ diarios. Para simular la crisis, se supone que las exportaciones de gas natural a Chile no sufren cortes y que los contratos “nacionales” crecen un 10% en el año 2006. Finalmente, se supone una disponibilidad de 500 MW de electricidad de Brasil (lo que implica unos 360 GWh mensuales durante los meses de invierno), reduciéndose a la mitad en los meses de otoño y primavera.

Los resultados para el escenario Base, y tomando como referencia al año 2003, son una brecha energética equivalente a 2,953 MMm³ para el año 2004 (1,979 MMm³, un 67%, corresponden al primer semestre, de acuerdo con la Tabla 3.1), que equivale a 8.1 MMm³ diarios. Este volumen equivale a un 5.6% de la producción anual de gas natural, que debe “cerrarse” con restricciones al consumo, a las exportaciones o con generación eléctrica con combustibles líquidos. La brecha asciende a 3,912 MMm³ en el año 2005 (la brecha nominal es de 4,121 MMm³) y a 2,839 MMm³ en el año 2006 (la brecha nominal es de 3,048 MMm³), lo que equivalen a 10.7 y 7.78 MMm³ diarios, respectivamente.

La Figura 6.1 presenta la evolución mensual de la brecha energética para el año 2005 y la Figura 6.2 corresponde al año 2006. La línea azul gruesa corresponde al escenario base. En la Figura 6.1 se puede observar la necesidad de tomar medidas (uso de fuel oil o restricciones a la demanda de gas industrial o a las exportaciones a Chile) en todos los meses del año para paliar la crisis. En la Figura 6.3 se puede observar que la crisis, aunque no el problema de autoabastecimiento (déficit) de energía, estaría terminando a fin del invierno del 2006.

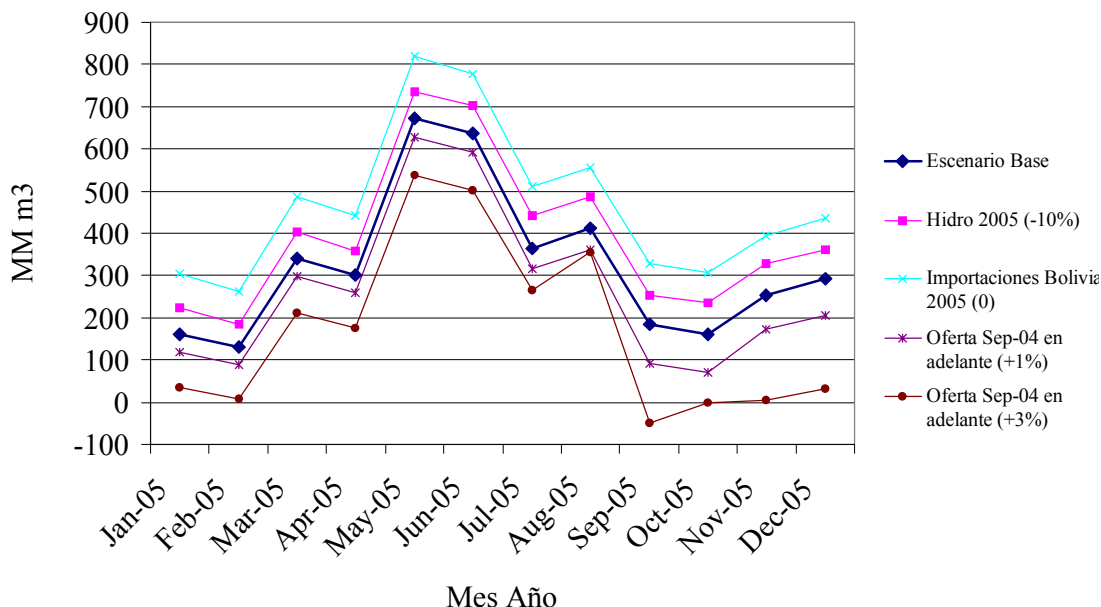
6.1. Cuestiones Específicas al Año 2005

Utilizando estos resultados como base, se realizaron una serie de ejercicios, a partir de supuestos sobre shocks en el año 2005, que se detallan a continuación.

1. Nivel de hidraulicidad del año 2005 es 10% inferior al promedio histórico

Un 10% menos de oferta de las generadoras hidroeléctricas, *ceteris paribus*, implica satisfacer la demanda de electricidad con generación térmica y entonces un fricción en el mercado de gas natural o un cierre de la brecha con combustibles líquidos. La brecha para el año 2005 es de 4,714 MMm³ (usando como referencia al año 2003), aumentando el requerimiento diario de gas natural o equivalente en 2.2 MMm³. La línea “Hidro 2005” en la Figura 6.1 muestra la evolución mensual de la brecha energética.

**Figura 6.1: Perspectivas de la Crisis Energética en el Año 2005.
Brecha 2005 - Brecha 2003.**



2. Se corta la provisión de gas natural de Bolivia

En caso de existir algún conflicto en la provisión de gas de Bolivia que impida el envío de gas natural hacia la Argentina, la brecha para el año 2005 cambia a 5,627 MMm3 (usando como referencia al año 2003), aumentando el requerimiento diario de gas natural o equivalente en 4.7 MMm3. La línea “Importaciones Bolivia 2005” en la Figura 6.1 muestra la evolución mensual de la brecha energética.

3. Oferta de gas aumenta un 1% o 3% adicionales

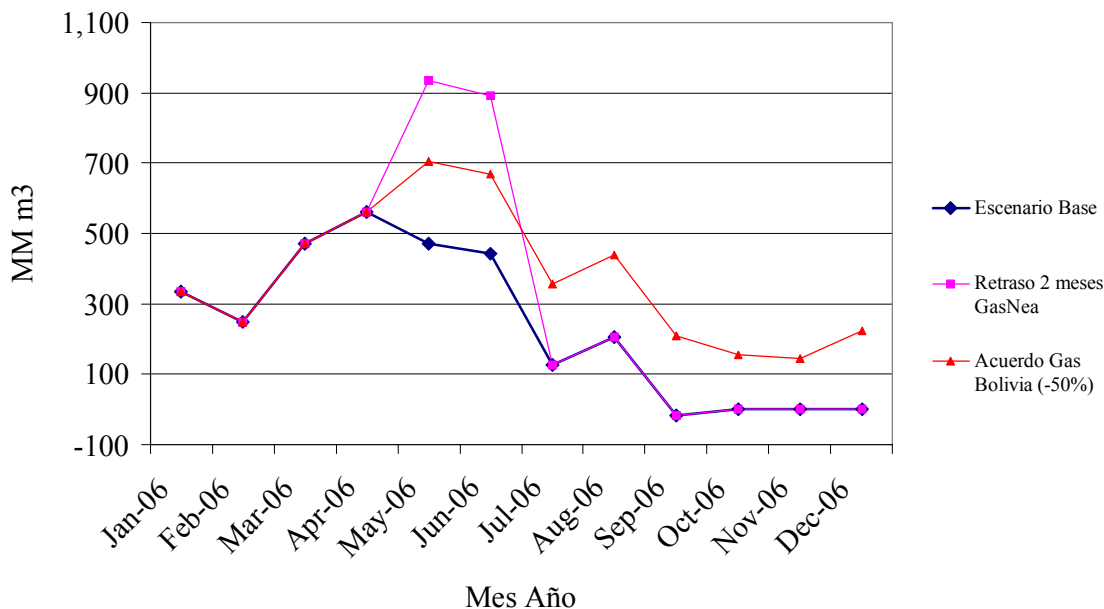
Este ejercicio tiene por objeto mostrar la importancia, dados los tamaños relativos del sector de gas natural y de electricidad, de lograr aumentar un punto porcentual la oferta de gas natural. Con un aumento de la oferta del 2% al 3% solamente, la brecha para el año 2005 se reduce a 3,205 MMm3 (usando como referencia al año 2003), reduciendo el requerimiento diario de gas natural o equivalente en 2 MMm3. Un aumento en la oferta de gas natural del 2% al 5% reduce dicho requerimiento en 5 MMm3. Las líneas “Oferta Sep-04 en adelante (+1%)” y “Oferta Sep-04 en adelante (+3%)” en la Figura 6.1 muestran la evolución mensual de la brecha energética para cada caso.

Es importante resaltar que en caso de lograr un crecimiento del 5% en la oferta de gas natural la crisis desaparecería en los meses de primavera y verano, para concentrarse solamente en el invierno del 2005. (En julio y agosto del 2005 estaría operando fuertemente una restricción en la capacidad de transporte de gas natural.)

6.2. Cuestiones Específicas al Año 2006

En esta sub-sección se realizan dos ejercicios para el año 2006, que tienen que ver con la oferta de gas natural de Bolivia.

**Figura 6.2: Perspectivas de la Crisis Energética en el Año 2006.
Brecha 2006 - Brecha 2003.**



1. Dos meses de retraso en la puesta en operación del gasoducto GasNea

En el primer caso, se indaga el impacto sobre la crisis energética de un retraso en la construcción del gasoducto GasNea, que lo hace operativo en julio del 2006, esto es, con un retraso de dos meses de la fecha supuesta en el escenario base (mayo de 2006). La brecha para el año 2006 cambia de 2,839 MMm3 a 3,754 MMm3 (usando como referencia al año 2003), aumentando el requerimiento diario de gas natural en 15 MMm3 durante esos dos meses (o un equivalente a un promedio de 2.5 MMm3 diarios en el año). La línea “Retraso 2 meses GasNea” en la Figura 6.2 muestra la evolución mensual de la brecha energética.

2. Disminución a la mitad de la oferta desde Bolivia para el gas natural transportado por GasNea

En caso de reducirse la oferta de gas natural de Bolivia de 15 MMm3 a 7.5 MMm3, por ejemplo, por un desacuerdo en el nuevo contrato, y suponiendo que el contrato por los anteriores 4.7 MMm3 diarios no es afectado, la brecha para el año 2006 cambia a 4,508 MMm3 (usando como referencia al año 2003). La línea “Acuerdo Gas Bolivia” en la Figura 6.2 muestra la evolución mensual de la brecha energética.

7. CONCLUSIONES

Este trabajo realiza una representación de los mercados interrelacionados de gas y energía eléctrica a los efectos de proponer un esquema de análisis de la crisis energética en Argentina. Luego de definir tres variables que resumen la magnitud del desequilibrio, Escasez, Desbalance o Brecha Energética y Déficit, se analizan los factores que llevaron a la crisis del verano-otoño de 2004, y los que contribuyeron para que la crisis se atenuara o no se agravara en el invierno.

En el caso de la crisis del verano-otoño de 2004 se identificaron tres grandes efectos que afectaron negativamente a la brecha y que son el crecimiento de las demandas de gas (principalmente industrial) y electricidad y el shock hídrico. Por otra parte, se identificó a la oferta de gas como un cuarto efecto de gran magnitud, que –contra las referencias del gobierno en las responsabilidades- actuó contrarrestando en buena parte a los tres efectos anteriores. Las exportaciones y el crecimiento de GNC jugaron un rol importante pero de segundo nivel o magnitud. En cuanto al manejo de la crisis en mayo y junio del 2004 se cuantificó el rol importante de las medidas tomadas por el gobierno para racionar las exportaciones a Chile y las entregas de gas natural a la industria. La reversión del shock hídrico resultó muy importante para que dichos racionamientos no fueran tan traumáticos.

En la Sección 4 se indagó en particular sobre la responsabilidad de la oferta de gas en la crisis. Aunque las conclusiones son preliminares dada la escasez de información para realizar un análisis más detallado, la dinámica de la oferta de gas natural no parece haber tenido un rol activo en el desarrollo de la crisis. En un primer momento fue un factor esencial para evitar su profundización. Más tarde, la reducción en la oferta observada en los meses de mayo y junio es consistente con la desaceleración en la acumulación de reservas temporarias durante el último verano, las cuales, como recién se mencionó, se volcaron al mercado interno. Es decir que, al margen de comportamientos contractuales que hayan estado surgiendo a partir del “derretimiento” del mercado de gas natural puesto en cabeza de las distribuidoras y transferido a un segmento libre, la dinámica de la oferta podría obedecer a la sobreutilización del gas reinyectado en verano.

En la Sección 5 se analizaron los factores determinantes del crecimiento de las demandas de energía eléctrica y gas natural. A diferencia de la visión convencional, los resultados resaltan la importancia del congelamiento de precios, y el consecuente abaratamiento del gas natural y la electricidad, y no tanto el crecimiento de la economía (factor relevante solamente para el último año).

La Sección 6 realiza algunas simulaciones a partir de un conjunto de supuestos auxiliares para ilustrar el uso de la metodología para aproximar la magnitud potencial del desbalance energético para los años 2005 y 2006. De acuerdo con los resultados el desbalance que enfrenta la Argentina se mantiene hasta fines del invierno del 2006, cuando entra en operación el gasoducto GasNea, y es sensible a shocks que pueden hacerlo más o menos severo. En particular, se cuantifica el agravamiento de la crisis con una reducción en el nivel de hidraulicidad o en las exportaciones de gas natural de Bolivia. Por otro lado, lograr un crecimiento en la oferta de gas natural a un ritmo

de 5% anual tendría un impacto importante sobre la crisis: la haría desaparecer en los meses de primavera y verano, para concentrarse solamente en el invierno del 2005. Más allá del 2006 la Argentina queda con problemas de déficit energético dependiendo de fuentes importadas para cerrar la brecha.

Varias cuestiones quedan pendientes para extender el análisis y aproximar mejor los datos observados. Por un lado, la escasez de información impide evaluar si, en caso de cerrar la brecha energética con fuel oil, la capacidad de generación eléctrica con este combustible es suficiente para dicha misión u operará una restricción que irremediablemente lleve a nuevos racionamientos de la demanda interna y externa de gas natural. Por otro lado, tampoco se incorporó al análisis la restricción de capacidad de generación térmica para satisfacer la demanda de electricidad, en cuyo caso el desbalance se hace más severo ya que puede conducir a racionamientos en la demanda de electricidad (tal como ha ocurrido con el gas a la industria). Este parece ser un factor de riesgo importante en el desarrollo del desbalance energético.

Otros temas relevantes no fueron directamente tratados en este trabajo y quedan pendientes en nuestro programa de investigación. Entre ellos, cuantificar la magnitud del efecto en términos de recursos de la crisis (costo fiscal de las importaciones, costo del desbalance de precios regulados y a pagar a generadores, etc.) y la vuelta a la normalidad de los mercados de electricidad y gas natural, en particular, a la ley de un solo precio y la recuperación del traslado del precio mayorista del gas natural al usuario final y al sector eléctrico.

ANEXO A

Tabla A.1: Descomposición de la Crisis Energética en el Cuatrimestre Enero-Abril 2004 (en MM m3 de gas equivalente)

			2004-2003	2003-2002	2002-2001	2004-2000	2004-2001	2004-2002
ΔX_{Sh}	MMm3		280	-21	-72	152	187	259
ΔX_{E}^D	MMm3	(D)	493	408	-805	-39	96	901
$\Delta X_{E,N}^S$	MMm3	(O)	-129	80	-114	6	-163	-49
$\Delta X_{E,H}^S$	MMm3	(O)	968	-849	660	58	779	119
ΔI_E	MMm3	(G)	87	-74	-33	-38	-21	13
ΔX_E	MMm3	(G)	116	-219	17	-164	-86	-103
ΔX_G^S	MMm3	(O)	-2,100	-315	-91	-2,911	-2,506	-2,415
ΔI_G	MMm3	(G)	0	0	0	0	0	0
ΔE_G	MMm3	(G)	366	71	-9	810	427	437
ΔX_G^D	MMm3	(D)	583	547	-46	1,215	1,084	1,129
Pérdidas Eléctricas y Bombeo	MMm3		-46	61	-35	-12	-21	15
Pérdidas y Consumo Gas	MMm3		-104	280	407	1,238	584	176
Balance Gas MEM-SP	MMm3		47	-10	-26	-12	11	36

(D) Factor de Demanda, (O) Factor de Oferta, (G) Factor de Control del Gobierno. Elaborado en base a datos del ENARGAS, CAMMESA y Secretaría de Energía.

La conversión para cada período se realiza en función a la energía generada con gas natural por las máquinas térmicas en operación y el consumo de gas natural por dichas máquinas.

**Tabla A.2: Descomposición de la Evolución de la Crisis en el Bimestre
Mayo-Junio 2004 (en MM m3 de gas equivalente)**

			2004-2003	2003-2002	2002-2001	2004-2000	2004-2001	2004-2002
ΔSh	MMm3		638	-44	-184	397	410	594
ΔX_E^D	MMm3	(D)	489	3	-441	214	51	492
$\Delta X_{E,N}^S$	MMm3	(O)	92	-176	139	82	54	-84
$\Delta X_{E,H}^S$	MMm3	(O)	-14	203	425	-84	614	189
ΔI_E	MMm3	(G)	-83	69	-5	-107	-19	-14
ΔX_E	MMm3	(G)	99	-13	-403	-54	-317	86
ΔX_G^S	MMm3	(O)	86	-644	44	-700	-514	-558
ΔI_G	MMm3	(G)	-53	0	0	-53	-53	-53
ΔE_G	MMm3	(G)	-118	96	22	184	-1	-22
ΔX_G^D	MMm3	(D)	259	142	43	492	443	401
Pérdidas Eléctricas y Bombeo	MMm3		36	-8	-30	38	-2	28
Pérdidas y Consumo Gas	MMm3		-149	267	45	412	163	119
Balance Gas MEM-SP	MMm3		-7	16	-20	-27	-10	10

(D) Factor de Demanda, (O) Factor de Oferta, (G) Factor de Control del Gobierno. Elaborado en base a datos del ENARGAS, CAMMESA y Secretaría de Energía.

La conversión para cada período se realiza en función a la energía generada con gas natural por las máquinas térmicas en operación y el consumo de gas natural por dichas máquinas.

ANEXO B

En las siguientes secciones del Anexo se estima una ecuación de demanda para los servicios de (1) electricidad, que incluye a todos los usuarios, (2) gas natural residencial y comercial, y (3) gas natural industrial.

De acuerdo con la teoría económica clásica, la cantidad demandada de un bien o servicio –por ejemplo, electricidad– se ve afectada, entre otros factores, por el precio del bien o servicio, la capacidad de pago (“ingreso”) del consumidor, el precio de otros bienes o servicios relacionados (sustitutos o complementarios), etc. Como en todo comportamiento esperado por parte de los usuarios y consumidores, se presume que cambios en el precio de la electricidad afectan negativamente la cantidad consumida del servicio. Por otro lado, para aislar el efecto precio debe controlarse por cambios en la capacidad de pago, ya que un aumento en la misma (efecto ingreso positivo) permite un mayor consumo del bien (si éste no es un bien inferior) para un determinado precio del mismo.

Los dos efectos principales –precio e ingreso– son estimados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. En todos los casos, la frecuencia de los datos utilizados es trimestral.

Definiendo al consumo de un bien x por el usuario j en el momento t como x_{jt} , al precio del bien como p_{jt} y a la capacidad de pago del consumidor como y_{jt} , se supone la siguiente forma funcional

$$x_{jt} = \alpha + \eta p_{jt} + \varepsilon y_{jt} + \delta x_{jt-4} + \lambda z_{jt} + u_{jt} \quad (B1)$$

donde u_{jt} son los errores de la regresión que se consideran con media nula, homocedásticos y no correlacionados entre ellos ni con las variables explicativas. Cuando las variables de consumo, precio e ingreso están medidas en logaritmos los coeficientes η y ε corresponden a elasticidades (esto es, cambios porcentuales en el consumo ante cambios porcentuales en la variable en cuestión). En otras palabras, se estima una función de demanda de electricidad con elasticidades precio e ingreso constantes. En todos los casos, se incluye la variable rezagada un año (x_{jt-4}). El vector z_{jt} incluye variables ficticias estacionales (por trimestre) cuando son significativas, la temperatura en el caso de la demanda de gas natural residencial-comercial.

1) Demanda de Electricidad

Para la estimación de la ecuación de demanda de electricidad (B1), se utilizó como cantidades a las ventas realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con frecuencia mensual, agregadas trimestralmente (los datos están disponibles en la página web de CAMMESA).²⁰

²⁰ El MEM-Sur Patagónico tiene una demanda más estable, y poco significativa respecto del MEM.

La variable de ingreso utilizada es el PBI en valores constantes, de cuentas nacionales, corregido de modo de mantener la misma relación entre PBI industrial y el PBI que la que se mantiene entre la demanda industrial de electricidad y la demanda total. El cociente real PBI industrial/PBI fue 17% durante la última década, mientras que el cociente demanda industrial/demanda total fue aproximadamente un 42% en el mismo período. El PBI corregido incluye un mayor peso del PBI industrial, que puede ayudar a explicar mejor las variaciones en la demanda total de electricidad.

El precio real de la electricidad se construyó de la siguiente manera. Primero se construyeron tres precios promedio, para usuarios residenciales, comerciales e industriales, utilizando el cuadro tarifario de la empresa distribuidora Edenor (disponible en la página web del ENRE), siguiendo la metodología de FIEL (1999). Estos precios se deflactaron por precios al consumidor (residencial) y mayoristas (comercial e industrial). Luego, con la información de consumo anual por tipo de usuarios se estimó un precio promedio ponderado al usuario final. Finalmente, se incluyó una variable ficticia para el primer trimestre.

El resultado de la regresión se presenta en la columna (I) de la Tabla B.1.

Tabla B.1: Resultados de las Regresiones de Demandas

Variable (X)	Electricidad		Gas Natural Residencial y Comercial		Gas Natural Industrial	
	(I)		(II)		(III)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
C	-5.0726	-5.75	0.0035	0.0013	2.9555	2.2615
LN(X(-4))	0.8409	30.28	0.6313	9.0838	0.3986	6.1234
LN(Y)	0.3656	7.32	0.3802	3.3503	0.3211	5.2848
LN(P)	-0.1061	-6.42	-0.0936	-2.4972	-0.1529	-7.4352
D01	0.0466	6.40				
D02					0.0273	1.9950
D03					0.0323	2.2636
LN(TEMP)			-0.7591	-5.0949		
R ² Ajustado	0.984		0.992		0.814	

Se realizaron los tests de errores disponibles en el paquete de Eviews: Autocorrelación de Breusch y Godfery, de ARCH (Autoregressive Condicional Heteroscedasticity), y de heterocedasticidad de White. En todos los casos no se rechaza la hipótesis nula de ausencia del problema en los errores.

D01: es una variable ficticia que toma valor 1 en el primer trimestre de cada año y 0 en el resto (D02 toma valor 1 en el segundo trimestre y D03 toma valor 1 en el tercer trimestre).

2) Demanda de Gas Natural Residencial y Comercial

Para la estimación de la ecuación de demanda de gas natural por parte de usuarios residenciales y comerciales (B1), se utilizó como cantidades a las entregas realizadas a los usuarios residenciales y comerciales, con frecuencia mensual, agregadas trimestralmente (los datos están disponibles en la página web del ENARGAS).

La variable de ingreso utilizada es el PBI en valores constantes. El precio real del gas natural para este grupo de usuarios se construyó de la siguiente manera. Primero se construyeron dos precios promedio, para usuarios residenciales y comerciales, utilizando el cuadro tarifario de la empresa

distribuidora Metrogas (disponible en la página web del ENRE), siguiendo la metodología de FIEL (1999). Estos precios se deflactaron por precios al consumidor (residencial) y mayoristas (comercial). Luego, con la información de consumo mensual por tipo de usuarios se estimó un precio promedio ponderado al usuario final. También se incluyó la temperatura como variable explicativa.

El resultado de la regresión se presenta en la columna (II) de la Tabla B.1.

3) Gas Natural Industrial

Para la estimación de la ecuación de demanda de gas natural industrial (B1), se utilizó como cantidades a las entregas realizadas a los usuarios industriales, con frecuencia mensual, agregadas trimestralmente (los datos están disponibles en la página web del ENARGAS).

La variable de ingreso utilizada es el PBI Industrial en valores constantes. El precio real del gas natural para este grupo de usuarios se construyó utilizando el cuadro tarifario de la empresa distribuidora Gas Natural BAN (disponible en la página web del ENRE), siguiendo la metodología de FIEL (1999). Para obtener precios en valores constantes, se utilizó como deflactor el índice de precios mayoristas. Luego, con la información de consumo mensual se estimó un precio promedio trimestral.

El resultado de la regresión se presenta en la columna (III) de la Tabla B.1.

REFERENCIAS:

Bacon R. (1992), "Measuring the Possibilities of Interfuel Substitution", Working Paper WPS 1031, World Bank.

Banco Mundial (1990), Argentina: Energy Sector Study, Report N° 7993-AR, February 26, 1990.

BCRA (2004), Informe de Inflación. Segundo Trimestre de 2004. Abril.

CAMMESA (2003), "Evaluación de Riesgos Mediano y Largo Plazo – Período 2004-2007".

Cont, W. y S. Urbiztondo (2002), "Es Competitivo el Segmento *Upstream* de Gas Natural?", mimeo.

Donnelly W. (1987), "The Econometrics of Energy Demand", New York: Praeger.

ENARGAS (2004), Abastecimiento de Gas. Invierno 2004. Ente nacional Regulador del Gas, Marzo 15.

FIEL (1995a), "DEMIS: Demand Forecasting Integrated System", Modelo de Simulación del Mercado de Hidrocarburos de la Argentina. Mimeo, Marzo.

FIEL (1995b), "MCPEL: Marginal Cost Pricing of Electricity", Modelo de Simulación del Mercado de Hidrocarburos de la Argentina. Mimeo, Marzo.

FIEL (1999), La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos. Teoría y Experiencia Argentina Reciente.

Navajas F. (2002), "Estructuras Tarifarias Bajo Estrés", Documento de Trabajo N°73, FIEL, Buenos Aires.

Navajas, F. (2003 a), "Some Remarks on Sectoral Reform in Argentina", Conference on Sectoral Reform, Stanford Center for International Development, Stanford University, November, 2003

Navajas, F. (2003 b), "¿A dónde va la regulación de los servicios?", La Nación, Octubre 26, 2003.

Navajas, F. (2004), "Planificando la Crisis Energética", La Nación, Marzo 22, 2004.

Navajas F. y S. Urbiztondo (2004), "Crisis Energética y Responsabilidades: ¿Qué Dicen los Números?", Indicadores de Coyuntura, FIEL, N° 443, Abril.

Newbery D. (2000), Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. Cambridge Mass.: MIT Press

Pindick R. (1979), "Interfuel Substitution and the Industrial Demand for Energy: An International Comparison", Review of Economics and Statistics, vol.61, pp.169-79.

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comerciables en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
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.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.

16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.
17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.

32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.
33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Setiembre 1992.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994
42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Setiembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M Cristini. Diciembre 1995.
48. El Relabanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
49. Una Propuesta de Tarifación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Setiembre 1996.

50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.
51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Bour y Nuria Susmel. Junio 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Setiembre 1997.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina: M. Cristini y R. Moya. Agosto 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.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din . Junio 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Setiembre 2000.
66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.

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.
68. Microeconomic Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. Octubre 2001.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Setiembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R.Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.
78. Cables Suelos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia) E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
80. Las PyMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
81. Las Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.

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

ACARA-Asoc. de Conces. de Autom. de la Rep. Arg. Aga S.A. Agfa Gevaert Arg. S.A. Amarilla Gas S.A. American Express Argentina S.A. Aseg. de Caucciones S.A. Cía. Seg. Aseg. de Créditos y Garantías Asoc. Argentina de Cías. de Seguros Asoc. Bancos de la Argentina –ABA Asoc. de Concesionarios de Automotores de la Rep. Arg. Automóvil Club Argentino	Carrefour Argentina S.A. Central Puerto S.A. Cepas Argentinas S.A. Cervecería y Maltería Quilmes Citibank, N.A. CMS Operating S.A. Coca Cola de Argentina S.A. Coca Cola FEMSA de Buenos Aires Compañía de Radio Comunicaciones Móviles COPAL Corsiglia y Cía. Soc. de Bolsa S.A. CTI Compañía de Teléfonos del Interior S.A.
Banca Nazionale del Lavoro S.A. Banco CMF S.A. Banco COMAFI Banco Galicia Banco de Inversión y Comercio Exterior - BICE Banco Europeo para América Latina Banco Patagonia-Sudameris S.A. Banco Río Banco Sáenz S.A. Banco Societe Generale BankBoston Banco Macro-Bansud S.A. Bayer S.A. BBV Banco Francés BNP Paribas Bodegas Chandon S.A. Bolsa de Cereales de Buenos Aires Bolsa de Comercio de Bs.As. Booz Allen & Hamilton de Arg. S.A. Bunge Argentina S.A.	Daimler Chrysler Direct TV Droguería Del Sud Du Pont Argentina S.A. EDENOR S.A. Editorial Atlántida S.A. Esso S.A. Petrolera Argentina Estudio Glibota Mac Loughlin y Asoc. F.V.S.A. Falabella S.A. Farmanet S.A. Ford Argentina S.A. Fratelli Branca Dest. S.A. Fund. Cámara Española de Comercio de la Rep. Arg.
C&A Argentina SCS Cablevisión S.A. Caja de Seguro S.A. Cámara Argentina de Comercio Cámara Argentina de Supermercados Cámara de Frigoríficos de Argentina Camuzzi Argentina Cargill S.A.C.I.	Gas Natural Ban S.A. Grupo Danone Grimoldi S.A. Hewlett Packard Argentina S.A. IBM Argentina S.A.

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

Industrias Metalúrgicas Pescarmona
IRSA

Javicho S.A.
Johnson Diversey de Argentina S.A.
José Cartellone Const. Civiles S.A.
JP Morgan Chase

La Holando Sudamericana
Loma Negra C.I.A.S.A.
Luncheon Tickets S.A.
Lloyds Bank (BLSA) Limited

Marby S.A.
Massalin Particulares S.A.
Mastellone Hnos. S..
Medicus A. de Asistencia Médica y Científica
Mercado Abierto Electrónico S.A.
Mercado de Valores de Bs. As.
Merchant Bankers Asociados
Metrogas S.A.
Molinos Río de la Plata S.A.
Murchison S.A. Estib. y Cargas

Nike Argentina S.A:
Nobleza Piccardo S.A.I.C.F.
Novartis
Nuevo Banco Bisel S.A.

OCA S.A.
Organización Techint
Orígenes AFJP S.A.
Orlando y Cía. Sociedad de Bolsa

Pan American Energy LLC
PBBPolisur S.A.
Petrobras Energía S.A.

Philips Argentina S.A.
Pirelli Argentina S.A.

Repsol-YPF S.A.
Roggio S.A.

S.A.C.E.I.F. Louis Dreyfus y Cía. Ltda.
San Jorge Emprendimientos S.A.
SC Johnson & Son de Arg. S.A.
SanCor Coop. Unidas Ltda.
Sealed Air Argentina S.A.
Shell C.A.P.S.A.
Siembra AFJP
Siemens S.A.
Sociedad Comercial del Plata S.A.
Sociedad Rural Argentina
Swift Armour S.A. Argentina

Telecom Argentina
Telecom Italia S.P.A. Sucursal Argentina
Telefónica de Argentina
Total Austral
Transportadora de Gas del Norte SA

Unicenter Shopping
Unilever de Argentina S.A.
Unión de Administradoras de Fondos,
Jubilaciones y Pensiones

Vidriería Argentina S.A.