

El sector energético argentino

Un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos

Roberto Kozulj

Aperturas
Exactas



**EL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO:
UN ANÁLISIS INTEGRADO DE SUS PROBLEMAS,
IMPACTOS Y DESAFÍOS MACROECONÓMICOS**

APERTURAS

EL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO

UN ANÁLISIS INTEGRADO DE SUS PROBLEMAS,
IMPACTOS Y DESAFÍOS MACROECONÓMICOS

ROBERTO KOZULJ



Kozulj, Roberto

El sector energético argentino : un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos / Roberto Kozulj. - 1a ed. - Viedma : Universidad Nacional de Río Negro, 2015.

Libro digital, EPUB - (Aperturas. Documentos)

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-3667-18-3

1. Abastecimiento de Energía. 2. Energía. 3. Producción de Energía. I. Título.

CDD 333.79



© Universidad Nacional de Río Negro, 2015.

© Roberto Kozulj, 2015.

Coordinación y diseño de colección: Departamento editorial de la UNRN

Diseño de Tapa: Sergio Campozaño

Foto de tapa: Ron Porter, Light Trails (23/09/2012)

<https://pixabay.com/es/senderos-de-luz-resumen-bokeh-460880>

Queda hecho el depósito que establece la ley 11.723



Usted es libre de: Compartir-copiar, distribuir, ejecutar y comunicar públicamente la obra *El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*, bajo las condiciones siguientes:

Atribución — Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciante (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o que apoyan el uso que hace de su obra).

No Comercial — No puede utilizar esta obra para fines comerciales.

Sin Obras Derivadas — No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas 2.5 Argentina License.

Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas 2.5 Argentina.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
1. BREVE CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO	15
2. EL DESEMPEÑO DE LAS CADENAS DE PETRÓLEO, GAS Y ELECTRICIDAD: SU IMPORTANCIA PARA LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO	23
3. INVERSIONES, POLÍTICAS DE PRECIOS Y SUBSIDIOS E IMPACTOS SOBRE LA OFERTA DE HIDROCARBUROS	39
4. EVOLUCIÓN DE LA INCIDENCIA FISCAL DE LOS SUBSIDIOS A LA ENERGÍA	53
5. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL, DELIMITACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS INSATISFECHA Y BÚSQUEDA DE OPCIONES PARA LOGAR UN SUMINISTRO MÁS ECONÓMICO	65
6. ANÁLISIS, CONCLUSIONES Y APORTES ACERCA DEL MODELO REGULATORIO VIGENTE Y SU FUTURA TRANSFORMACIÓN	85
7. LOS DESAFÍOS PARA LOGRAR UN DESARROLLO SOSTENIBLE DEL SECTOR	93
8. BIBLIOGRAFÍA	97
9. ÍNDICE DE TABLAS Y CUADROS	101

Introducción

El propósito de este trabajo de investigación¹ ha sido realizar un aporte a la comprensión de la naturaleza, evolución y dimensiones interrelacionadas del problema del sector energético argentino. Un problema del que mucho se ha dicho de modo fragmentado, o bien poniendo énfasis en sólo algunos de sus impactos y variables en juego, sin que el mismo se haya planteado explícitamente en toda su complejidad. Esta investigación no sólo aporta aspectos de conocimientos previos del caso argentino analizados por el autor desde casi treinta años, sino que se sustenta en una abundante evidencia empírica volcada en gráficos y cuadros a partir de datos dispersos, de muy distintas fuentes, empalmados y vinculados para que el lector pueda comprender magnitudes, momentos históricos y cómo el problema fue adquiriendo la importancia que tiene en la actualidad y que tendrá para los próximos años. Ello por cuanto si bien aparece como una crisis del sector energético, lo es con características que se inscriben en la fragilidad estructural de la economía argentina, la que suele manifestarse en graves rupturas macroeconómicas, normativas y jurídicas. Ello es grave porque la Argentina se ubica en el puesto cuadragésimo noveno en el ránking del índice de desarrollo humano (IDH) publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) -ocupando el último puesto de las naciones de mejor IDH-, entre ciento ochenta y cinco naciones en el mundo. Es decir una posición envidiable entre los países en desarrollo o economías emergentes, pero con problemas que han sido recurrentes desde hace más de noventa décadas, sino desde su propia conformación como Estado-Nación.

Como se sabe, el acceso a la energía y la accesibilidad de la misma a precios razonables constituye uno de los objetivos clave para el desarrollo humano. De hecho los vínculos entre el acceso a la energía y la reducción de la pobreza han sido claramente establecidos en diversos documentos (Kozulj, 2009²; Naciones Unidas, 2011; Kozulj, et. Al, 2012³).

- 1 Resultado final de un proyecto de investigación financiado por la Universidad Nacional de Río Negro, PI-UNRN-40B- 260 cuyo título es «Análisis integral de las alternativas de abastecimiento de gas natural e incidencia fiscal y en la balanza comercial».
- 2 Kozulj, 2009, en CEPAL, -PNUD-GTZ «Contribución de los Servicios Energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza en América Latina y el Caribe», Santiago de Chile, Chile, 2009; Naciones Unidas, 2011. «La Sostenibilidad del Desarrollo a 20 Años de la Cumbre para la Tierra: Avances, brechas y lineamientos estratégicos para América Latina y el Caribe». Documento Preparatorio Rio + 20.
- 3 Corporación Andina de Fomento, «Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en américa latina y el caribe», marzo 2013.

Al mismo tiempo, desde hace al menos más de tres décadas, la cuestión de cuándo, cómo y bajo qué circunstancias los subsidios a la energía son aceptables ha sido discutida bajo muy distintos enfoques y conceptualizaciones. Dado que en Argentina este tema presenta grandes complejidades derivadas del marco institucional del sector, de la conformación de los actores en los distintos eslabones de las cadenas de energía, de los vínculos y repercusiones macroeconómicas que estos subsidios tienen y de sus impactos sobre la competitividad de la economía y el crecimiento, comprender estos nexos es crucial, tanto como lo es comprender el nivel de demanda a satisfacer y los problemas a ello asociados.

La Argentina presenta en tal sentido uno de los indicadores más elevados de consumo de energía útil por habitante en el sector residencial, de mayor cantidad de automóviles por habitante a nivel regional, a la vez que indicadores como la intensidad energética en el sector industrial se ubican en valores bajos para países con un grado de industrialización como la Argentina en el contexto de los países de América Latina y el Caribe (Olade, 2011)⁴.

El desarrollo del sector energético argentino ha mostrado también grandes logros a lo largo de su historia, los que se reflejan en un buen desempeño en varios de los indicadores de sustentabilidad definidos por la Cepal, como por ejemplo Autarquía, Robustez, Cobertura eléctrica y Cobertura de Necesidades Energéticas Básicas (CAF, 2013).

Sin embargo a partir de las crisis de los ochenta y de las reformas iniciadas en los años noventa ciertas dinámicas han conducido a la progresiva pérdida de la autarquía y a una creciente dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en el total de la matriz de suministro de energía, algo que también ha sucedido en la mayor parte de América Latina aunque con grandes diferencias en torno a los núcleos de problemas que enfrenta este sector vital para toda economía moderna.

Esta situación junto a una alta dependencia de inversiones privadas para incrementar la oferta de energía, una demanda creciente de la misma y una intrincada situación caracterizada por el contexto de precios internacionales a partir de 2003 a la fecha - dada la situación creada respecto a los precios de la energía en el mercado interno tras la devaluación de 2002 y por las estrategias empresariales adoptadas-, han generado un complejo cuadro de situación.

El propósito de este documento es precisamente describir los principales desafíos que ha venido enfrentando el sector energético de la

4 OLADE, «Informe de Estadísticas Energéticas 2011», Quito, Ecuador, 2012.

Argentina, comprender los nexos entre las dificultades de dicho sector con aspectos productivos, distributivos, fiscales y de política macroeconómica y las alternativas halladas, no sin antes caracterizar en trazos gruesos las dinámicas históricas que contribuyen a comprender la complejidad del caso.

En tal sentido el trabajo aborda los siguientes temas:

El desempeño de las cadenas de hidrocarburos y sus nexos con la cadena eléctrica, cuyo propósito es mostrar la importancia de contar con un suministro confiable del gas para poder abastecer la demanda eléctrica y comprender los impactos sobre los costos de generación eléctrica ocasionados por su escasez; 2- un análisis de la situación de la producción de gas natural de origen nacional y de las reservas de este hidrocarburo, lo que hace a contar con elementos para analizar si se trata de una cuestión coyuntural o bien estructural (agotamiento de reservas de gas convencional de fácil extracción). Esto último por supuesto conlleva simultáneamente analizar otras alternativas de suministro de gas, sea de otros países fronterizos como Bolivia o vía transoceánica (GNL) o, también, su eventual reemplazo por combustibles líquidos o a través de un progresivo cambio de la matriz de generación de electricidad, lo que obliga a considerar variables como: tiempo, recursos de inversión y niveles de costos superiores a los hoy vigentes.

El comportamiento de las inversiones, de los precios y de los subsidios, lo que requiere interpretar tanto sus vínculos, como sus consecuencias macroeconómicas y sobre el propio sector energético.

La evolución de la incidencia fiscal de los subsidios a la energía, lo que implica explicar su origen y contextualizar los distintos momentos históricos de este problema.

El análisis específico del mercado de gas natural, el desempeño de las demandas sectoriales, las características básicas de las reglas de administración de la escasez-reglas de despacho de la demanda prioritaria- y otros aspectos de dicho mercado que ha sido crucial en el origen y posterior evolución del tema de los subsidios, importaciones de sustitutos más costosos, lo que se halla en directo vínculo con el impacto macroeconómico que el sector energético ha ocasionado como problema a ser resuelto. Asimismo se estudian los impactos simulados de los costos del gas según distintas opciones de abastecimiento del mismo junto a los impactos de estas opciones respecto a la formación de costos de energía eléctrica en el mercado mayorista.

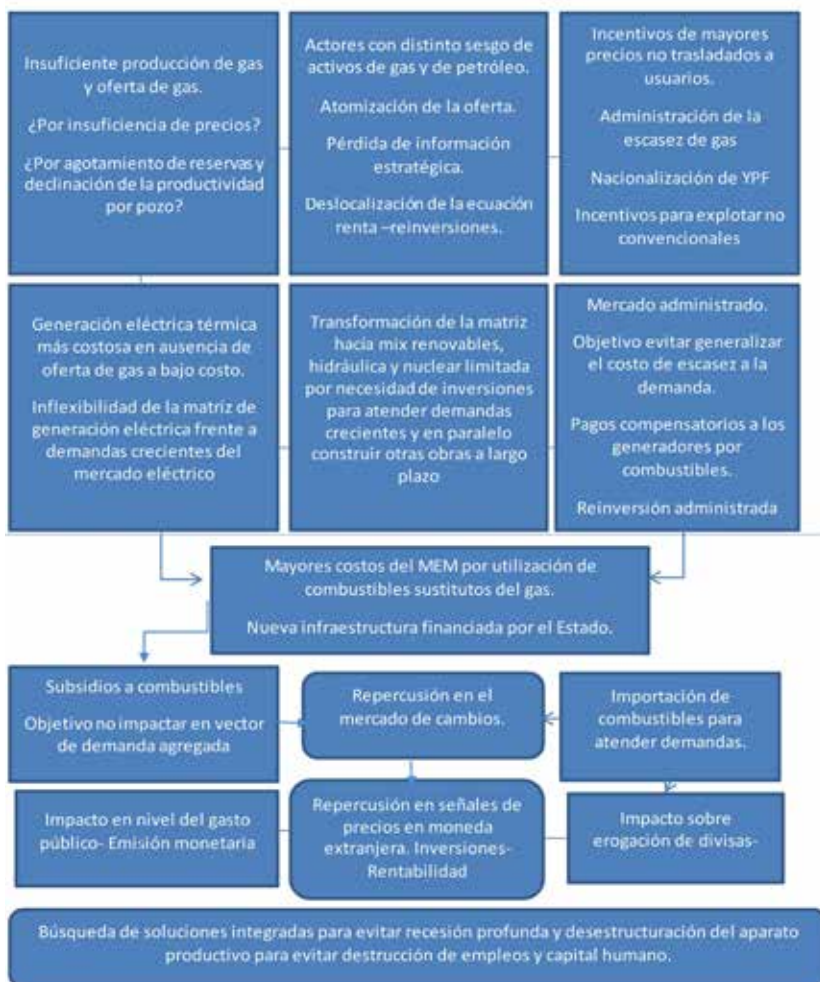
El estudio del modelo regulatorio vigente en cuanto al papel de la comercialización en un mercado de escasez.

El abordaje de los desafíos para lograr un desarrollo sostenible del sector e identificar líneas de política con una somera anticipación de sus consecuencias.

En lo que sigue se desarrollan estos temas.

En la figura 1 se realiza una representación esquemática del conjunto de factores interrelacionados que configuran el problema a ser abordado.

Figura 1. Representación esquemática del problema energético de Argentina y sus impactos macroeconómicos

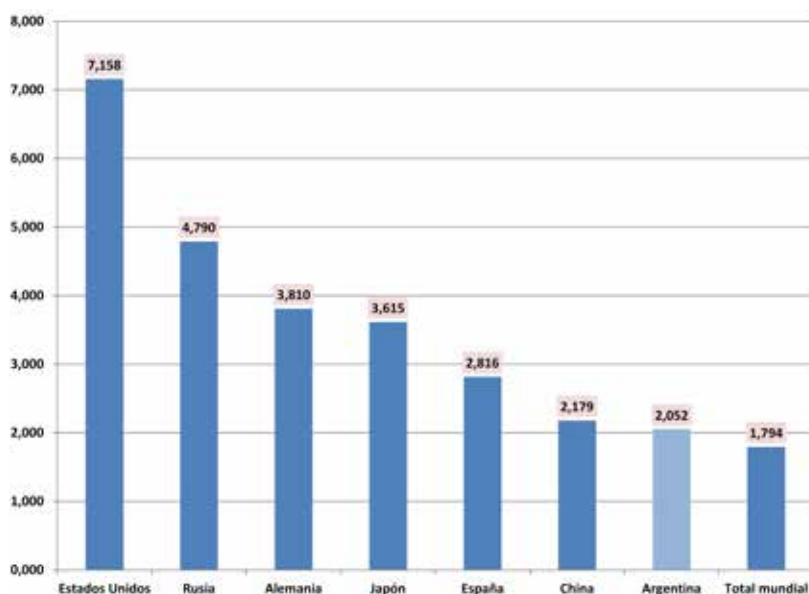


1. Breve caracterización del sector energético argentino

Cuando intentamos ubicar a la Argentina en términos de su consumo de energía por habitante notamos que se ubica en un nivel cercano a un 10% por encima de la media mundial, ligeramente inferior al de la China actual pero en cerca de una cuarta parte del de los Estados Unidos de América.

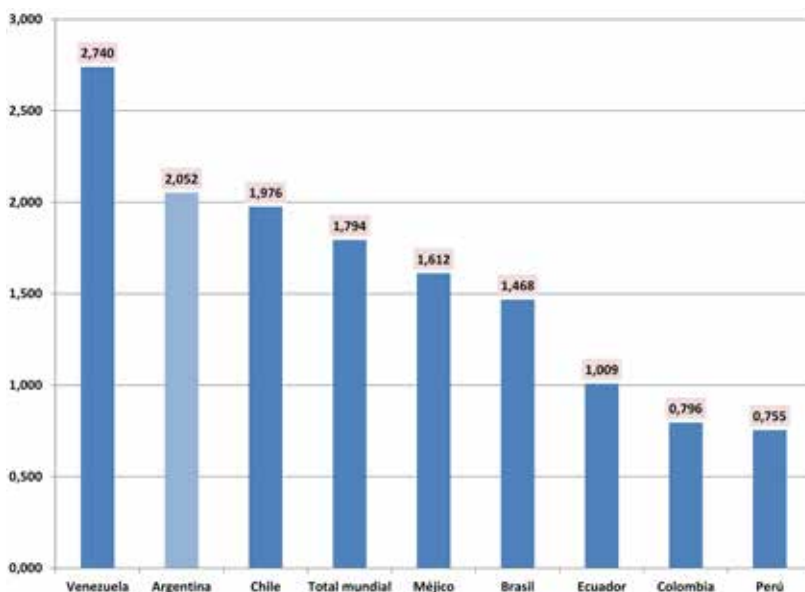
Al mismo tiempo es, en América Latina, el segundo país en cuanto a este indicador, que se suele medir en toneladas equivalentes de petróleo por habitante (TEP/hab.). Esto se halla ilustrado en los gráficos 1.1 y 1.2 respectivamente.

Gráfico 1.1. Consumo energético de Argentina en el contexto mundial.
Año 2014. (Datos en TEP por habitante)



Fuente: elaboración propia con datos de: a) consumo de energía BP, 2015: *Statistical_review_of_world_energy_2015_workbook*; b) datos de población, *World Urbanization Prospects: The 2011 Revision, File 5: Total Population by Major Area, Region and Country, 1950-2050 (thousands), POP/DB/WUP/Rev.2011/1/F5*, United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division

Gráfico 1.2. Consumo energético de Argentina en el contexto de América Latina.
Año 2014. (Datos en TEP por habitante)

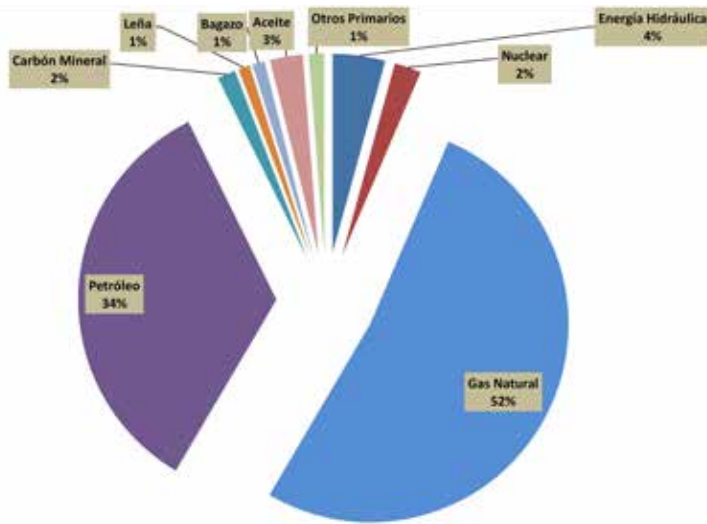


Fuente: elaboración propia con datos de: a) consumo de energía BP, 2015 statistical_review_of_world_energy_2015_workbook; b) datos de población, World Urbanization Prospects: The 2011 Revision, File 5: Total Population by Major Area, Region and Country, 1950-2050 (thousands), POP/DB/WUP/Rev.2011/1/F5, United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division

Como se sabe el consumo de energía de un país depende tanto del equipamiento de los hogares como de los individuos y el de los sectores productivos, en particular por la configuración del sector industrial. En síntesis es una proxy de su nivel de vida promedio, de su estructura productiva y de consumo.

En cuanto a la oferta de energía primaria en 2013 la misma se hallaba representada por 52% gas natural y 34% petróleo, siendo la participación hidráulica de 4%, la nuclear 2%, la de carbón mineral 2%, la de aceites (biocombustibles) 3% y las de biomasa 3%.(gráfico 1.3).

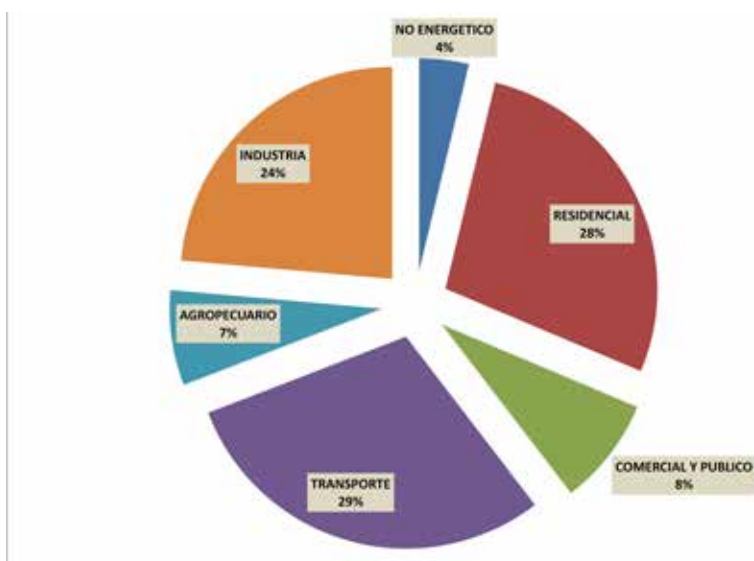
Gráfico 1.3. Oferta energética según fuentes primarias en Argentina. Año 2013



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, Balances Energéticos 2013 Fecha de publicación: Noviembre 2014, accedido en marzo 2015 en <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>.

En lo que atañe a la demanda de energía por sectores de consumo, se tiene una imagen como la presentada en el gráfico 1.4, en el que se puede observar que el sector transporte participa con 29%, el residencial con 28%, mientras que los sectores productivos en su conjunto: agro, industria, no energético y servicios lo hacen con el 43% restante. Esta distribución, a diferencia de lo que generalmente se cree no es muy distinta a la de los países desarrollados. Sin embargo esta imagen puede ser engañosa tanto si la Argentina no logra sostener su nivel de crecimiento, como si para abastecer esa demanda no cuenta con recursos para ampliar y mantener la oferta interna.

Gráfico 1.4. Demanda de energía según grandes sectores de consumo en Argentina. Año 2013



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, Balances Energéticos 2013 Fecha de publicación: Noviembre 2014, accedido en marzo de 2015 en <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>.

Cabe decir también que, a pesar de que es cierto que Argentina necesitaría diversificar su matriz energética en el largo plazo hacia fuentes renovables y reducir su dependencia de los combustibles fósiles- camino que requiere de mayores inversiones y costos-, su dependencia de fuentes primarias no es tan distinta a la de otros muchos países (gráfico 1.5).

En efecto, países como Alemania, que en cierto modo han liderado las fuentes de energía renovables distintas a la hídrica y nuclear, aún dependen en un 82% de combustibles fósiles. En el caso de los Estados Unidos este indicador es de 86,5% y en el caso de los países líderes en producción petrolera, por caso los de la OPEP, este porcentaje puede llegar al 100%.

Así, pese a lo antes afirmado, una de las características de la matriz energética de Argentina lo constituye el elevado grado de dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, *pero sobre todo del gas natural*.

Esto último es una ventaja ambiental en tanto es menos emisor de CO₂ que otros combustibles fósiles y es cómodo en todos sus usos. Es también relativamente barato, pero depende de su escasez o abundancia

Como se ha visto actualmente el petróleo representa un 34% de la oferta de energía de fuentes primarias-un porcentaje no muy distinto del que corresponde a los países OECD *-mientras que el gas natural constituye un 52% de dicha oferta, muy por encima de la participación del 24.5% en el caso de los países desarrollados-*. Sin embargo, en estos últimos más de un 20% reposa en carbón mineral y un 11% en energía nuclear, participación que en Argentina es sólo 2 % de cada una respectivamente (BP, 2013). Por lo tanto si bien la Argentina no presenta una alta diversificación de su matriz energética y tampoco es muy disímil vista en el conjunto de las naciones, la misma es «limpia» en términos de emisiones de CO₂, aunque extremadamente vulnerable precisamente por presentar una alta dependencia del gas natural, un recurso no renovable y cuyo potencial agotamiento plantea muy serios desafíos. En el punto 2 se estudia precisamente como se ha desempeñado el sector de hidrocarburos y el proceso por el cual la demanda de gas natural se incrementó a partir del comportamiento de otras demandas energéticas como por ejemplo las de electricidad.

Esto es así, porque el consumo de energía y cómo este se satisface depende en buena medida de las tecnologías de consumo y de producción, pero también de la percepción de cuales de todas las fuentes son las más abundantes en cada nación, de su menor costo relativo y de su mayor velocidad de puesta en los mercados.

Esta brevísima caracterización tiene como propósito brindar una base empírica para debates que se han instalado en la sociedad sin mayores fundamentos y consideraciones. Tiene importancia toda vez que este sector es clave para el desarrollo y, por sobre todo porque la Argentina ocupa el último puesto del privilegiado grupo de naciones con elevado IDH, pero se halla muy por encima del que presentan países como Brasil, Colombia, Perú o Venezuela.

Por esta misma razón, comprender los desafíos que enfrenta Argentina requiere de este tipo de «objetivación» del problema para evitar que los citados debates desborden la realidad.

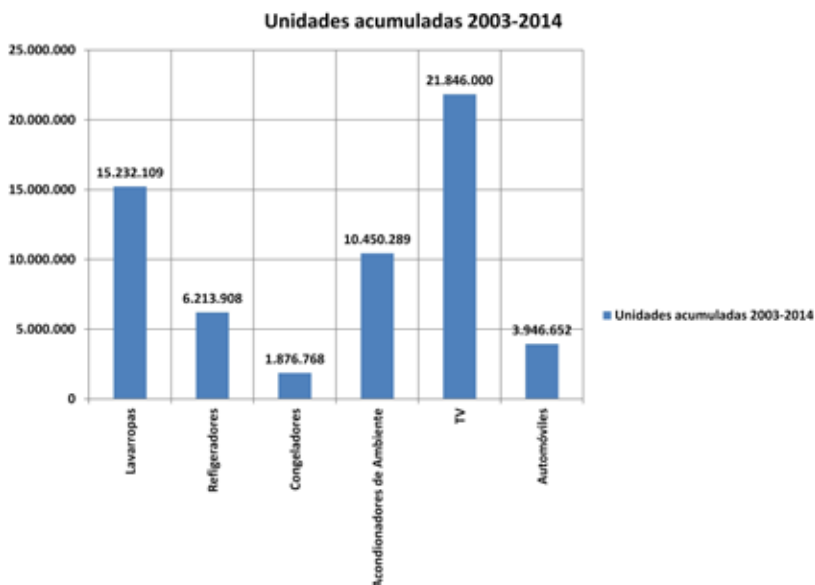
Sector Gas Natural	2002	2012	%a.a	Incremento	Respecto 2002
Consumo GN Promedio anual					
MM3D	78	115	4,0%	38	48%
Consumo GN máximo mensual					
MM3D	106	131	2,1%	25	24%
Consumo GN mínimo mensual					
MM3D	59	105	5,9%	46	77%
Transporte Gas Natural	121	148	2,0%	27	22%
Producción Gas Natural Millones m3/año					
	45872	44124	-0,4%	-1748	-4%
Combustibles Líquidos	2002	2012	%a.a	Incremento	Respecto 2002
Ventas MI Naftas miles de m3	2900	7300	9,7%	4400	152%
Ventas GO MI miles de m3	10000	14500	3,8%	4500	45%
Producción Petróleo Miles m3 año	44110	31968	-3,2%	-12142	-28%

Fuente: estimaciones propias con datos proporcionados por CAMESA, ENARGAS y Secretaría de Energía.

En particular interesa remarcar lo siguiente: a) una tasa de crecimiento de la demanda de generación térmica del 9,7% a.a. frente a una media del crecimiento de generación eléctrica promedio del orden del 4,5% a.a.; b) una demanda de gas natural creciendo al 4% a.a.; c) una demanda de naftas del orden del 9.7% a.a. y de gas oil del orden de 3,8% a.a. frente a la declinación de la oferta de petróleo y gas de origen nacional.

Cabe decir también que este crecimiento de la demanda de energía fue acompañado por un incremento del equipamiento de los hogares tanto en términos de electrodomésticos, como del parque automotriz, lo que por su parte fue a su vez motor del crecimiento industrial y de la economía (gráfico 1.6).

Gráfico 1.6. Producción acumulada de electrodomésticos y automóviles entre 2003 y 2014.



Fuente: estimaciones del proyecto con datos del INDEC. Archivos EPI por tipo de producto (Serie; Estadísticas de Productos Industriales). Accedido en febrero de 2014 en http://www.indec.gov.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=3&id_tema_2=6&id_tema_3=18.

Este contexto permite situar entonces el problema dentro de las principales dimensiones básicas de contorno que explican tanto el crecimiento de la demanda energética como la rigidez en el marco de opciones para corregir los desequilibrios del sector energético en términos de precios, subsidios, tarifas, impacto fiscal y sobre la balanza comercial. En síntesis la aversión a modificar los vectores impulsores del crecimiento en todo lo que pudiera afectar la demanda agregada y el desarrollo de su distribución en la matriz de insumo producto. Ello, como se verá se infiere tanto de los niveles en que se sostuvieron las tarifas finales a usuarios residenciales, como para el caso de los ajustes en el costo sancionado de la electricidad en el mercado eléctrico mayorista (MEM).

2. El desempeño de las cadenas de petróleo, gas y electricidad: su importancia para la seguridad de suministro

La elevada participación del gas natural en la matriz energética argentina ha sido consecuencia de varios factores cuya secuencia histórica es importante comprender. Por una parte, hacia la década de los ochenta, los resultados de la exploración realizada en aquel entonces por la empresa estatal YPF fueron indicando que las probabilidades de hallar gas natural eran más elevadas que las de hallar petróleo (Kozulj et al., 1993).

Así mientras que en 1970 el gas representaba 30% de las reservas comprobadas de hidrocarburos, en 1980 esta cifra fue de 62% y en 1989 -un año antes de las reformas de los noventa- el gas llegó a representar un 68% de dicho total (cuadro 2.1 y gráfico 2.1).

Por otra parte las reservas se habían duplicado, lo que dio lugar a una interpretación errónea respecto a la dimensión real de las mismas y su duración en el tiempo frente a las proyecciones de la demanda.

Cuadro 2.1. Reservas comprobadas de petróleo y gas natural al 31 de diciembre de cada año

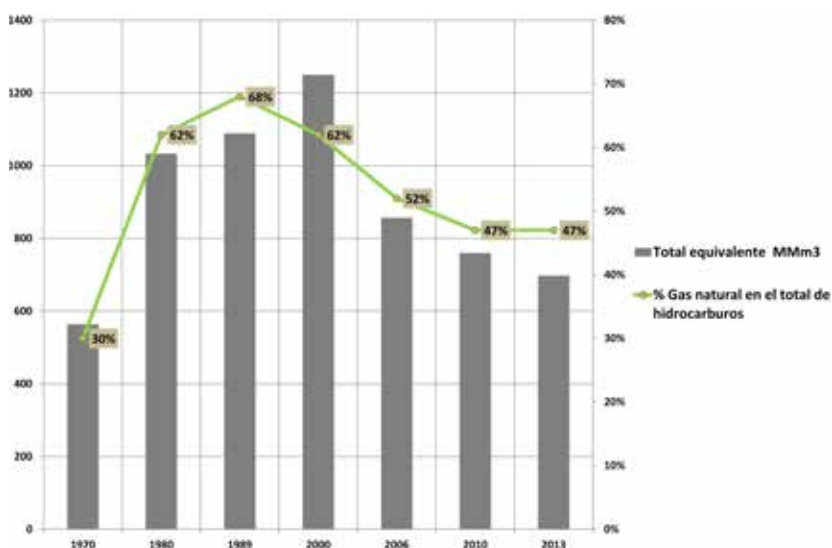
Año	Petróleo MMm ³	Gas MMMm ³	Total equivalente MMm ³	% Gas natural en el total de hidrocarburos
1970	392	171	564	30%
1980	392	641	1033	62%
1989	345	744	1089	68%
2000	473	778	1250	62%
2006	411	446	857	52%
2010	401	359	760	47%
2013	370	328	698	47%

Fuente: IAPG y Secretaría de Energía. Últimos datos accedidos en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3312>.

Pero además, las reformas del sector energético argentino implicaron, como es sabido, no sólo el desglose y privatización de los activos de las empresas energéticas estatales, sino fundamentalmente el traspaso de las decisiones de inversión en dicho sector, desde el ámbito público al privado. Esta afirmación no debe tomarse en su aspecto ideológico,

pues ciertamente hacia fines de los ochenta el panorama de las empresas estatales y la situación macroeconómica no parecía sostenible, al tiempo que en muchos países la tendencia a privatizar empresas de servicios públicos para hacer frente a otro enfoque de la función del Estado y del destino del gasto público comenzaba a instalarse, aunque con distintos argumentos, motivos y estrategias (OCDE, 1996; Moore, 1992; Skidmore y Smith, 1989; Chisari, Estache y Romero, 1997)

Gráfico 2.1. Evolución histórica de las reservas comprobadas de hidrocarburos y sesgo petróleo o gas de dichas reservas. Período 1970-2013



Fuente: IAPG y Secretaría de Energía. Últimos datos accedidos en: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3312>.

El punto no obstante es que a partir de allí *la creencia* en que las señales de precios resultarían suficientes para inducir un proceso de inversiones de riesgo se tornó en una con pocos fundamentos aunque, a la fecha, instalada en un debate poco fructífero (Kozulj et al. 2012).

Las consecuencias de tal decisión se hicieron visibles así en un claro desplazamiento de las inversiones hacia las de menor riesgo (Kozulj, 2005; Kozulj 2011).

Ello significó, por una parte en el sector de hidrocarburos en: 1- un sesgo preferencial de inversiones en explotación de reservas ya

descubiertas; 2- en una exploración insuficiente -y limitada a áreas de bajo riesgo- y 3- en una ampliación de mercados para la monetización de estas reservas.

Como parte de esta estrategia se tuvieron dos ejes fundamentales: 1) la búsqueda de mercados externos y 2) la ampliación del mercado interno. En este último caso, dicha ampliación se realizó a través de la instalación de equipos de generación eléctrica de ciclo combinado, que sólo pueden consumir gas natural o, en su defecto, gas oil.

Esta modalidad de generación eléctrica tenía la ventaja de requerir un menor costo de capital por Kw instalado de potencia, la rapidez de su instalación y, además, generar negocios integrados entre el mercado eléctrico y el de gas natural creando en ambos casos posibilidades de un rápido retorno de las inversiones con muy bajo riesgo.

Ciertamente esta estrategia, para ser sostenible, requería de una creciente incorporación de nuevas reservas de gas natural. En ambos casos las decisiones recayeron en el sector privado con escasas posibilidades del Estado de revertir estas decisiones. Si bien desde 2003 en adelante las cadenas de energía en Argentina sufrieron de una mayor intervención estatal, esta intervención no logró revertir la elevada importancia del sector privado en la propiedad de los activos. Esta afirmación puede ser solo relativizada- en relación a la propiedad de los activos energéticos- por el hecho de que la CNEA activó el Plan Nuclear y porque YPF fue nacionalizada en 2012.

Como puede ser visto en el gráfico 2.2, la tendencia a instalar equipos térmicos no se revirtió totalmente entre 2003 y 2015.

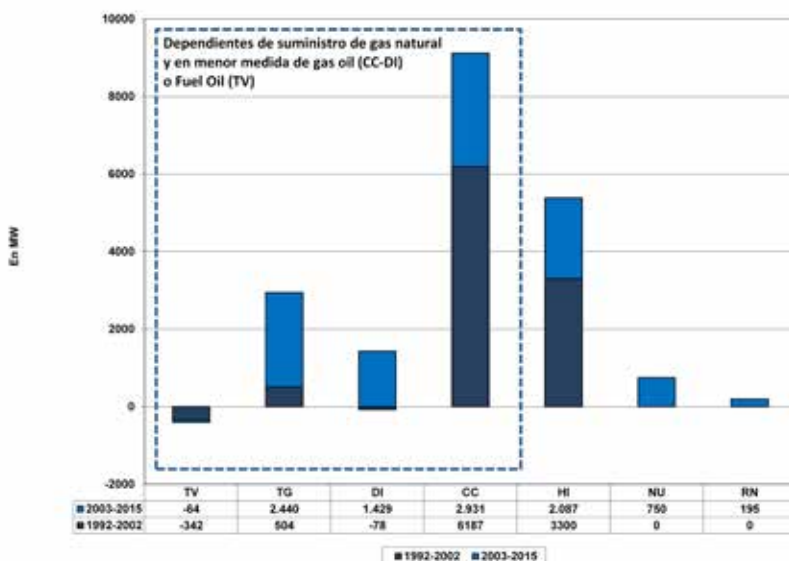
Esto ha sido así porque el plazo de instalación de centrales de turbo gas, turbo diésel y nuevos ciclos combinados es mucho menor al de otras centrales como grandes hidroeléctricas o las nucleares, pero además requieren de un menor costo por Kw instalado. Siendo así, la lectura es: «esta ha sido casi la única opción para atender a una demanda creciente en el corto plazo, demanda que crecía al 4,5% a.a.⁵ como consecuencia del desenvolvimiento de la economía en el nuevo escenario mundial».

En el caso Argentino, como en la mayor parte de los países de ALyC, el supuesto se basaba- hasta 2003 o 2004- en una abundancia de reservas de gas explotables a bajo costo, lo que hacía rentable extraer el petróleo a valores de mercado internacional ubicados para el crudo en el orden de los 19 u\$s por barril (promedio 1989-2002, con un mínimo de 12,72 u\$s/bl

5 La cobertura de la demanda eléctrica era en 2002 de 81334 GWh y en 2012 pasó a 125804 GWh (Fuente: CAMMESA).

en 1998 y un máximo de 28,50 u\$s/bl en el año 2000) y un valor para el gas natural que se mantuvo en promedio en 1,21 u\$s por MBTU entre 1990-1998 para el gas importado por los EUA desde Alberta (Canadá) (Datos: BP, 2013). La actividad exploratoria no fue prioridad de los nuevos agentes más allá de delimitar las áreas ya explotadas y conocidas.

Gráfico 2.2. Evolución del incremento de la potencia instalada en el sector de generación de electricidad 1992-2015- En MW por tipo de centrales



TV-Turbo Vapor

TG-Turbo Gas

DI-Diesel

CC-Ciclo Combinado

HI-Hidroelectricidad

NU-Nuclear

RN-Renovables (eólica y

Fotovoltaica)

Fuente: elaboración propia con datos suministrados por CAMMESA.

De este modo el gas natural destinado a la generación de electricidad se duplicó entre 1990 y 2000, mientras que el mercado del gas para consumo interno se incrementó sólo en 46% y las exportaciones de gas en el año 2003 representaban más del 20% del mercado total de gas.

Estos antecedentes sirven para poner en contexto el desempeño del sector energético en el nuevo marco mundial que enfrentó la Argentina a partir de 2002-2003 y que es necesario para comprender la naturaleza de los problemas y conflictos que a la fecha enfrenta dicho sector.

Por una parte, bajo las reglas de juego impuestas tras la privatización, los actores del sector energético mantuvieron expectativas de poder fijar sus precios internos en función de precios de referencia internacionales (o costos de oportunidad). Por otra parte -y como se intentará demostrar-, estos mayores precios de la energía no hubieran podido incentivar mayores volúmenes de producción para la exportación debido a la declinación de la producción petrolera.

Como es sabido, estos precios de referencia variaron tras 2002 a raíz de la reconfiguración espacial del comercio, la producción y el consumo a escala global y como efecto directo del crecimiento asiático vinculado al ingreso de China y otros países a la OMC, lo que a su vez se tradujo en un impresionante incremento de la población urbana a escala mundial con todos los efectos esperables sobre la demanda de materias primas, alimentos y energía (gráfico 2.3)⁶. Caben pocas dudas de que mientras que este contexto fue altamente favorable para la Argentina debido al incremento tanto de la demanda mundial de alimentos, como del fuerte incremento en sus precios, tuvo un impacto inverso en el sector energético.

Es que la Argentina devaluó su moneda en 2002 y decretó simultáneamente la pesificación de los precios del gas y el congelamiento en moneda local de las tarifas de gas y electricidad, mientras que para el caso del crudo y derivados fue imponiendo una retención al precio de exportación en tanto estos productos continuaron siendo de libre disponibilidad y, por consiguiente, una retención a las exportaciones actuaba como un mecanismo de fijación de precio techo en el mercado interno. El objetivo era ciertamente impedir que los actores capturaran rentas excepcionales sin que ellas se tradujeran en inversiones e incremento de la oferta. Buena parte de la evidencia empírica al respecto se había recabado durante la fase de renegociación de tarifas (UNIREN, 2004).

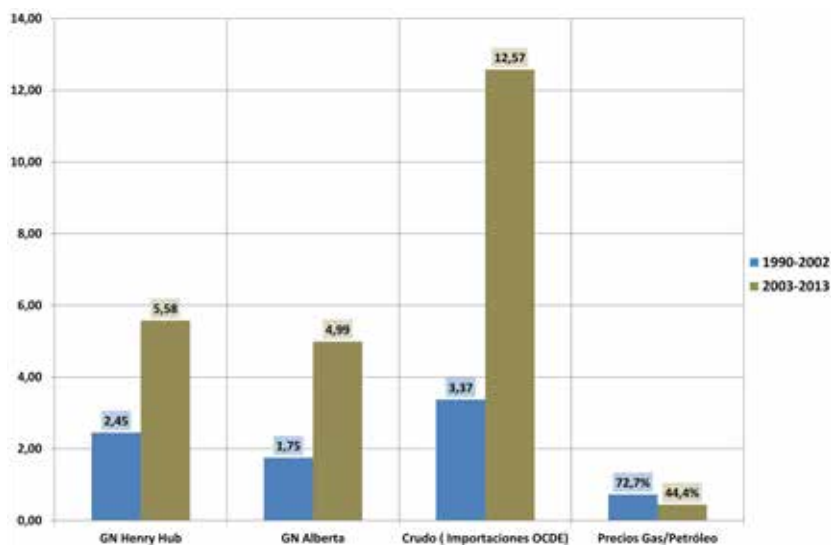
Es de destacar también que el nuevo escenario mundial tuvo fuertes impactos sobre el desacople de los precios del gas respecto de los del petróleo, lo que en parte es otro factor para explicar la orientación de las inversiones hacia la extracción de crudo más que de gas natural.

Como es sabido hacia el año 2004- cuando el escenario de precios internacionales se hizo más sólido y estable- las medidas tomadas por las autoridades de Argentina marcaron el comienzo de una parcial crisis de desabastecimiento de gas.

6 Para una descripción detallada de estos cambios en el escenario mundial véase: Marco económico y energético - CAF www.caf.com/_custom/static/agenda.../caf_agenda_energiat1_marco.pdf 24 ago. 2011.

Es decir, la oferta de este energético se mantuvo rígida frente a una demanda interna que se iba perfilando como creciente por el impacto que el nuevo escenario internacional iba teniendo sobre el desempeño de la economía nacional.

Gráfico 2.3. Precios medios del gas natural y del crudo en los mercados de los países desarrollados. En u\$s por MBTU



Fuente: elaboración con datos de: BP, 2013.

Por consiguiente la cuestión de mejorar las señales de precios fue puesta como condición para incrementar la oferta.

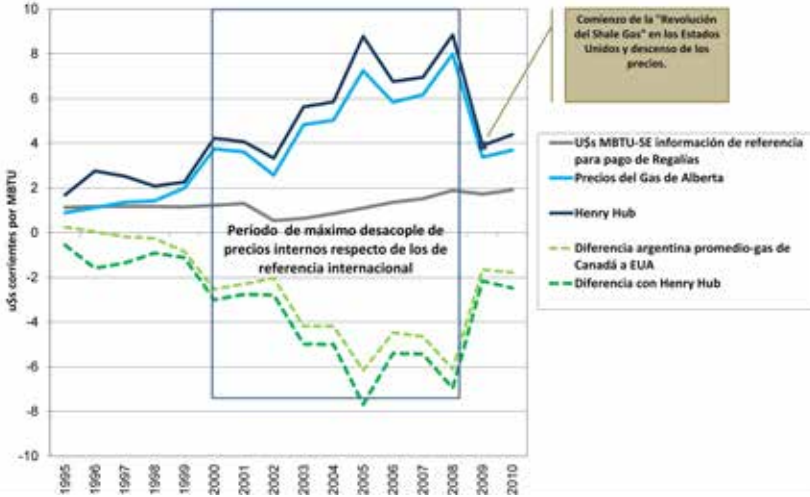
Ahora bien cuando se examina el comportamiento de la oferta de petróleo y gas en Argentina, surge claramente que, en el caso del petróleo, la declinación de la producción comenzó a manifestarse ya-irreversiblemente- en 1998, es decir por causas que no tendrían como fundamento principal una insuficiencia de precios.

En cambio, en el caso del gas natural la cuestión es menos clara en tanto la declinación es concomitante con la creciente brecha entre precios internos y externos que se registra en el gráfico 2.5.

No obstante nada de esto puede ser concluyente. En primer lugar, como se ha visto, los precios del gas en el mercado internacional descendieron junto a la denominada revolución del shale en los Estados Unidos, lo que en la práctica indujo a un sesgo de inversiones en la extracción

de petróleo más que de gas tanto en Argentina como a nivel mundial en aquellos casos donde esta elección era y es posible (EIA, 2011)⁷.

Gráfico 2.4. Precios medios del gas natural en boca de pozo en Argentina y marcadores de precios internacionales. En dólares corrientes por MBTU



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y BP, 2011

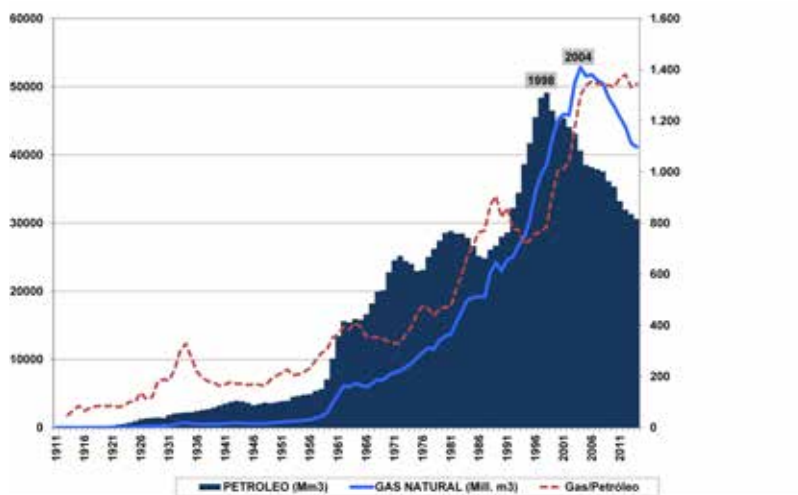
Nota explicativa: las líneas punteadas se calculan como diferencia entre el valor medio anual del precio de referencia internacional y el obtenido por los productos en el mercado interno. Si bien el gas natural no es totalmente transable como lo es el crudo, la señal de precios opera a través del costo del sustituto cuando la demanda excede la oferta y se debe suplementar dicha oferta con gas de otro país o con combustibles líquidos.

Por otra parte ciertas incertidumbres macroeconómicas, institucionales y jurídicas pudieron haber afectado las decisiones de inversión de los actores, en especial tras la crisis mundial de 2008-2009, pero también por las particularidades del contexto argentino y la emergencia del escenario donde la Argentina podría ser uno de los principales países con potenciales de explotación de petróleo y gas no convencional. Como sea, lo cierto es que la declinación de la oferta de gas frente a una demanda que la excede ha obligado a la Argentina a importar cada vez mayores

7 EIA, 2011, Rethinking rig count as a predictor of natural gas production, accedido en: www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13551.

cantidades de gas en forma de gas importado de Bolivia, vía GNL y también a través de mayores cantidades de diésel oil, fuel oil y gas oil.

Gráfico 2.5. Evolución de la producción de petróleo y gas 1911-2014



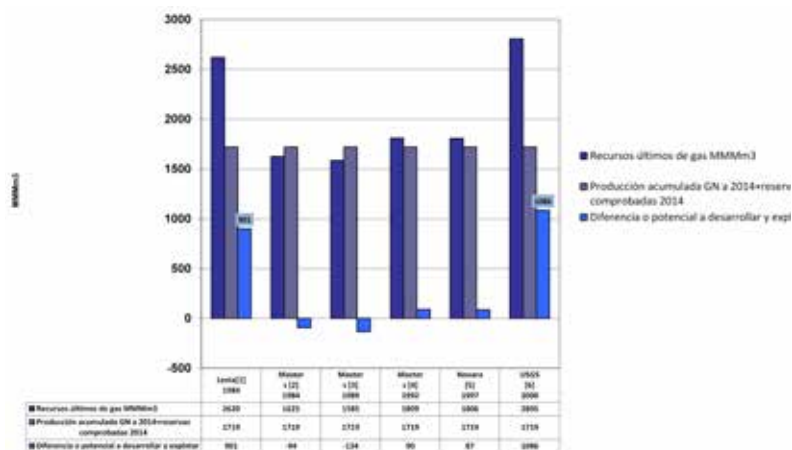
Fuente: estimaciones propias con datos del IAPC y de la Secretaría de Energía. Últimos datos estimados con datos de TDS_SescoWebUP_03_2015.

De este modo, la cuestión de la eficacia de las señales de precios y su impacto sobre la oferta no es un tema de menor importancia en el caso de Argentina, debido a que dadas las decisiones adoptadas por las autoridades de transferir renta a los consumidores como parte de los objetivos de política energética y económica, ha implicado que el Estado Nacional deba subsidiar todo costo para suplementar la brecha entre oferta y demanda de energía, lo que es especialmente oneroso en el caso del sector eléctrico y se origina principalmente con la insuficiencia del gas natural para satisfacer el conjunto de las demandas de este energético. Para tener una idea de lo que esto significa por cada dólar de incremento en el costo por MWh de la electricidad que se halle por encima del costo sancionado por el administrador del mercado (CAMMESA), a los niveles de generación actuales, los consumidores o el Estado deben desembolsar 125 millones de dólares al año. Por su parte si el gas natural se pagaba 2 dólares y se debe pagar 6 por millón de BTU, el impacto mínimo en el costo de generación eléctrica puede ser del orden de los 30

dólares por MWH, es decir unos 3770 millones de dólares anuales que alguien debe absorber.

Un análisis de la producción acumulada de petróleo y gas frente a las estimaciones de recursos últimos ayuda a comprender mejor el tema de si la escasez de combustibles ha residido en una insuficiencia de precios o más bien proviene de un agotamiento de las reservas en producción, reservas que para que hubieran crecido debían o estar descubiertas unos 5 o 7 años antes o bien contar con cuantiosas inversiones en exploración que las empresas no hicieron sencillamente porque en el negocio petrolero la perforación de un pozo tiene un valor acotado por el tipo de yacimiento, su profundidad, topología, etc., pero lo que se extrae de él depende de otros factores no manejables por políticas. Es decir si el objetivo es maximizar ganancias la reinversión de utilidades en el mismo territorio de donde se extrae dicha ganancia, no está garantizada pues puede haber sitios con mejor prospectiva geológica y no sólo económica o jurídica.

Gráfico 2.6. Evolución de la producción acumulada de gas 1911-2014 y reservas comprobadas remanentes a 2014 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos



Fuente: para estimación de recursos últimos [1] Lesta, 1986, La Argentina como país petrolero; [2], [3], [4] Masters, 1987, 1991 y 1994, World Resources of Crude Oil, Natural Bitumen and Shale Oil; [5] Novara, 1998, las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación [6] y [7] U.S. Geological Survey World petroleum Assessment 2000-Argentina Assessment Results Summary- Allocated Resources. Series de producción acumulada con datos del IAPG y la SE.

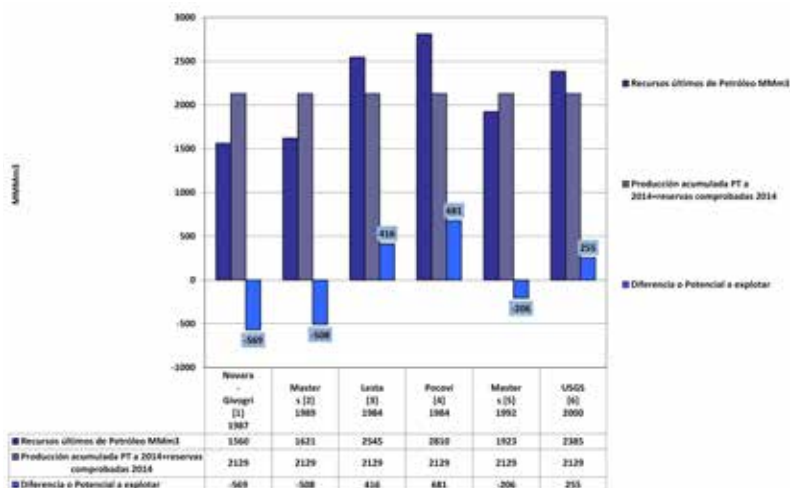
Como se puede observar, en varias de las estimaciones realizadas por diversos autores y organismos aún habría en Argentina gas convencional no explotado (expresado en la gráfica como diferencia entre producción acumulada y reservas remanentes comprobadas respecto a las estimaciones de recursos últimos), aunque la magnitud del mismo es incierta.

Por lo tanto la hipótesis de gas retenido por los productores como causa de la brecha entre los requerimientos de gas y la oferta de gas proveniente de yacimientos en Argentina es aún plausible, pero no se puede tampoco descartar que también el gas natural haya entrado en una etapa de declinación al igual que el petróleo y resten como recursos, los no convencionales.

En uno de los casos, la mejora de los precios podría resolver, tal vez, la cuestión de la creciente necesidad de importar productos sustitutos para el gas natural destinado a la generación de electricidad, una de las principales vulnerabilidades fiscales y macroeconómicas. Esto no sería así frente a un agotamiento absoluto de reservas económicamente explotables.

Cuando se analiza el caso para el petróleo los resultados son un tanto diferentes aunque también indican para algunos casos la posibilidad de que existan potenciales sin explotar. Con todo ellos serían inferiores a los del gas natural.

Gráfico 2.7. Evolución de la producción acumulada de petróleo 1911-2014 y reservas comprobadas remanentes a 2014 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos



Fuente: para estimación de recursos últimos [1] Givogri y Novara, 1997, Exploración del petróleo en Argentina: aspectos principales y propuestas de reordenamiento; [2] y [5] Masters, 1987, 1991 y 1994, World Resources of Crude Oil, Natural Bitumen and Shale Oil; [3] Lesta 1986, La Argentina como país petrolero; [4] Pocoví, 1988, El petróleo existente en Argentina; [6] U.S. Geological Survey World petroleum Assessment 2000-Argentina Assessment Results Summary-Allocated Resources. IAPG y SE para cifras de producción histórica acumulada.

Como se ve el remanente es mucho menor en todos casi todos los casos y, para estimaciones como la de Masters (1989) y Novara-Gigovri (1987), las cifras de reservas comprobadas más la producción total acumulada ya registrada superan a las estimaciones de recursos últimos realizadas por esos autores, lo que indica que se hallaban subestimadas.

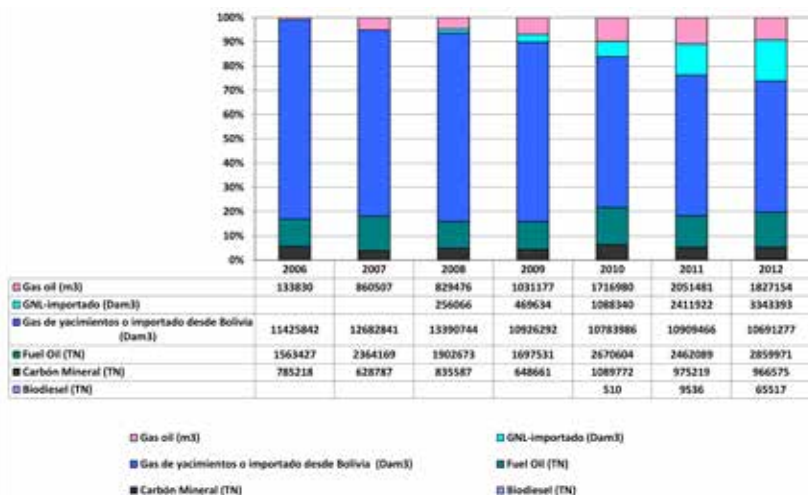
Dado que el conjunto de la información disponible respecto a estimaciones de dichos recursos últimos de petróleo y de gas corresponde a las realizadas entre 1984 y 2000, nada concluyente puede ser dicho, más que, en apariencia, el perfil de la Argentina continúa apareciendo con mayores posibilidades de hallar gas que petróleo, lo que se confirma de modo más concluyente con las cifras que la USGS presenta acerca de los potenciales de shale gas y shale oil para la Argentina, no incluidos en los datos presentados.

La cuestión planteada no es menor en tanto que no sólo el autoabastecimiento puede no ser una meta realizable a partir de políticas públicas, sino que el grado de incertidumbre dificulta la toma de decisiones correctas, como por ejemplo la que concierne a la instalación de plantas de regasificación de gran escala para importar GNL (cuyo costo es inferior al suministro por buques regasificadores), o bien las decisiones acerca de la conveniencia o no de continuar instalando centrales térmicas que requieran gas natural, como así también la conveniencia de pensar en la concreción de un suministro ampliado de gas importado desde Bolivia u otras decisiones que deberían ser evaluadas en un marco de planificación energética integral con el fin de asegurar el suministro a precios predecibles y, en función de ello adecuar las políticas de precios internos. Al respecto este aspecto se trata más adelante a fin de comprender las alternativas existentes para resolver el problema energético argentino con los menores impactos posibles.

Por otra parte, la creciente dependencia de importaciones de sustitutos del gas producido en el país para generar electricidad se puede ilustrar parcialmente mediante la evolución registrada entre 2006 y

2012 del consumo de combustibles en centrales de generación eléctrica de Servicio Público.

Gráfico 2.8. Evolución del consumo de combustibles para abastecer centrales de generación eléctrica para servicio público

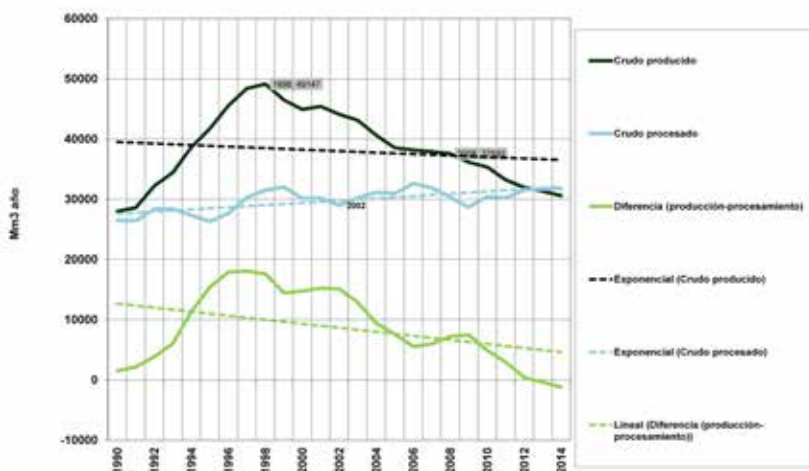


Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA. Últimos datos hallados bajo esta forma de clasificación en CAMMESA informe anual 2012.

Ahora bien, al margen de la cuestión referida a la interacción entre las cadenas eléctricas y de gas natural, la Argentina presenta también un estrechamiento creciente entre la producción de crudo y la demanda del mismo para su procesamiento en las refinерías, además de un grado de saturación de estas últimas que requieren atender a su ampliación a riesgo de que crezcan ambas: las importaciones de crudo y las de derivados. Este hecho merece ser remarcado, pues tanto la reducción de las exportaciones de petróleo, como la importación de derivados constituyen otro de los aspectos clave que hace al impacto macroeconómico que deviene de una mayor vulnerabilidad de la balanza de pagos.

Las cifras del gráfico 2.9 muestran que la diferencia entre ambos valores: crudo producido y crudo procesado, han reducido el margen de exportaciones de crudo y que, de continuar la tendencia de crecimiento de la demanda de derivados en breve será necesario importar de modo creciente estos productos para abastecer el mercado interno.

Gráfico 2.9. Evolución de la producción de crudo y del crudo procesado en refinerías



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Las consecuencias fiscales y sobre las cuentas externas de tal situación ya se han manifestado desde 2006, pero se han agravado desde 2011 y podrían ser progresivamente peores sin que sea posiblemente viable una corrección de estos desequilibrios compatible con un contexto de crecimiento, a la vez que este último también se ve amenazado de no ser corregidos los mismos⁸. Aunque la nacionalización de YPF y la nueva Ley de Hidrocarburos a partir de 2012 han creado un ámbito más favorable para encarar parte de este problema, ciertamente ello sólo dará resultados en un horizonte que se extiende a 2015-2020, plazo en el cual se debe diseñar una estrategia de transición.

Como se ve entonces, el mayor desafío para la seguridad de suministro energético en la Argentina se deriva de la alta participación alcanzada por los hidrocarburos en la matriz energética- en especial gas natural-, sin un correlato de incremento de niveles de reservas y producción de petróleo y de gas, sumado a la incertidumbre respecto a si

8 Esta conclusión se había anticipado ya en un estudio realizado por el autor, véase Análisis del impacto tributario que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Argentina.(Versión Final-CONFIDENCIAL), Proyecto FO/AGR/07/006, Contrato No2471/2007-PNUD, Buenos Aires 2007.

una intensificación de la política exploratoria y de inversiones pueda revertir esta situación a corto, mediano o largo plazo.

Pero este desafío que se refiere a la disponibilidad de recursos de hidrocarburos explotables bajo condiciones económicas, técnicas y ambientales, se suman otros de impacto sobre el sector fiscal, por un lado y, por otro, sobre las cuentas externas. Estos a su vez deben ser puestos de frente a los pilares que han posibilitado el crecimiento económico de Argentina desde 2003 a 2012 y que son: superávit fiscal y externo. Ambos amenazados desde fines de 2011.

Al respecto hay que mencionar que si bien el mayor volumen de importaciones no corresponde al sector energético, ciertamente el crecimiento de las importaciones de sustitutos del gas natural producido en el país junto a importaciones de derivados de petróleo como el gas oil, ha conducido a anular el superávit en balanza comercial originado en exportaciones primarias, lo que permitía afrontar la demanda de divisas del sector industrial, arrastradas a su vez por el crecimiento de la demanda interna.

Este núcleo duro del problema es el que también explica los desequilibrios del mercado cambiario, factor que por su parte incide en la incertidumbre respecto a las señales de precios que se otorgan para los productores de petróleo y gas en tanto las preguntas son: ¿valores en dólares a qué tasa de cambio?

Parte de este núcleo de problemas se trata en los siguientes puntos.

3. Inversiones, políticas de precios y subsidios e impactos sobre la oferta de hidrocarburos

Como se ha visto, las políticas de precios aplicadas al gas natural y al petróleo han significado un desacople respecto a los costos de oportunidad estimados en base a la evolución de los precios de estos productos en el mercado externo. Esta situación, que es manejable en el caso de que los actores fueran empresas del Estado con una misión de abastecer el mercado, es mucho más complejo en un marco de actores transnacionales, tanto más por cuanto adicionalmente ellos manejan activos con distinto sesgo gas y petróleo y con una gran diversidad de situaciones en cuanto a productividad promedio por pozo según área de operación.

Esta situación de desacople de precios internos devino de un complejo cuadro donde la Argentina partía de una reciente devaluación superpuesta a un escenario de precios internacionales de la energía en fuerte alza respecto a la que regía en el contexto previo (Kozulj, R., 2005)⁹.

Los instrumentos utilizados fueron distintos en el caso del petróleo y del gas natural. Para el petróleo obró un sistema de retención a las exportaciones lo que fijó un tope a la incidencia del alza de los precios internacionales sobre la formación de precios de los derivados en el mercado interno. De hecho los precios de referencia internos para el caso del petróleo se fueron ajustando desde 2003 a la fecha y, aunque presentaron un cierto apartamiento respecto a los valores del crudo en el mercado internacional, ciertamente fueron atractivos para los productores en términos de incentivar la producción. Se debe considerar que como demostrado en el punto anterior la declinación en la producción de crudo comenzó en 1998 cuando los precios eran de 12,3 dólares por barril (19 dólares en 1997 y en el 2000).

Por lo tanto no podría ser atribuible al desacople entre precios internos y externos, la constante declinación en la producción de crudo que el país ha registrado desde 1998 a la fecha¹⁰. Esto significa que en

9 Kozulj, R. (2005), Crisis de la industria del gas natural en Argentina, NU. CEPAL. División de Recursos Naturales e Infraestructura, LC/L.2282-P, Santiago de Chile, 2005.

10 Por ejemplo, en el yacimiento Anticlinal Grande-Cerro Dragón, uno de los de más larga data en cuanto a historia de explotación, la producción pasó de un histórico próximo a los 3 millones de metros cúbicos al año a más de 5 millones. Entre 2001 y 2010 incorporó 57 millones de M3 de nuevas reservas. Sin embargo tras más de 50 años de explotación comenzó a declinar en 2009. Estos datos corresponden a un estudio por yacimiento y operador con serie de producción y reservas producido por la Secretaría de Energía.

términos de prospectiva es muy difícil que la Argentina logre remontar esa situación sino es a través de la explotación de no convencionales.

En el caso del gas por el contrario, se aplicó un congelamiento de precios primero-junto a una pesificación de los valores- y, tras diversas resoluciones se fue liberalizando el mercado. Se debe comprender que desde el punto de vista de la política de precios es necesario distinguir entre la aplicada a los usuarios residenciales y la aplicada a los consumidores industriales, al mercado eléctrico mayorista y a los productores. Esto en tanto si se desea vincular la caída en la oferta de gas con la política de precios lo que importaría en forma directa es el precio recibido por dichos productores frente al nivel de sus costos de extracción o, para una ampliación de la oferta si ella es físicamente factible a partir de ciertas tecnologías, frente a los costos totales incluyendo reposición de pozos, etc.

En ambos casos- petróleo y gas- los estímulos gubernamentales fueron en la dirección de remunerar con valores más cercanos a los costos de oportunidad las nuevas inversiones que demostraran se trataba de nuevos recursos descubiertos y no de una mayor remuneración de los ya descubiertos.

La lógica aplicada hacia 2004 – y que en cierto modo continúa-, evitaba trasladar al consumidor o al Estado Nacional (vía subsidios) el costo de una mayor remuneración cuyo impacto sobre inversiones y nivel de resultados era altamente incierto debido a factores de riesgo minero (probabilidad de hallar nuevas reservas), pero también debido a estrategias empresariales de reinversión de utilidades fuera del país. Al respecto vale decir que en concomitancia con el cuadro de situación descrito, el principal productor de petróleo en Argentina, Repsol-YPF, había sufrido un cambio en su gestión dada la compra de la mayor parte del paquete accionario por parte de un actor no petrolero (la empresa constructora SACyR Vallehermoso S.A., fuertemente endeudada con grupos financieros también accionistas de Repsol, (Iza, 2007). Este hecho indujo a esta empresa a definir una política de reinversiones de utilidades fuera de la región (Kozulj, R. 2010)¹¹

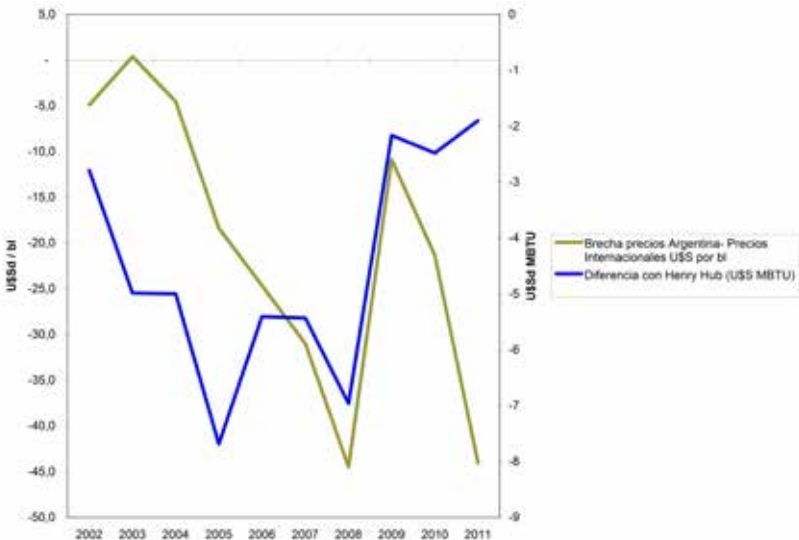
Por otra parte, a través de esta política de precios, se buscaba también contribuir a un mayor crecimiento evitando que los mayores costos energéticos redundaran en una menor demanda agregada, en una pérdida de competitividad en sectores industriales beneficiados con

11 Kozulj, R. 2010, The Quest for Energy Security in Argentina en: IISD, Trade Knowledge Network Series on Trade and Energy Security – Policy Report 2, accessible <https://www.iisd.org>.

un bajo costo de insumos energéticos (ej. Petroquímica) y en una mayor remisión de utilidades fuera del país, conducta que caracterizó a los agentes operadores. Esta política fue sustentable como transición entre 2003 y 2006, pero, a partir de allí mostró insuficiencia, especialmente desde 2008 en adelante. Sin embargo de 2008-2009 en adelante también se producen varios hechos que complicaron el problema. Por una parte a nivel mundial hacia 2007 deja de ser tan beneficioso para los países desarrollados el arrastre del crecimiento mundial por parte de China. Por otra la pérdida de dinamismo de las importaciones de China y la propia crisis financiera mundial condujeron a las autoridades a aplicar fuertes medidas anti-recesivas a través de la expansión del gasto público y de la inversión pública. A esto se suma que desde 2008 en adelante los precios del gas sufren una caída a raíz de la ya citada revolución del shale en los Estados Unidos.

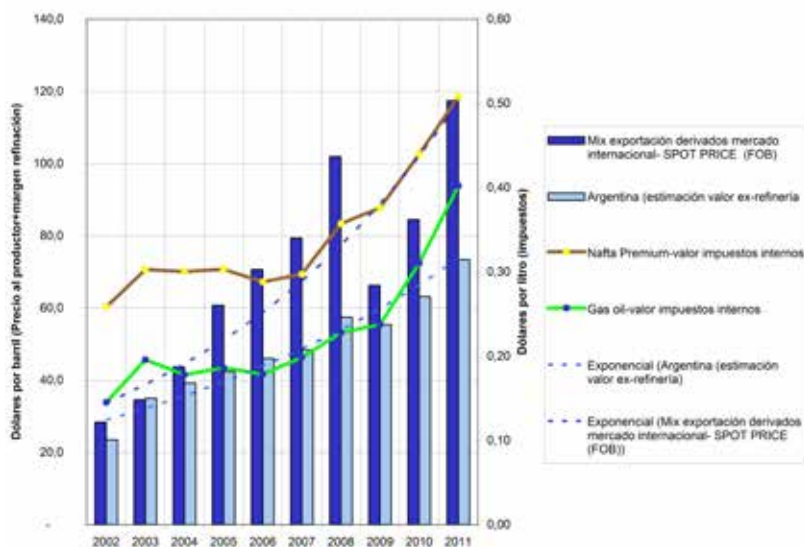
En este contexto es razonable pensar que las políticas de precios de la energía implementadas por el gobierno buscaron no impactar en el crecimiento en momentos en que otros factores amenazaban con hacerlo (Rozenwurcel, 2008). Sin juzgar la racionalidad de tal decisión política, lo cierto es que ella tuvo consecuencias a la fecha.

Gráfico 3.1. Brecha de precios medios en Argentina respecto a los valores internacionales: gas natural y petróleo crudo



Fuente: elaboración propia con datos de la CEPAL y de BP.

Gráfico 3.2. Precios ex-refinería Argentina e internacionales



Fuente: elaboración propia con datos de la CEPAL y de BP.

Por otra parte vale remarcar nuevamente que a partir de 2009 las brechas entre el precio del gas y del petróleo en Argentina respecto a los valores internacionales se modificaron para uno y otro producto de forma diferencial. En el caso del gas, como ya mencionado, la mayor oferta de shale gas en los EUA, logró desacoplar los valores Henry Hub del valor del WTI -ambos marcadores de referencia- y por lo tanto también redujo la brecha entre los precios locales del gas percibidos por los operadores en Argentina y en el resto del mundo. En el caso del petróleo el alza del precio tras la crisis de 2009 volvió a profundizar la brecha de precios internos y externos hasta 2014, no así tras la caída de los precios internacionales del crudo a fines de ese año y durante lo que va de 2015.

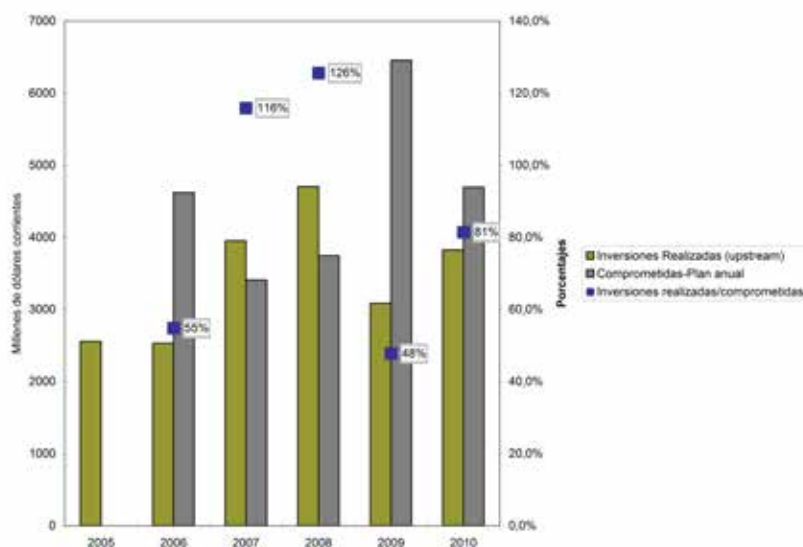
Por su parte la política de impuestos aplicada a los combustibles líquidos como las naftas y el gas oil, fue más de acuerdo con el crecimiento de los precios internacionales después de 2009, restando parte de la renta transferida a los consumidores de esos derivados de petróleo.

Los resultados en términos de inversiones privadas en el sector del upstream petrolero- el único que no podía ser subsanado mediante modalidades de inversión estatal o mecanismos como los fideicomisos

que permitieron ampliar la oferta de generación y el transporte de gas y electricidad- fueron así magros.

Los productores o bien comprometieron inversiones de baja magnitud (Ej. 2006 a 2008), o, cuando frente a los estímulos de los programas que remuneraban a valores internacionales (Gas plus y Petróleo plus) comprometieron mayores inversiones (2009-2010), no las realizaron.

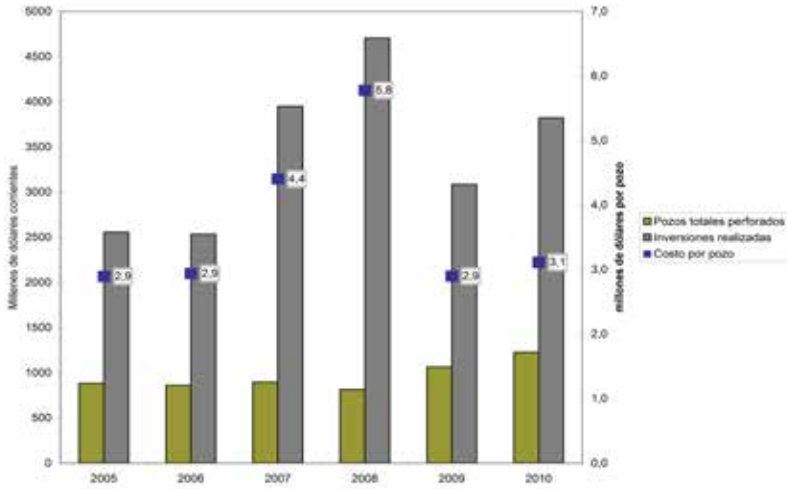
Gráfico 3.3. Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos: comprometidas en los planes anuales y ejecutadas. Período 2005-2010. Valores en millones de dólares corrientes



Fuente: elaborado con datos de la SE.

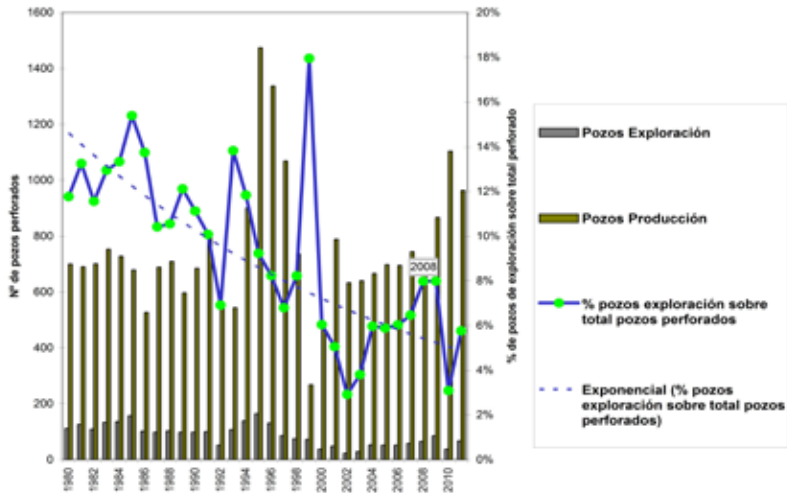
Si se vinculan los montos de inversiones con los pozos totales perforados se observa que desde 2009 los valores medios disminuyeron de modo abrupto, lo que fue coincidente con la disminución del número de pozos exploratorios realizados, cuya proporción sobre el total presentó además una tendencia declinante de largo plazo desde las reformas y que sólo logró ser parcialmente revertida hasta 2008 (gráficos 3.4 y 3.5).

Gráfico 3.4. Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos, pozos totales perforados y costo por pozo



Fuente: elaborado con datos de la SE.

Gráfico 3.5. Pozos totales perforados según tipo y relación exploración/pozos totales

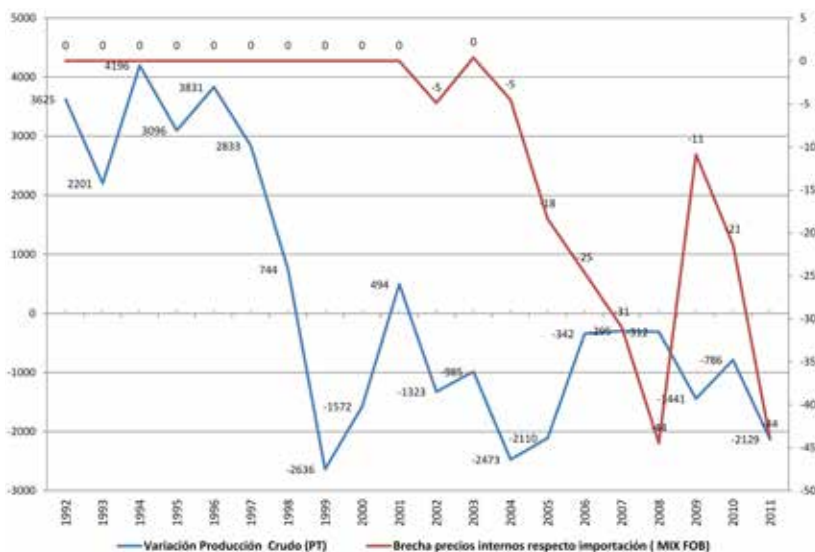


Fuente: elaborado con datos de la SE.

La baja actividad exploratoria puede haber sido causa del escaso incremento de reservas, pero si se tiene en cuenta lo dicho respecto al riesgo minero y la incertidumbre respecto a la frontera de descubrimientos posibles resta despejar aún muchas incógnitas respecto al grado en que mayores precios hubieran podido y pueden revertir el panorama de abastecimiento de gas y petróleo.

Los dos siguientes gráficos muestran respectivamente las variaciones anuales de la producción de petróleo y gas vis a vis las variaciones de los apartamientos de precios recibidos respecto a los de referencia en el mercado internacional.

Gráfico 3.6. Variación de la producción de petróleo y brecha entre precios percibidos y «costos de oportunidad». En Miles m³ año y dólares corrientes por barril



Fuente: Datos empalmados Secretaría de Energía y estimaciones propias con datos de la CEPAL

Nota explicativa: en el eje de la izquierda se cuantifican las variaciones anuales en el volumen de producción de petróleo. En el eje de la derecha, la diferencia estimada entre los precios internacionales del petróleo en dólares por barril y los precios percibidos en esa unidad por los productores en Argentina.

Del análisis de los datos del gráfico 3.6 se tienen los siguientes hechos a remarcar: 1-el descenso de la producción se verifica a partir de

1998 en plena vigencia de los marcos normativos que se fijaron tras las privatizaciones y bajo la estabilidad jurídica previa a la ruptura de la convertibilidad, es decir con precios internos alineados con los internacionales; 2-el esquema de retenciones no parece así, como se dijo, el causante principal de la disminución de la producción de petróleo; 3- dicha producción se incrementa a pesar del apartamiento del costo de oportunidad. De hecho se obtienen nuevos niveles de producción creciente, aunque limitados por razones de declinación de reservas en un contexto de crecimiento relativo de reservas. Es decir se reafirma en parte lo ya descrito en el punto 2.

Gráfico 3.7. Variación de la producción de gas y brecha entre precios percibidos y «costos de oportunidad». En Millones de m3 año y u\$sd por MBTU.



Fuente: Datos empalmados Secretaría de Energía y estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Nota explicativa: en el eje de la izquierda se cuantifican las variaciones anuales en el volumen de producción de gas natural. En el eje de la derecha, la diferencia estimada entre los precios internacionales del Gas Natural (Referencia Alberta-EUA) en dólares por MBTU y los precios percibidos en esa unidad por los productores en Argentina.

Respecto a los datos representados en el gráfico 3.7, es decir para el caso del gas natural, el descenso de la oferta interna de gas de origen nacional presenta una

aparente correlación con el apartamiento de los precios percibidos por los productores respecto de «los costos de oportunidad», situación que es clara hasta 2009.

Luego la disminución del apartamiento se deriva no sólo de los estímulos del programa Gas Plus, sino fundamentalmente de la disminución del precio internacional lo que se explica por el ya mencionado impacto de la oferta de shale gas en los Estados Unidos de América lo que se traduce en menores precios del gas importado en los EUA y aún en los marcadores internacionales como el Henry Hub.

En ese contexto además, el análisis demostró que el Programa Gas Plus no indujo a incrementos de producción de áreas nuevas sino más bien a la práctica de «re-nominar» áreas con reservas comprobadas, con lo cual los empalmes de series de producción realizados revelaron que los productores no incrementaron la producción total con base a esa forma de estímulo que pretendía separar gas ya descubierto, del gas proveniente de nuevos desarrollos genuinos.

De hecho a través del seguimiento de la producción y de las reservas de gas por área y operador se halló que los productores re-nominaron áreas en producción ya existentes con el objeto de cobrar el precio del programa gas plus, sin que -al reintegrar las áreas re-nominadas respecto a las originales- se pudiera constatar un crecimiento de producción o reservas.

De este minucioso análisis se concluye que mientras que en el caso del petróleo se ha registrado un fenómeno de reservas en crecimiento con un muy bajo grado de anomalía (-2%), en el caso del gas natural existen dos momentos de clara anomalía, ambos concomitantes con modificaciones de alto impacto en la política de precios del gas (2002-pesificación; 2004-2005 -nuevo escenario de precios internacionales con precios del gas «pesificados» y con un apartamiento creciente de dichos precios internacionales (ver gráficos 3.6 y 3.7).

En la estimación de incorporación neta de reservas totales, estas «anomalías»- referidas a que las variaciones de las reservas deberían corresponder a las de la producción anual y los valores interanuales de reservas comprobadas- representan cerca de 87% de la cifra de incorporación neta de reservas de gas (cuadro 3.1 y gráficos 3.8 y 3.9). Nótese que en el gráfico 3.9 las áreas con pérdidas de reservas (no explicadas por la producción acumulada), superan el valor las de las reservas incorporadas en otras áreas. Esto podría indicar la existencia de gas convencional retenido por los productores en tanto su explotación es tal vez menos rentable que la de otras áreas donde concentran sus actividades.

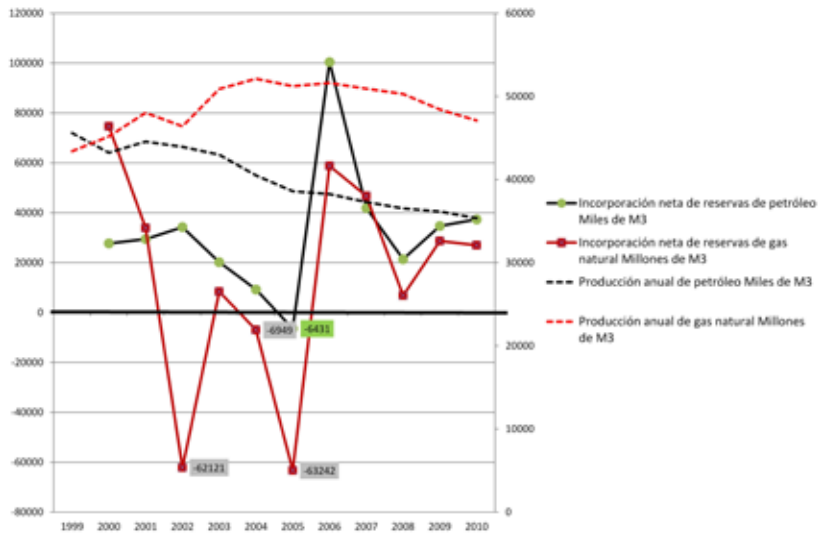
Al no haber ningún instrumento legal para obligar a los operadores a desarrollar estas áreas y al haber perdido el Estado el acervo de información de las mismas, es poco lo que puede hacerse salvo negociar con esos actores o bien, en un extremo, revertir las concesiones lo que tiene altos costos para una inserción internacional aceptable.

Cuadro 3.1. Producción anual e incorporación neta de reservas de petróleo y de gas en Miles de M³ y Millones de M³

Variables/Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Acumulado	% de anomalía
Producción anual de petróleo Miles de M ³	45587	43243	44372	43938	42389	40504	38992	38249	37504	36537	36132	35366	437446	
Producción anual de gas natural Millones de M ³	43426	45194	48027	46409	50904	52120	51295	51616	50956	50900	48419	47109	542268	
Incorporación neta de reservas de petróleo Miles de M ³		27743	29466	34238	25228	9282	-9431	190431	41923	23454	34686	37373	350070	-2%
Incorporación neta de reservas de gas natural Millones de M ³		74670	33944	-61121	8405	-9949	-63242	58822	46754	6855	28709	27015	-152861	-87%

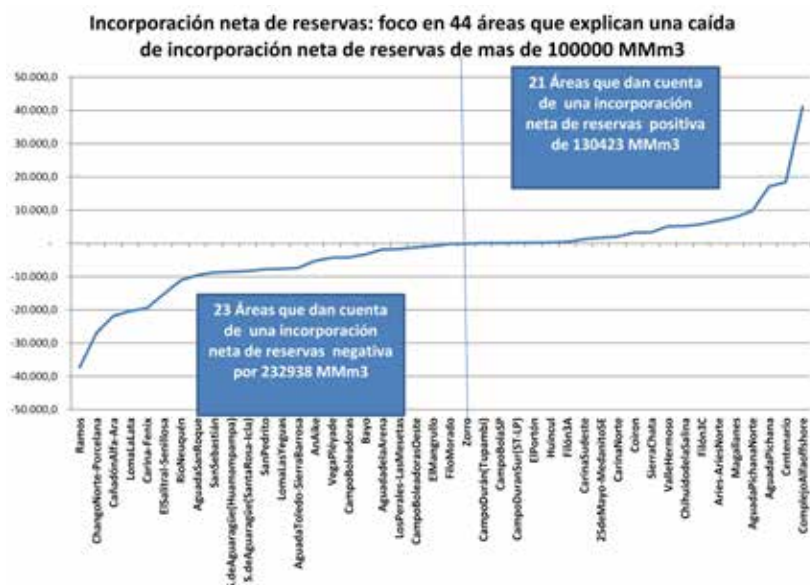
Fuente: Datos empalmados Secretaría de Energía.

Gráfico 3.8. Producción anual e incorporación neta de reservas de petróleo y de gas en Miles de M³ y Millones de M³



Fuente: Datos empalmados Secretaría de Energía.

Gráfico 3.9. Identificación de áreas con pérdida neta de reservas no explicadas por la producción acumulada y áreas con incorporación de reservas de gas.



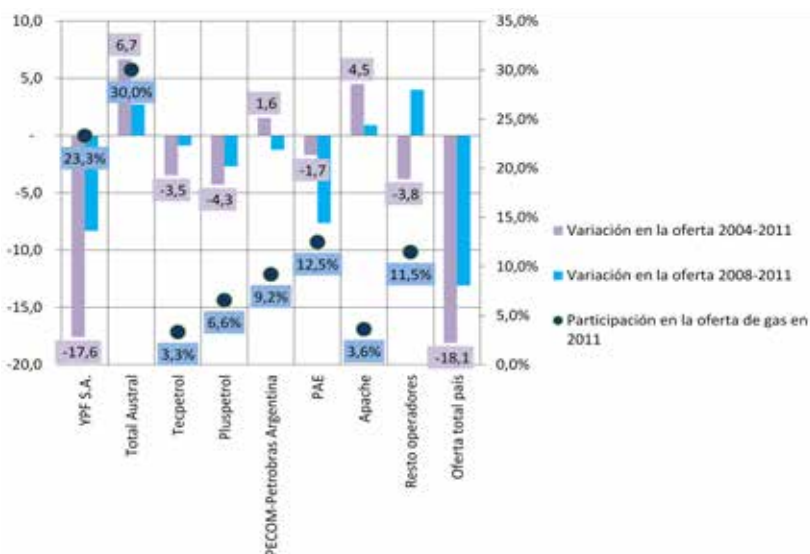
Fuente: Datos empalmados Secretaría de Energía.

Cabe decir así que la escasez de gas que se originó en la Argentina parece claramente haber obedecido tanto a las estrategias empresariales de orientar sus inversiones hacia las de sesgo petróleo- de mayor rentabilidad-, como por una reacción oportunista frente a los estímulos de precios otorgados para incrementar la oferta de gas natural al hacer pasar por oferta nueva, la producción de viejas reservas oportunamente ocultadas o re-estimadas bajo criterios más económicos que de disponibilidad física de dicho energético. En el gráfico 3.10 se ilustran tanto la participación en el mercado de gas de cada operador como la variación de su oferta entre el período de comienzo de la escasez de oferta de gas (2004) como antes de la nacionalización de YPF (2011).

Sin duda el haber escogido la estrategia de fijar precios para el gas natural según una política de precios medios- en vez de costos marginales dados por el costo del gas importado (mix Bolivia +GNL + Gas Oil)-, obedeció a su vez a los intentos de evitar mayores costos fiscales, toda vez que pagar por ello hubiera significado tanto una mayor erogación fiscal (por aumento de los subsidios) o bien trasladar al consumi

por el pleno costo del abastecimiento con fuertes impactos recesivos al afectar la demanda agregada.

Gráfico 3.10. Variación de la oferta de gas por operador principal en el período 2004-2011



Fuente: Estimaciones propias con datos empalmados de la Secretaría de Energía.

Nota: los puntos representan la participación, expresada en porcentajes, de cada operador principal antes de la nacionalización de YPF (eje derecho). Las barras la variación en la oferta de gas natural de cada uno de ellos entre 2004 y 2011 y entre 2008 y 2011 respectivamente (eje izquierdo).

Al respecto bien podría ser argumentado que el traslado de los mayores costos a los consumidores hubiera evitado el gasto fiscal, permitiendo una reasignación del mismo.

Si bien esto es un argumento de peso, lo cierto es que el impacto de un cambio de tal naturaleza en el vector de demanda final hubiera posiblemente impactado sobre los niveles de actividad industrial y empleo repartidos de una determinada forma en la matriz de insumo-producto, difícilmente replicable a través de una reorientación del gas público.

Como sea, dada la complejidad del problema, una solución política y técnica, debe reordenar el conjunto de las variables intervinientes a través de políticas finamente articuladas a riesgo de- en caso de no ser así-, inducir a una recesión que tampoco podría resolver el problema fiscal y posiblemente tampoco el del sector externo, a menos que la actividad cayese en varios puntos por debajo del PBI actual como modo de ajuste automático del nivel de las importaciones. Al respecto, y aunque el enfoque adoptado fue y es distorsivo, el problema energético no puede ser desvinculado del de la inserción de la Argentina en el comercio mundial y las características de un sector industrial fuertemente dependiente de importaciones, sin que sea tan sencillo definir una política industrial en esta nueva fase del sistema mundial. La literatura más reciente sobre industrialización y empleo, revela que en todos los países la componente de importaciones de los productos industriales exportables (y también para consumo interno) contiene, a su vez, proporciones elevadas de importaciones (OIT, 2014)

Dejando a un lado este tema, que es y será crucial para la Argentina posterior a 2015, se debe comprender mejor el nexo entre la escasez de gas y la evolución de los subsidios, dado que buena parte de ellos se ha originado en lo que se denomina el sobrecosto de despacho en el sector de generación eléctrica

Al mismo tiempo se verá el motivo por el cual obtener gas a un menor costo medio continúa siendo una de las mejores opciones para resolver el problema expuesto.

En tal sentido mientras que en el punto 4 abordaremos el tema acerca del el nexo entre la escasez de gas y la evolución de los subsidios, en el siguiente se realizará una cuantificación tanto de la escasez de gas como de las opciones para lograr que el mix de suministros de combustibles para generación eléctrica sea el menos costoso.

Antes de entrar en este tema es necesario resaltar aquí que si bien los recursos estimados de shale gas y shale oil en Argentina son de una magnitud muy significativa respecto de las reservas comprobadas (cuadro 3.2), su desarrollo implicará sin duda lograr estabilizar la macroeconomía sin frenar el crecimiento algo en extremo desafiante.

Cuadro 3.2. Reservas comprobadas, probables y posibles frente a los recursos de petróleo y gas no convencional. Estimaciones en 2014

En millones de m3 equivalentes de petróleo					
Petróleo Convencional Probadas	393	GN Probadas	323	Total Probado	716
Petróleo Convencional Probables+Posibles	350	GN Probables y Posibles	1217	Total Probable y Posible	1567
Petróleo no convencional	4285	GN no convencional	21659	Total no convencionales	25944
	5028		23199		28227
En Porcentajes					
Petróleo Convencional Probadas	7,8%	GN Probadas	1,4%	Total Probado	2,5%
Petróleo Convencional Probables+Posibles	7,0%	GN Probables y Posibles	5,2%	Total Probable y Posible	5,6%
Petróleo No convencional	85,2%	GN No convencional	93,4%	Total No convencionales	91,9%
	100,0%		100,0%		100,0%

Fuente: elaborado en base a Di Sboiavacca, N. (2013) y datos de la Secretaría de Energía.

4. Evolución de la incidencia fiscal de los subsidios a la energía

Los subsidios a la energía en Argentina provienen de varias fuentes. Por una parte, como repetido varias veces, la insuficiencia de la oferta interna de gas para generación eléctrica, junto a un mecanismo de fijación del costo de la energía eléctrica generada que supone que toda ella se realiza con disponibilidad de gas nacional -y a un valor fijo alejado del costo medio real de ese producto compuesto por gas nacional e importado + combustibles líquidos de mayor precio-. Esto ha conducido a la necesidad de incurrir en mayores costos variables para reconocer el costo del conjunto de combustibles importados (fuel oil, gas oil, gas importado de Bolivia y gas natural licuado de buques regasificadores), pero también los mayores costos de la oferta suplementaria interna originada en los programas como «Gas Plus» que remunera la nueva oferta interna a precios próximos a los internacionales.

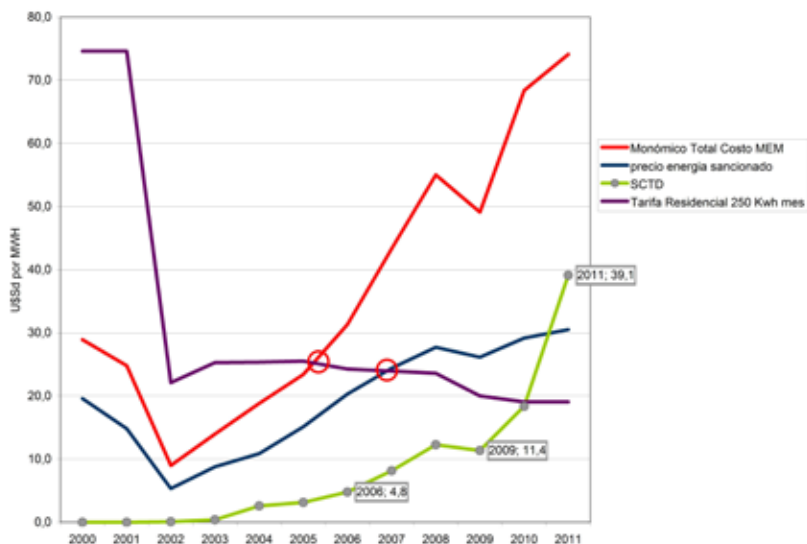
Por otra parte el casi congelamiento de los precios de las tarifas de transporte público urbano de pasajeros, junto al congelamiento de tarifas de gas y electricidad para consumidores residenciales y una franja de los comercios y servicios, implican erogaciones adicionales para cubrir los costos de suministro de los insumos de energía.

El monto exacto de estos subsidios no resulta sencillo de estimar, pero ha sido creciente desde 2006 precisamente a causa del desacople de precios internos e internacionales.

En el gráfico siguiente se ilustra la evolución del costo de generación total por MWh, el precio sancionado en el mercado eléctrico mayorista (bajo el supuesto de disponibilidad de gas al precio de referencia interno para generación dictado por CAMMESA, órgano que regula el Mercado Eléctrico Mayorista o MEM), el sobrecosto transitorio de despacho (que reconoce el valor de los combustibles suministrados a precios por encima del sancionado) y la tarifa residencial promedio para usuarios de capital y GBA.

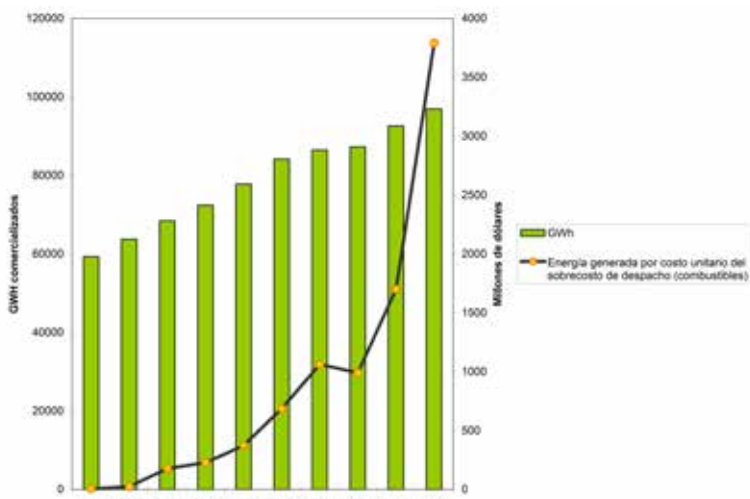
Si se multiplica la energía generada por la diferencia: a) entre el precio monómico y el sancionado y b) por los sobrecostos transitorios de despacho se tiene una primera aproximación a la evolución de los subsidios al sector eléctrico erogados con fondos del Tesoro Nacional.

Gráfico 4.1. Costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista y tarifas finales a usuarios residenciales. En u\$sd MWh



Fuente: elaborado con datos de CAMMESA.

Gráfico 4.2. Energía comercializada y estimación de subsidios pagados por el Tesoro Nacional a los generadores de energía eléctrica por mayores costos respecto a valores sancionados. En GWh y en millones de dólares

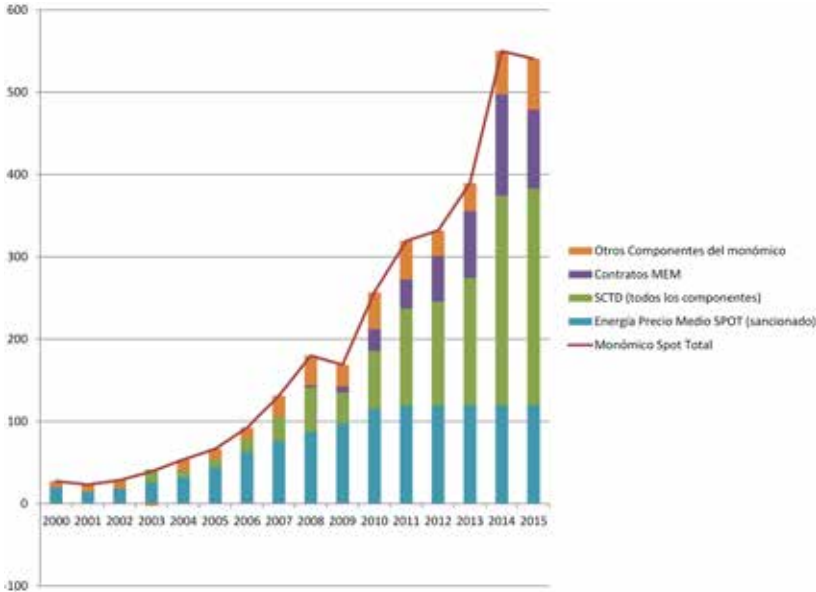


Fuente: estimaciones propias con datos de CAMMESA.

El crecimiento exponencial de los subsidios -de los cuales los sobrecostos de despacho son sólo una parte-, ha sido producto tanto del mayor requerimiento de insumos distintos al gas natural provisto a precios sancionados [muchos de ellos importados como el GNL, el FO y el DO (gráfico 2.8)], como de los mayores costos originados en los programas como el gas plus. A su vez ciertamente el crecimiento de la demanda ha significado que la masa total del subsidio haya crecido.

Una versión actualizada de la formación de precios en el mercado eléctrico mayorista (gráfico 4.3) indicaría que el costo de generación se ha incrementado todavía más desde 2012 a la fecha situándose en un valor estimado por CAMMESA a marzo de 2015 en unos 520 pesos argentinos, contra 120 de precio sancionado. Según la tasa de cambio oficial este valor sería equivalente a unos 58 dólares por MWh. Dicho costo o valor a pesar de ser más alto en pesos de lo que era en 2012, es inferior al de ese año expresado en dólares. Esto sin duda obedece a la devaluación de 2014 y la flotación a partir de esa fecha. Por lo tanto la masa total de subsidios se ha hecho mayor en pesos pero inferior en dólares.

Gráfico 4.3. Evolución del precio monómico en el MEM período 2000-marzo de 2015. En pesos por MWh año.



Fuente: estimaciones propias con datos de CAMMESA.

El cálculo de la transferencia de renta a los consumidores no es sencillo de establecer en tanto no se dispone de valores reales de costos de transporte y distribución de energía eléctrica y tampoco de una estimación precisa de los precios de los contratos de los grandes usuarios eléctricos que compran fuera de las distribuidoras. Sin embargo atendiendo a la información disponible se sabe que cerca del 79% de la energía eléctrica comercializada es destinada a las distribuidoras y que cerca del 40% de la demanda se concentra en el GBA.

Los valores de las tarifas con y sin impuestos, permiten al menos establecer para esta porción del mercado la renta mínima transferida a los usuarios según tipo (cuadro 4.1).

Cuadro 4.1. Tarifas eléctricas con y sin impuestos en el área de CABA y GBA.
En dólares por MWh. Caso año 2010

Tarifas sin impuestos en u\$s por MWh						
Distribuidora y tipo de usuario	Residenciales 200 Kwh mes	Residenciales 400 Kwh mes	Comerciales 1000 Kwh mes	Comerciales 2000 Kwh mes	Industriales Potencia 100 kW	Industriales Potencia 300 kW
EDELAP S.A.	22	18	71	53	30	44
EDENOR S.A.	22	18	72	53	29	44
EDESUR S.A.	22	18	74	54	29	36
Costo estimado de electricidad en el MEM (Monómico)	68	68	68	68	68	68
Tarifas con impuestos incluido IVA en u\$s por MWh						
EDELAP S.A.	31	26	95	71	40	60
EDENOR S.A.	28	23	97	71	39	59
EDESUR S.A.	28	23	99	72	39	48
Renta mínima transferida al usuario en la tarifa sin impuestos en u\$s MWh						
EDELAP S.A.	46,4	50,4	-2,6	15,4	38,4	24,4
EDENOR S.A.	46,4	50,4	-3,6	15,4	39,4	24,4
EDESUR S.A.	46,4	50,4	-5,6	14,4	39,4	32,4
Renta mínima transferida al usuario en la tarifa con impuestos incluido IVA en u\$s MWh						
EDELAP S.A.	37,4	42,4	-26,6	-2,6	28,4	8,4
EDENOR S.A.	40,4	45,4	-28,6	-2,6	29,4	9,4
EDESUR S.A.	40,4	45,4	-30,6	-3,6	29,4	20,4

Fuente: elaboración propia con datos de CIER,
Boletín informativo 2011 y CAMMESA.

De este modo es posible establecer de modo muy general, que sólo para el caso de la electricidad los usuarios estarían percibiendo el grueso de estos subsidios estatales en forma no sólo de transferencia de renta sino de subsidios reales al no pagar siquiera los costos de la generación eléctrica. Sin duda esta política se ha traducido en un acelerado crecimiento de la demanda aunque no debe sobrestimarse la elasticidad precio de la demanda eléctrica. El acceso a equipamientos de consumo eléctrico ha jugado, en este contexto, un importante papel al haber sido parte también del crecimiento industrial arrastrado por la demanda interna (ver los datos en el gráfico 1.6).

En el caso de los usuarios de gas natural la transferencia de rentas se concentra más en los usuarios residenciales, pero en general alcanza al conjunto de los consumidores, salvo los industriales.

En el caso de los derivados de petróleo la renta transferida ha sido progresivamente disminuida, aunque fluctúa según los precios internacionales del crudo. El caso más oneroso para el Estado se vincula con el diferencial entre el precio del gas oil pagado por los transportistas y el precio del producto –que a su vez se refleja en el costo del boleto urbano de pasajeros, aunque no se disponen de cifras precisas respecto a las actuales erogaciones por este concepto.

El gran desafío que enfrenta el sector de energía desde el punto de vista de su impacto fiscal se refiere así al creciente peso del conjunto de los subsidios que son necesarios para abastecer la demanda total de energía vis a vis el costo político y económico de ajustar los precios y tarifas de la energía para el conjunto de los usuarios. En tal sentido deben ser computados no sólo los subsidios a los combustibles (caso generación eléctrica, gas natural y sector transporte urbano de pasajeros), sino también las inversiones que el Estado ha realizado para expandir la oferta a través de obras cuyos montos y reglas de recuperación se hallan lejos de ser fácilmente establecidos. Es de remarcar que toda esta complejidad implícita en el mundo real suele ser vista de forma simplificada tanto por los decisores, como por los críticos, en tanto suponen infinita la capacidad del Estado para financiar diversificación energética con hidroelectricidad, nuclear y eólica en condiciones de desequilibrio macroeconómico severo habida cuenta del circuito de interacciones ilustrado en la figura 1 al comienzo de este trabajo.

Por otra parte a medida que han disminuido los volúmenes producidos de petróleo y gas, la recaudación fiscal originada en el Upstream petrolero ha perdido y continuará perdiendo peso en el total recaudado,

sin que otros impuestos originados en el sector energía -como el de transferencia a los combustibles líquidos- puedan compensarlo. Del mismo modo el nivel de precios y tarifas para los usuarios de energía impide que crezcan los impuestos vinculados a los precios pagados por el consumidor. Sin embargo el peso total del sector energético en la recaudación ha ido perdiendo progresivamente su importancia no sólo por el desempeño del sector, sino por el crecimiento de otros ingresos fiscales, principalmente el IVA, los del sistema de seguridad social, ganancias y derechos de exportación. Así mientras que en 2002 se estimaba que los principales ingresos del sector energético representaban el 15.5% del total recaudado, este valor era en 2006 del 12.2% y se presumía ya en 2006 que en 2012 pesaría menos del 7%. (Kozulj, R., 2007b)

No obstante el correlato de mayores volúmenes de importaciones para sostener el nivel de la demanda energética interna y su crecimiento se halla, por una parte en un incremento del nivel de subsidios requeridos -si no se corrigen los precios a los consumidores-, pero también en un mayor requerimiento de divisas, tema que es independiente de la corrección o no de los subsidios a menos que el nivel de recesión sea tal que el ajuste se produzca en un nivel muy bajo de demanda agregada y por lo tanto de empleo y recaudación fiscal. Por consiguiente si bien el problema energético es grave en cuanto a las distorsiones macroeconómicas se halla montado sobre una estructura productiva frágil y de elevada vulnerabilidad ante una caída en el precio de las *commodities* que Argentina exporta.

En 2011 se registró por primera vez un déficit en la balanza comercial de energía que hasta 2009 representaba excedentes del orden de los 3500 millones de dólares, pero que en 2006 eran de 4655 millones. A su vez un ajuste de los precios y tarifas de la energía-necesarios para disminuir el monto del gasto público en subsidios- sustraería- como ya se ha dicho- ingresos de los consumidores con posibles impactos sobre el nivel de la demanda agregada. En tanto no se dispone de estudios públicos precisos que transparenten esta cuestión resulta difícil evaluar los impactos de ambas opciones: ajustar las tarifas y no ajustarlas por lo que el enfoque simplista es en extremo peligroso por lo antes ya dicho.

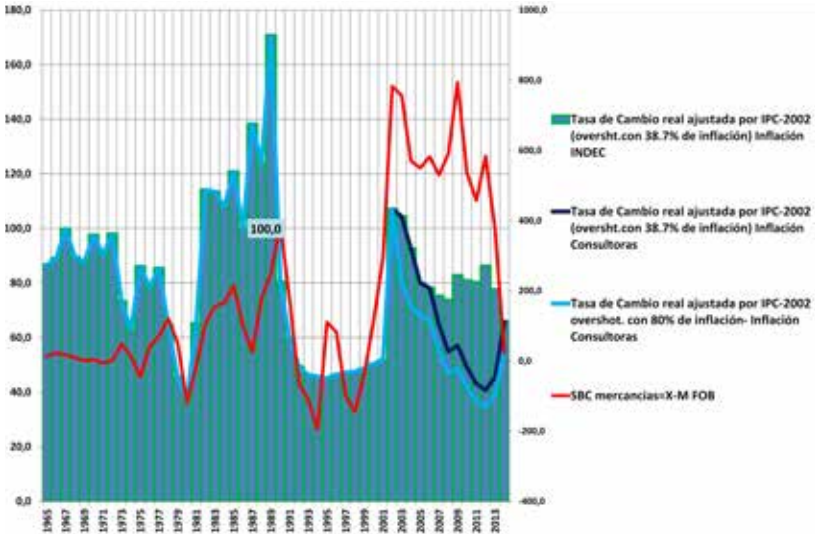
A pesar de ello resulta claro que la política de transferencia indiscriminada de rentas al consumidor de energía en un contexto de crecimiento de la demanda y necesidades crecientes de ampliar la oferta-lo que a corto y mediano plazo parece requerir importaciones y mayores costos reales-no parece ser sostenible, al tiempo que no induce a

comportamientos de uso racional al menos en el sector domiciliario. En tal sentido una severa campaña de concientización sobre la importancia de reducir consumos en el sector residencial es una medida de bajo costo que también colaboraría a disminuir la presión que las actuales distorsiones estructurales ocasionan al país.

Por último, en la medida en que los precios al consumidor han presentado un crecimiento superior al ritmo de cotización de las divisas, la introducción bien sea de señales de precios internacionales como estímulo a la inversión, bien sea el reconocimiento progresivo del mayor peso de los productos energéticos importados, generan presiones adicionales sobre la cuestión de los ajustes necesarios en la política de precios y subsidios y su impacto macroeconómico.

Para cerrar este punto aún quedan tres elementos a tener en cuenta. El primero se refiere al saldo de la balanza comercial y su comparación con la tasa de cambio real. Esto por cuanto si bien ambas variables se correlacionan de modo imperfecto, sirve al propósito de ilustrar el papel que puede tener una disminución de las importaciones de energía en mejorar ambas variables: a) saldo comercial externo; b) presión sobre demanda de divisas y su impacto sobre inflación y tipo de cambio real (gráfico 4.4)-

Gráfico 4.4. Evolución del saldo en balanza comercial y estimaciones alternativas del nivel de tipo de cambio real (base 1986=100)



Fuente: estimaciones del autor con datos de INDEC, del BCRA y propios.

Nota explicativa: en el eje de la izquierda se tiene el valor índice con base 1986=100 del tipo de cambio real estimado según: a) índice de variación de la tasa de cambio nominal dólar-pesos; índice de variación de los precios al consumidor en Argentina y en los Estados Unidos. Un valor por debajo de 100 indica apreciación de la moneda respecto al valor de equilibrio estimado por la CEPAL para Argentina y que es aproximado al valor medio 1911-2004 de este indicador que denominamos tasa de cambio real. Los valores por encima de 100 indican período de tipo de cambio devaluado. En el eje de la izquierda se representa el índice de variación del saldo de balanza comercial cuenta mercancías. La correlación para el modelo explicativo del valor de saldo en balanza de pagos cuenta mercancías según nivel de tasa de cambio e introduciendo como variables años de fuerte ruptura macroeconómica y del efecto demanda de China (sbc_mercancias_x_m_fob tasa_de_cambio_real_a01_china_omc_ rupturas c) arroja los siguientes valores que, aunque presentan un importante grado de autocorrelación, indican no obstante que el tipo de cambio real en Argentina suele condicionar el saldo en balanza de mercancías lo que, en ausencia de otra estructura exportadora o industrial, vuelve grave la incidencia negativa de las importaciones de energía sobre la propia posibilidad de corregir ambas variables. Este problema circular requiere de una discusión más profunda que la que se suele abordar en torno al sector energía.

Dependent Variable: SBC_MERCANCIAS_X_M_FOB

Method: Least Squares

Date: 05/04/15 Time: 15:52

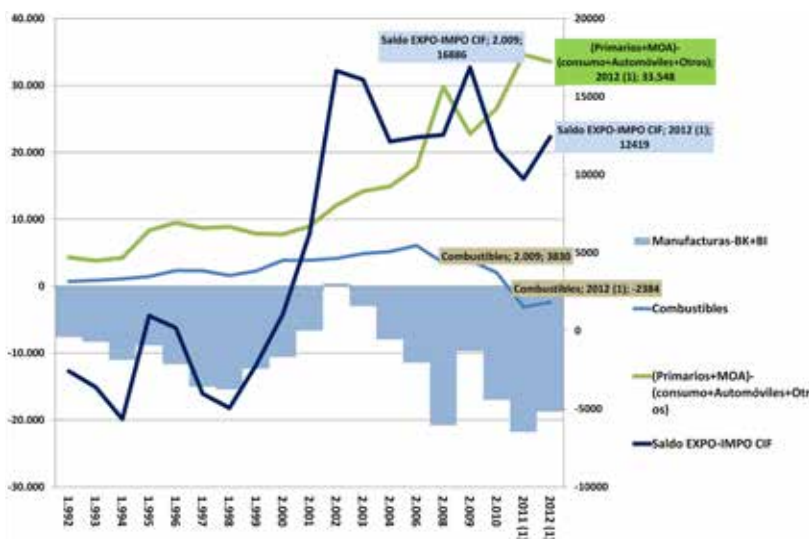
Sample: 1965 2014

Included observations: 50

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
TASA_DE_CAMBIO_REAL_A01	1.724539	0.743401	2.319797	0.0248
_CHINA_OMC_	577.1058	55.88920	10.32589	0.0000
RUPTURAS	156.5907	71.05346	2.203843	0.0326
C	-77.17540	63.20467	-1.221040	0.2283
R-squared	0.700966	Mean dependent var		181.4399
Adjusted R-squared	0.681463	S.D. dependent var		262.9488
S.E. of regression	148.4058	Akaike info criterion		12.91440
Sum squared resid	1013117.	Schwarz criterion		13.06736
Log likelihood	-318.8599	Hannan-Quinn criter.		12.97265
F-statistic	35.94281	Durbin-Watson stat		1.218412
Prob(F-statistic)	0.000000	-	-	-

La Ecuación es: $SBC_MERCANCIAS_X_M_FOB = 1.72453902654 * TASA_DE_CAMBIO_REAL_A01 + 577.105817971 * _CHINA_OMC_ + 156.590674034 * RUPTURAS - 77.1754043084 @INNOV SBC_MERCANCIAS_X_M_FOB 148.4058207.$

Gráfico 4.5. Evolución del saldo en balanza comercial por grandes rubros



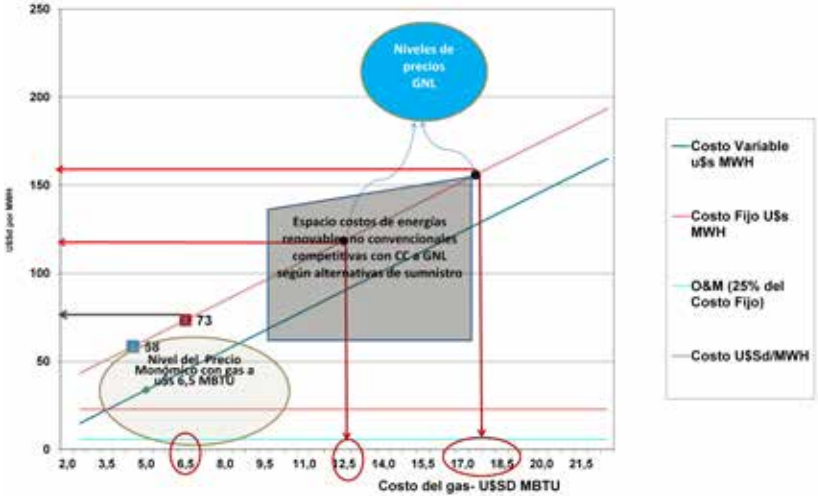
Fuente: estimaciones del autor con datos de INDEC.

Nota explicativa: las barras en color celeste indican el saldo neto de divisas del sector industrial, siempre crecientes con un aumento de la actividad industrial debido a que dicha producción es en su mayor parte destinada al mercado interno y contiene alto contenido de importaciones en apariencia no sustituibles sea por razones de costos o por acuerdos comerciales como por ejemplo el de la industria automotriz (Brasil); la línea celeste corresponde al saldo neto de la balanza comercial de productos energéticos que comienza a ser negativa tanto por la caída de volúmenes exportados, como por el citado incremento en las importaciones de gas, diésel oil y otros combustibles; la línea azul representa el saldo total, mientras que la de color verde del excedente de divisas que se obtiene del sector agropecuario junto a las de manufacturas de origen agropecuario.

Esto significa que el equilibrio externo reposa en exceso en el comportamiento del mercado de *commodities* y que la vulnerabilidad externa del modelo de crecimiento argentino es más profunda que la ocasionada por la insuficiente producción de energía. Sin duda una mejora en esta última representaría un alivio, pero no resuelve la cuestión a menos que la explotación de no convencionales aporte también excedentes exportables. Esto no significa rechazar iniciativas de instalación de fuentes renovables pero es necesario advertir que en este contexto sólo harían agravar el problema más que contribuir a resolverlo. Tal vez

esta conclusión no sea válida en cinco o diez años aunque lo es en la actual coyuntura. Téngase en cuenta que el precio monómico de la energía eléctrica era en marzo de 2015 cercano ya a los u\$s 62 por MWH, pero el sancionado sólo 13,7 u\$s por MWH cálculos realizados a la tasa de cambio oficial, lejana a una de equilibrio de largo o mediano plazo. Téngase en cuenta que el pliego de tarifas de Edenor, vigente en julio de 2015, indica un valor de la energía consumida para un usuario de 300 Kkh por bimestre de u\$sd 10,6 por MWH y uno de 8 dólares (al tipo de cambio oficial) para consumos de 650 Kwh bimestre si son subsidiadas, mientras que los valores sin subsidios serían de 47 U\$sd MWH. Es decir que las tarifas residenciales subsidiadas se hallan en un nivel de entre 17 y 12% del costo del monómico cuando son subsidiadas y 75% en caso de que no lo fueran¹².

Gráfico 4.6. Simulación del costo monómico de generación eléctrica según costos medios del gas natural. Análisis para comprender el espacio de competitividad de las energías renovables en Argentina y su incidencia sobre el problema fiscal



Fuente: estimaciones propias del autor.

12 Los cálculos se realizan sobre valores publicados en http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/ACE/EST_CUA_t1.html, utilizando una tasa de cambio de 9 pesos gentinos por dólar estadounidense.

La anterior simulación muestra a las claras que sólo una política de costos marginales asociada a la fijación de precios del gas- esto es todo el gas remunerado a valores del GNL-, sería compatible con una equiparación de lo que cuesta la energía eléctrica generada con fuentes como la eólica. Sin embargo tal opción supondría precios de la electricidad en el mercado mayorista cerca de cinco veces el sancionado. La pregunta es quien pagaría tales niveles y para qué incentivar esta solución en vez de buscar un sendero medio de precios del gas que mejore o alivie parcialmente el complejo problema actual.

Soluciones intermedias que fijan el costo a niveles promedio ponderado según despacho si bien no serían tan onerosas como la anterior- conceptualmente extrema-, significarían de todos modos niveles de costos superiores a los emergentes del mix actual.

Por consiguiente «la solución», por unos cuantos años, pasará aún por obtener gas al menor costo que sea posible aunque si una porción de energía generada con renovables no superara los u\$s 60 por MWH se estaría en un punto de indiferencia frente al costo real a marzo de 2015 expresado a tipo de cambio oficial. No obstante el retraso cambiario hace poco útil esta comparación a la fecha. Por otra parte un menos consumo eléctrico por hogar a partir de campañas intensas alertando sobre el tema puede atenuar también el problema. Es claro no obstante que se debe profundizar en un ajuste de los desequilibrios tan extremos que se han ilustrado, aunque no queda claro el espacio para aplicar medidas fuertes y bien coordinadas, como tampoco para un gradualismo controlado a menos que exista un gran acuerdo sobre el tema por parte del conjunto de actores energéticos, como de otros en tanto es un tema nacional de extrema urgencia.

5. Caracterización de la demanda de gas natural, delimitación de la demanda de gas insatisfecha y búsqueda de opciones para lograr un suministro más económico

Con el objeto de comprender el funcionamiento actual del mercado y los problemas de abastecimiento de gas es necesario ilustrar algunas características de la evolución de la oferta y la demanda desde comienzos de las reformas hasta fechas cercanas a la actualidad. Al mismo tiempo se hará una recapitulación de temas antes tratados para enfatizar las razones por las cuales hallar opciones de suministro de gas más barato continua siendo uno de los ejes para resolver el problema energético que se vincula más que con la seguridad de suministro, con su impacto fiscal, con el que produce sobre la balanza comercial y sobre obtención de divisas para contrarrestar presiones en el mercado de cambios. Por otra parte interesará delimitar la magnitud del mercado de gas no abastecido con gas nacional y no abastecido por sustituciones con otros combustibles (por caso industrias y centrales eléctricas)

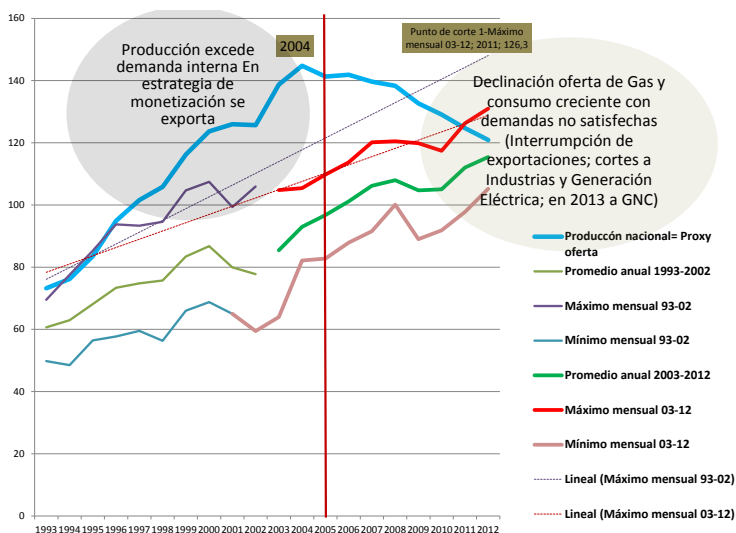
Como se observa en el gráfico 5.1 hasta el año 2004 la producción de gas creció muy por encima de la demanda media y máxima que registró el mercado interno.

Ahora bien, como se explicó en el punto 2, a partir de 2004 se producen fuertes cambios en varios órdenes y de modo simultáneo:

- precios de referencia internacionales y regionales para el gas en alza y alineados con el valor del WTI hasta al menos 2008;
- cambios de definiciones y orientación estratégica del área regional ABB de Repsol (monetización de reservas en Argentina y Bolivia y reinversión fuera de estos países) tras cambios en la participación accionaria de esa empresa;
- crecimiento económico en Argentina con fuertes impactos sobre la tasa de crecimiento de la demanda de todos los productos energéticos.

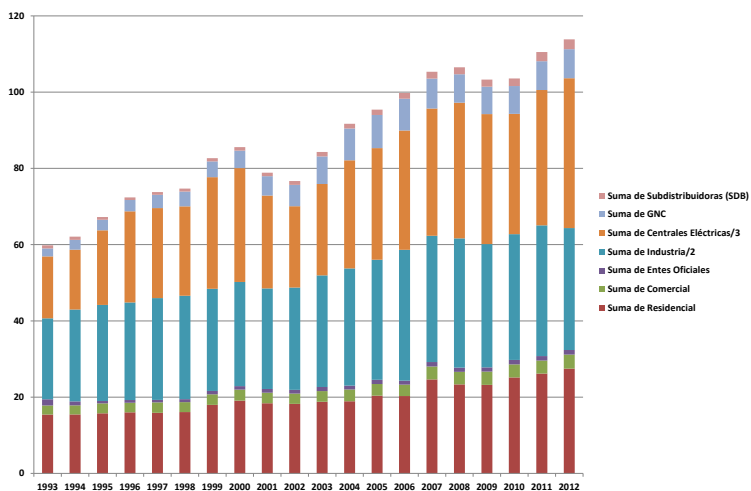
En el caso del gas natural, y a pesar de la sustitución de gas natural por fuel oil, gas oil y diésel oil en generación eléctrica y en industrias, la demanda creció al 4% a.a entre 2002 y 2012 (48% acumulado, gráfico 5.2). Frente a ello, la producción de gas natural resultaba en 2012 inferior en un 2% a la del año 2002, pero 16.5 % inferior a la del año 2004 según datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 5.1. Evolución de la producción nacional de gas y de las demandas promedio anual y mensual máximo y mínimo: período 1993-2012



Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS y de la Secretaría de energía.

Gráfico 5.2. Evolución de la demanda de gas natural satisfecha en el período 1993-2012. Datos en MMCD promedio anual



Fuente: Datos del ENARGAS: Gas Entregado por tipo de usuario, 1993-marzo 2013.

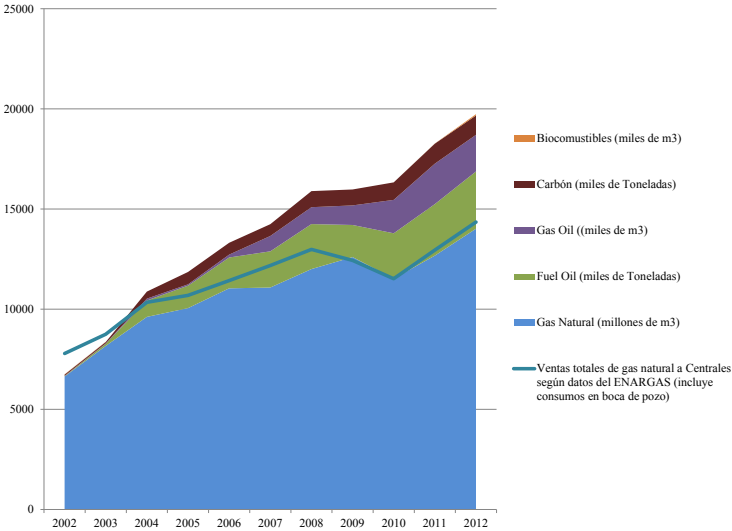
Es de remarcar que en el caso de la generación eléctrica (gráfico 5.3), la sustitución de gas por otros combustibles empieza a ser creciente a partir de la toma de conciencia de esta situación por parte de las autoridades.

Con ello se comienzan a ordenar el mercado con fuertes definiciones respecto a las reglas de abastecimiento de la demanda prioritaria considerada como:

- 1-Residencial y pequeños servicios;
- 2- GNC;
- 3 P3 (*Unbundling*) o usuarios industriales y de servicios entre pequeños y medianos;
- 4- a) Grandes Usuarios; b) Plantas de tratamiento dentro y fuera del sistema; c) Usinas.
- 5-Exportaciones.

Bajo estas reglas de prioridad se fueron suprimiendo las exportaciones de gas y progresivamente a los del grupo 4, llegando sólo al segmento GNC en el invierno de 2013. Es decir la solución hallada fue segmentar la demanda tanto en precios como en prioridad de suministro. En este contexto la demanda de gas para industrias resultó ser la más afectada (gráfico 5.4).

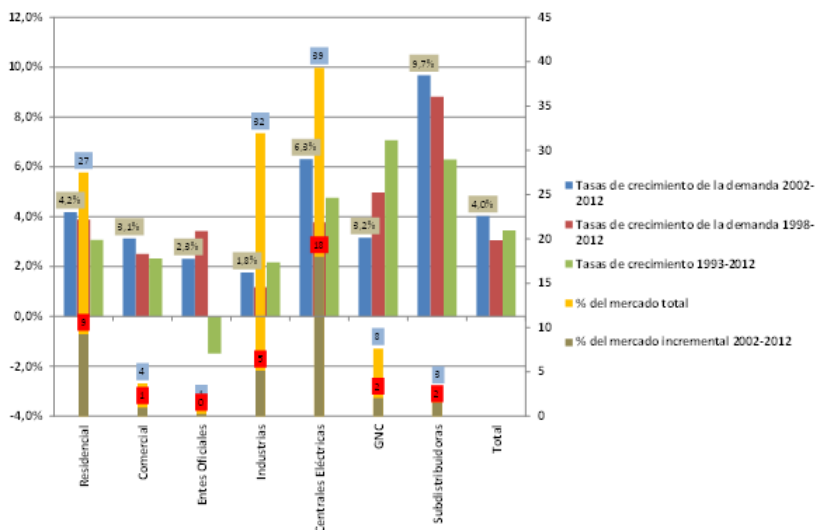
Gráfico 5.3. Evolución de la demanda de combustibles para generación termoeléctrica



Fuente: datos de CAMMESA, informe 2013 y del ENARGAS.

Nota: el gas corresponde tanto al producido en territorio nacional como al importado.

Gráfico 5.4. Tasas de crecimiento de la demanda satisfecha (en % a.a) y tamaño de los mercados en 2012 e incremento entre 2002 y 2012 en MMMCD



Fuente: estimaciones propias con datos del ENARGAS.

Nota explicativa: las barras azules indican la tasa media anual de crecimiento de cada segmento del mercado de gas entre 2002 y 2012; las barras color borra vino replican lo anterior pero respecto a 1998 para poder tener dos versiones del indicador a partir del último año de crecimiento antes de los últimos cuatro; las que siguen en color verde representan las de largo plazo desde la desregulación del sector de gas; las barras color amarillo indican a modo de fotografía la composición de la demanda por sectores de consumo en 2012 y las de color verde oscuro cuánto a tomado cada sector del incremental 2002-2012. A partir de allí se observa que generación eléctrica y residencial han aportado el grueso del incremento de la demanda.

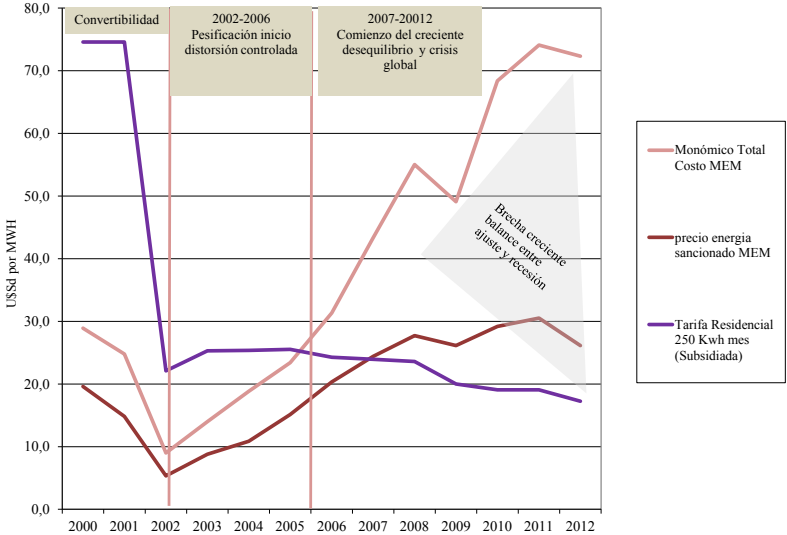
En tanto la insuficiencia de oferta de gas, superpuesta a la pesificación y congelamiento de las tarifas residenciales y de servicios pequeños, creó una compleja situación a partir de decisiones como:

- a) mantener precios competitivos para los usuarios;
- b) reconocer costos reales de suministro a los generadores y
- c) otorgar estímulos para incrementar la oferta de gas (gas plus), esto se reflejó a su vez en incrementos de los costos de generación de electricidad lo que dio lugar al tema de los subsidios y el consiguiente impacto en la erogación fiscal lo que se analizó ya en el punto 4.

A su vez, las importaciones de combustibles erosionaron los logros en el sector externo y facilitaron las condiciones para la emergencia de un mercado cambiario paralelo, lo que impactó sobre decisiones de inversión y otros aspectos macroeconómicos.

Para tener una dimensión del desarrollo cronológico de tal situación, se presenta en el gráfico 5.5 la evolución de la brecha entre costo sancionado en el Mercado Eléctrico Mayorista por CAMMESA, el costo real de generación eléctrica y el de traspaso al segmento regulado de las distribuidoras (o precio monómico para distribuidoras).

Gráfico 5.5. Evolución del costo de generación, del precio monómico a distribuidoras eléctricas y del precio sancionado en el MEM (Energía + Potencia). Estimado en u\$sd por MWh¹³



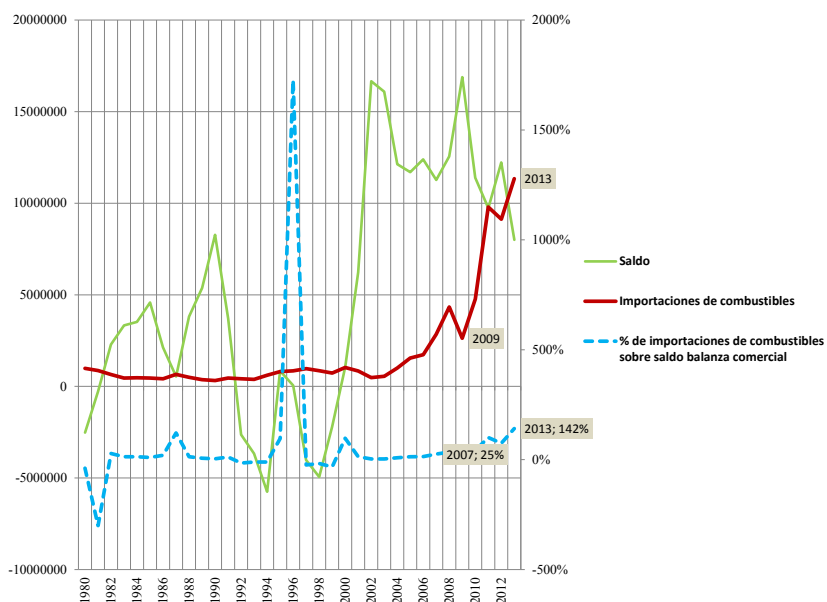
Fuente: datos de CAMMESA, informe 2013.

En tanto buena parte del suministro suplementario de gas requiere de importaciones de gas natural por gasoductos (Bolivia), por buques regasificadores (GNL) y de gas oil/diésel oil y fuel oil, las importaciones totales de combustibles se han incrementado considerablemente afectando también al mercado de divisas (gráfico 5.6 y 5.7).

13 La estimación se realiza en dólares utilizando la tasa de cambio promedio anual en el mercado oficial. Los valores en pesos surgen de datos publicados por CAMMESA.

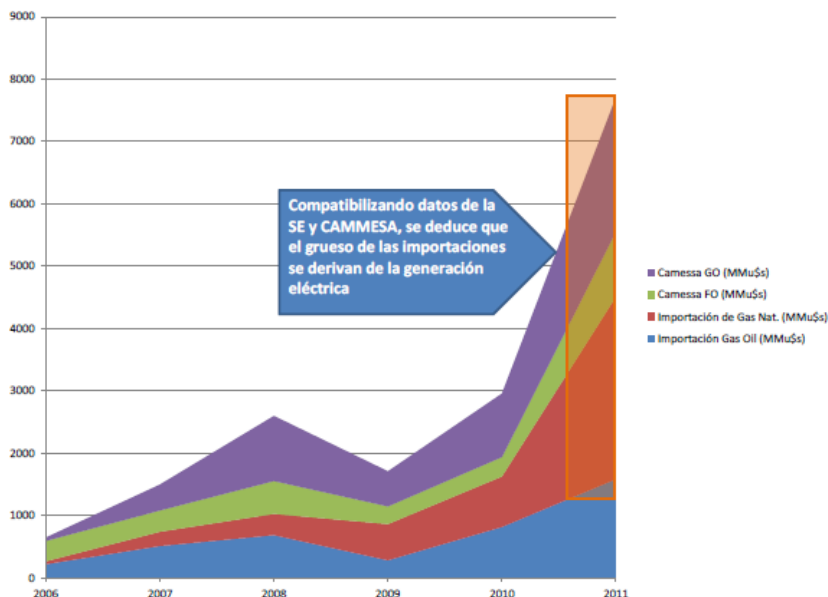
Una mirada de mayor alcance pone en contraste el comportamiento del saldo comercial externo de Argentina y su autosuficiencia o no en el campo de la provisión de hidrocarburos. Sin ánimo de minimizar el enorme peso de las importaciones de combustibles que se ha generado desde 2008 a 2013 y a la fecha, es interesante remarcar que en ausencia de contextos de provisión genuina de divisas la Argentina ha mostrado en ello su mayor vulnerabilidad histórica, por lo cual la obtención de saldos superavitarios en balanza comercial es un problema mayor donde el desarrollo de políticas respecto a los hidrocarburos es un elemento más y muy importante, pero no el único.

Gráfico 5.6. Evolución del saldo en balanza de mercancías, de las importaciones de combustibles y del porcentaje representado por las importaciones de combustibles sobre el total importaciones CIF. Valores en Millones de dólares corrientes período 1980-2013



Fuente: datos del INDEC, sector externo.

Gráfico 5.7. Estimación de la evolución de las importaciones de combustibles.
Valores en millones de dólares corrientes



Fuente: estimaciones propias del proyecto con datos de la Secretaría de Energía y de CMMESA.

En síntesis, los datos presentados en el gráfico 5.1, revelan que a partir de 2011 la producción nacional (asumiendo en un extremo que el 100% de lo producido se inyectara al sistema de transporte), son insuficientes para atender las demandas promedio mensuales y por lo tanto aún más insuficientes para satisfacer las demandas pico diarias.

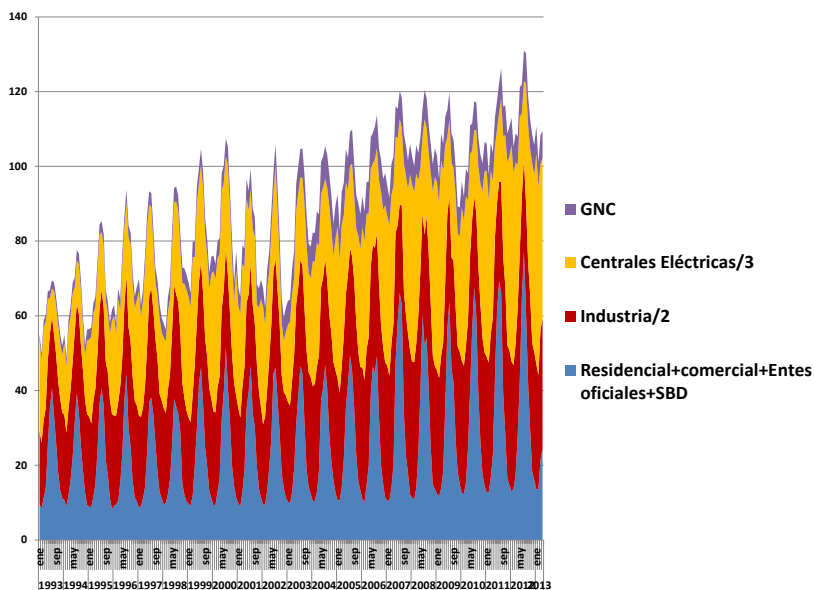
Al mismo tiempo los datos aportados sobre el impacto de la insuficiencia de oferta de gas en la formación de costos de generación, son contundentes respecto a la tendencia creciente de las brechas de precios y costos reales en el sector de generación.

Asimismo queda reflejado en los gráficos 5.6 y 5.7 el problema traducido en términos de erogaciones de divisas e impacto sobre disponibilidad de las mismas lo que ha redundado en una brecha cambiaria que puede dificultar procesos de inversiones.

Por su parte el gráfico 5.8 ilustra la evolución de la demanda satisfecha por tipo de usuario con datos mensuales lo que permite ubicar el tema de la estacionalidad de la demanda de gas.

Esto significa que los valores medios utilizados en el gráfico 5.1 no reflejan la insatisfacción de la demanda de gas en los períodos pico donde la atención de la demanda prioritaria se vuelve crítica en tanto los hogares, pequeños comercios y servicios no disponen de equipamiento dual que les permita sustituir gas natural por otros combustibles¹⁴.

Gráfico 5.8. Demanda mensual satisfecha por tipo de usuario: 1993-2013



Fuente: elaborado con datos del Enargas.

En lo que sigue se intentará delimitar la demanda potencial de gas y estimar con mayor precisión que parte de esa demanda debe ser satisfecha con gas suplementario cuyo costo de adquisición es clave para bajar el costo de suministro del gas total demandado.

En el gráfico 5.9 se muestra la representación de la demanda mensual media desde 2011 a abril de 2013 frente a la producción de gas, asumiendo a esta última como constante en el año según los datos de producción de gas que proporciona la Secretaría de Energía.

14 El tema se complica más aún si atendiéramos datos de demandas diarias relacionadas en forma directa con el déficit grados día, medida que toma como valor o una temperatura de 18 grados centígrados.

Asimismo, si se supone que de esa producción la oferta real podría ser un 85%, se tienen dos bordes de oferta frente a la representación de la demanda mensual satisfecha.

De este modo se puede aproximar en términos conceptuales -y aproximadamente cuantificados- el mercado atendido por ENARSA como comercializador/proveedor en última instancia.

Por otra parte asumiendo que las demandas de industrias y de centrales eléctricas no satisfechas con gas representarían «*la demanda real de gas de haber disponibilidad del mismo*», se tienen los volúmenes reales de demanda insatisfecha potencial.

Para el cálculo se asumió simplemente una demanda de gas en industrias a partir del registro 35 MMCD (gráfico 5.8.) y para Centrales Eléctricas del orden de 51 MMCD (cuadro 5.1), lo cual es una mera aproximación basada en los datos de CAMMESA respecto a consumos de FO+GO en 2012 y sin modelar variaciones en la *hidraulicidad*, lo que según la disponibilidad hidráulica requiere mayores o menores cantidades de generación térmica.

De todos modos esta aproximación permite ilustrar el faltante de gas total según los meses del año para el período enero 2011 abril de 2013.

Cuadro 5.1. Estimación del gas total para consumo de centrales eléctricas en promedio anual en base a los consumos de centrales eléctricas 2008-2012

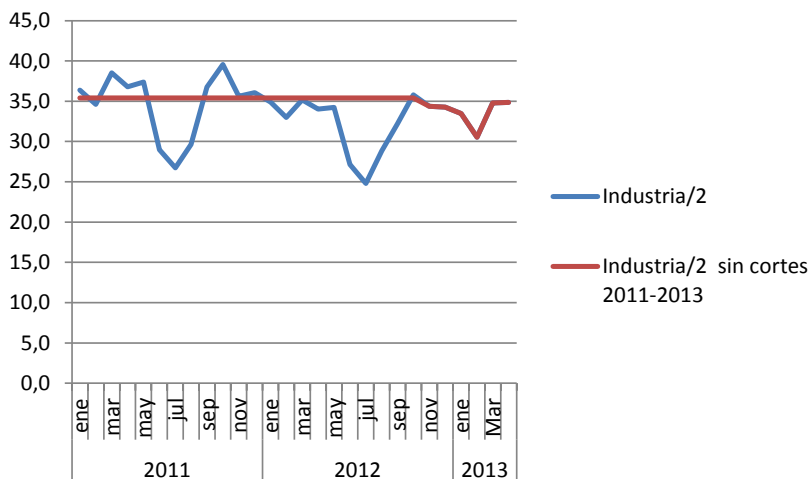
Año	2008	2009	2010	2011	2012
GN (MMCD)	32,9	34,5	31,6	34,7	38,4
FO+GO (En equivalentes de MMCD de GN)	8,3	6,8	10,2	11,9	12,3
Total Termoeléctricas a GN (TC+TG+CC) MMCD	41,2	41,3	41,8	46,6	50,7

Fuente: estimación propia con datos de CAMMESA.

Nota: conversiones asumiendo FO= 9800 kcal por kg.; GO= 7500 kcal por m³; GN=9300 kcal por m³. En el último informe de CAMMESA la cantidad de gas equivalente sería, según lo expresa el mismo, del orden de los 54 MMMCD. De ellos 38.4 MMCD fueron suministrados con gas de distinto origen y el resto con sustitutos.

Es decir un déficit anual de 15.6 MMMCD.

Gráfico 5.9. Hipótesis para estimar demanda de gas firme industrias



Fuente: estimación propia con datos del ENARGAS.

Nota explicativa: la línea azul representa la demanda satisfecha en el sector industrial, cuyas caídas son debidas a interrupciones originadas en las reglas de despacho prioritario. La línea de color borraivino indica los niveles medios estimados de demanda incluyendo fluctuaciones de la actividad en 2013.

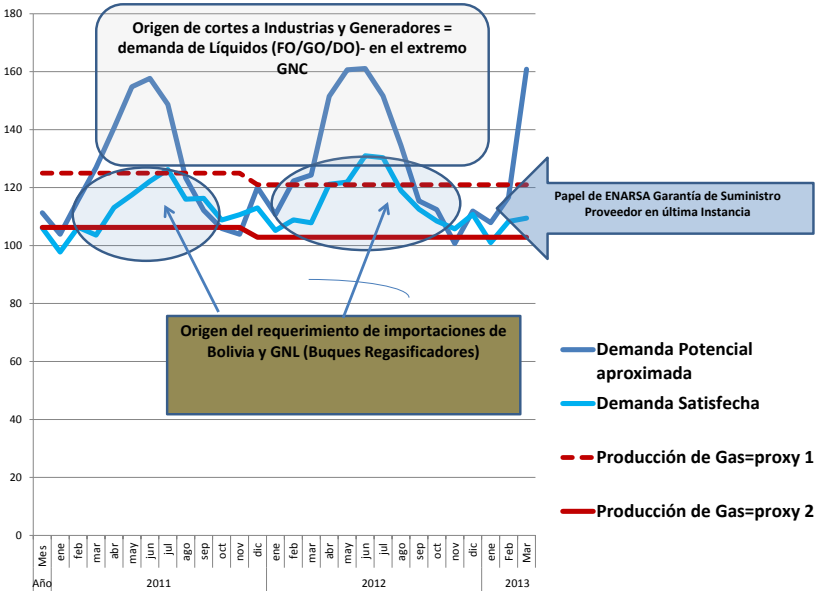
De este modo se llega al gráfico 5.10 que indicaría de modo aproximado el déficit de gas atendido con importaciones de gas y sustituciones y el mercado potencial real que se atendería con gas natural de haber suministro del mismo.

Es decir quedaría representada de forma aproximada la situación del mercado de gas atendido con gas de origen nacional y las importaciones y sustituciones que se producen para que el mercado funcione.

Estos cálculos, que son muy aproximados, permiten afirmar que para los meses pico los faltantes potenciales se ubican en el orden de los 30-40 MMCD y en promedio anual en el orden de los 15-20 MMCD. Ello sin considerar claro está, el aporte del GNL y del gas de Bolivia que suplieron y suplen las diferencias entre demanda satisfecha y aportes de gas de origen interno. Si estimamos que esos faltantes suministrados por importaciones o por sustituciones son de un orden de los 20 MMCD, estaríamos en un orden total de unos 40 MMCD al año, es decir que la producción total necesaria se hallaría cercana a los 152-160 MMMCD aunque con necesidades de inyección en días pico superiores a esa cifra. Por consiguiente

el problema pasa en parte por hallar una fórmula para que el costo medio del gas sea tal que permita atraer inversiones y, al mismo tiempo, resulte más económico para la generación eléctrica que el nivel actual alcanzado por el precio monómico de la energía eléctrica en el MEM.

Gráfico 5.10. Estimación de la demanda insatisfecha real y potencial de gas 2011-2013



Fuente: elaborado con datos del Enargas.

Nota explicativa: la línea en azul claro indica el volumen de gas que ha sido suministrado con gas de origen no nacional (Bolivia + GNL); la línea en azul muestra el total de demanda a satisfacer si los cortes a industrias fueran menores. A su vez se indica la magnitud de las intervenciones del comercializador en los meses de demanda pico, la que es atribuible a los consumos derivados del déficit grado día (el que afecta sobre todo al consumo residencial)

Cabe mencionar también, que la situación de desabastecimiento de gas de origen nacional ha producido un fenómeno particular de expansión de la capacidad de transporte de gas (necesario para transportar más gas desde donde se produce, o bien transita el gas importado, sea

desde Bolivia, o proveniente de las plantas receptoras de los buques re-gasificadores), respecto a la producción de gas nacional.

La capacidad nominal del sistema de transporte alcanza alrededor de los 148 MMm³/día (MMCD) (cuadro 5.2).

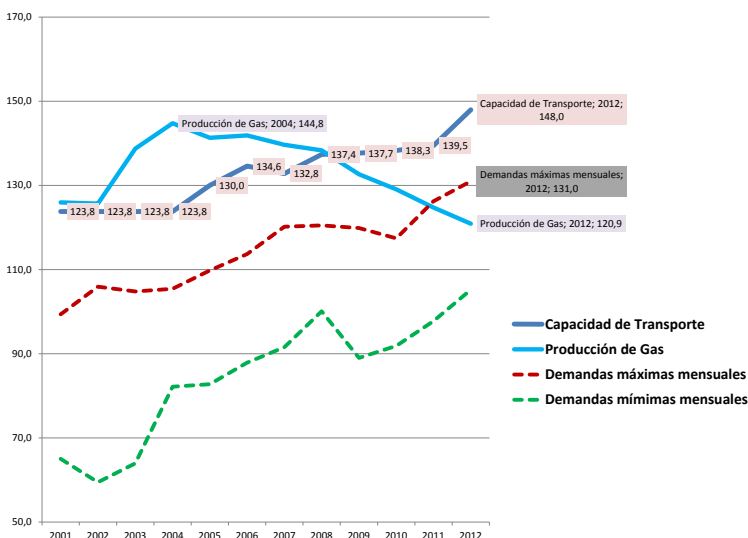
Esta capacidad nominal puede ser escasa en los días de consumo pico de la demanda prioritaria, lo que obliga a interrumpir suministros a industrias y eventualmente a otros usuarios.

Al mismo tiempo dados los desbalances entre ofertas y demandas diarias a lo largo de un año y entre oferta de gas transportable (cuencas-gasoductos) *se generan excedentes comercializables de servicios de transporte de gas las que se compran y venden por medio de comercializadoras.*

Ello permite por cierto a algunos agentes comercializadores a poder ofrecer suministros a clientes industriales a un precio que es competitivo para los clientes y rentable para esas comercializadoras dado que disponen del producto entregable (Gas + Transporte).

En el gráfico 5.11 se representan los valores de la capacidad nominal desde 2001 a 2012, los de producción anual y los de consumo mensual máximo y mínimo (no diario).

Gráfico 5.11. Evolución de la Capacidad Nominal de Transporte de Gas comparado con la producción y demandas mínimas y máximas mensuales en Millones de metros cúbicos día (MMCD)



Fuente: elaborado con datos del Enargas.

Cuadro 5.2. Capacidad nominal del sistema de transporte

Gasoducto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Var % 2007-2012
Norte	24,30	24,80	24,80	24,80	24,80	26,52	9,1%
Centro Oeste	33,20	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10	2,7%
Total TGN	57,50	58,90	58,90	58,90	58,90	60,62	5,4%
Neuba I	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	15,96	13,2%
Neuba II	28,90	29,85	29,85	29,85	29,85	31,11	7,6%
San Martin	32,30	34,50	34,80	35,44	36,60	40,27	24,7%
Total TGS	75,30	78,45	78,75	79,39	80,55	87,34	16,0%
Total Transporte	132,80	137,35	137,65	138,29	139,45	147,96	11,4%

Fuente: Enargas

Cuando se analiza la evolución del sistema de transporte se observa claramente que el San Martín (TGS) fue el de mayor expansión, seguido por el del Norte (TGN), explicando en conjunto 68% de la expansión entre 2007 y 2012, acorde además con la localización de la oferta incremental posible (Cuenca Austral operada principalmente por Total (con activos sesgo gas) y Bolivia. La concentración de la declinación en la Cuenca Neuquina explicaría la baja expansión de los restantes gasoductos.

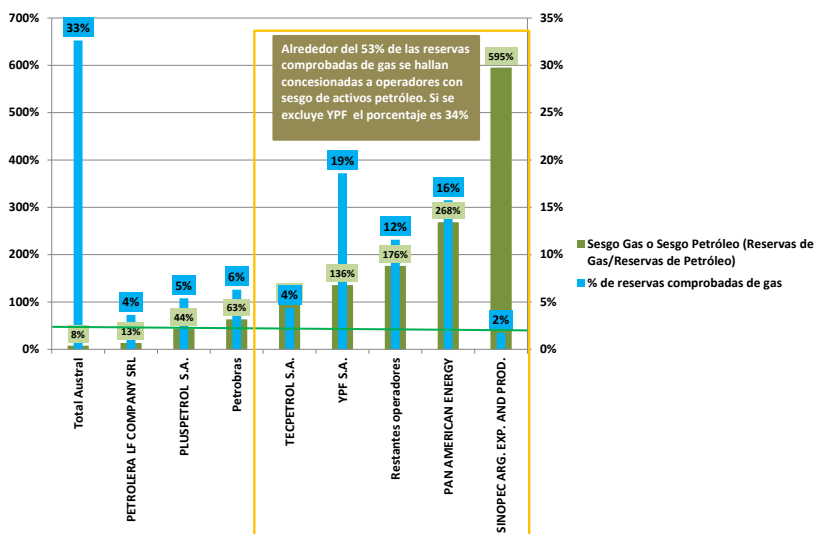
Se debe considerar además que los picos de demanda invernal pueden llegar a ser del orden de los 160 a 190 MMm³/día o más para una oferta interna de gas que es insuficiente, lo que obliga a: importar cantidades significativas de GNL y a importaciones de Bolivia; b) a sustituir GN por FO y GO para generar electricidad, pero además a interrupciones de abastecimiento cuando se supera la capacidad total de transporte.

Con respecto al *sesgo gas o petróleo* de los productores de gas que operan en el mercado argentino se tiene la siguiente representación basada en datos de reservas comprobadas de gas y de petróleo (gráfico 5.12).

La consideración de este factor es importante también para comprender la distinta respuesta potencial de los actores frente a incrementos en el precio del gas ofrecidos para intentar incrementar la oferta de gas habida cuenta de varios factores:

- a) el mayor precio del petróleo respecto del precio de gas;
- b) la localización de los operadores con reservas de gas respecto a la capacidad de transporte existente.

Gráfico 5.12. Clasificación de los productores de hidrocarburos según operen mayores cantidades de reservas de petróleo que de gas (sesgo gas o sesgo petróleo de los activos en concesión)



Fuente: estimación propia con datos de la Secretaría de Energía.

Nota explicativa: las barras azules indican como valor en porcentaje el del cociente de reservas totales de petróleo respecto a las de gas de cada uno de los principales operadores; las barras en azul, el porcentaje de reservas de gas que opera cada grupo empresarial. Para los operadores con mayor sesgo petróleo las diferencias del precio del gas respecto a las del crudo sesgan sus decisiones de inversión hacia las de mayor rendimiento económico.

En síntesis desde 2004 a la fecha el mercado se ha caracterizado por una escasez de oferta de gas a bajos costo y una muy débil respuesta de los productores para incrementar la oferta aún frente a estímulos de precios como los representados por el programa gas plus.

Ello obliga a ser cauteloso respecto a las soluciones a proponer y sobre todo a pensar en términos de los activos que maneja cada actor (sesgo gas/petróleo de los activos en concesión).

La descripción integral realizada indica los nexos con el tema macroeconómico de la erogación fiscal por subsidios, el impacto multiplicador de un cambio brusco en la quita de los subsidios por alteración del vector de la demanda final de los consumidores sobre la matriz económica (MIP) y la sensibilidad del *trade off* entre una profundización

de las brechas indicadas y la disponibilidad de divisas por una parte y, por otra, el impacto de un precio sombra de la divisa alejado del tipo de cambio oficial sobre los valores en dólares de los precios de referencia internos para el gas habida cuenta además del distinto sesgo de activos petróleo-gas de cada operador.

Téngase en cuenta que toda solución de suministro suplementario de gas u otros combustibles con costos por debajo del precio de importación de GNL y Gas Oil, es una forma de minimizar conjuntamente impacto fiscal, evitar medidas recesivas y a la vez favorecer la convergencia entre el valor oficial de la divisa y su valor sombra en el mercado informal.

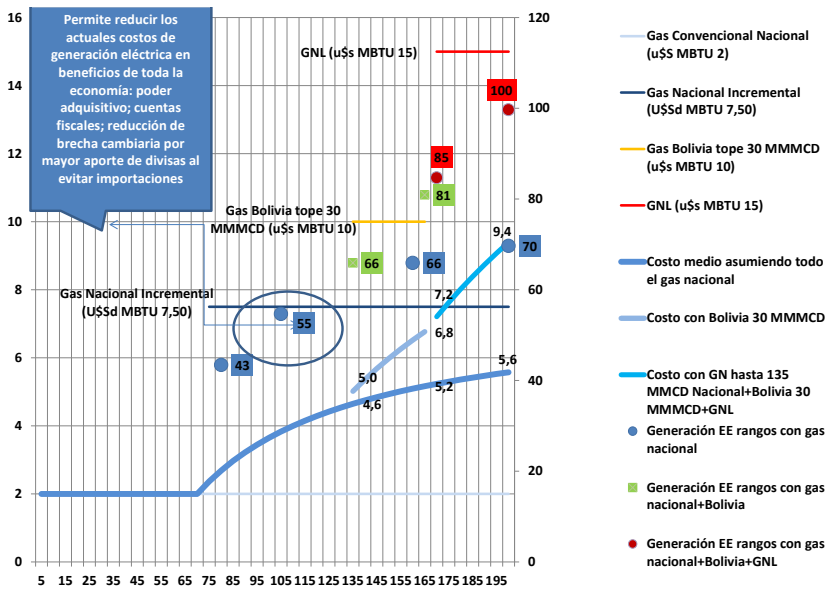
A partir de las consideraciones anteriores en lo que sigue se realizan algunas consideraciones acerca de las alternativas para obtener un mix de oferta de gas compuesto por la actual regulación que ofrece un valor de u\$s 2 por MBTU para el gas nacional «viejo», sometido a una tasa de declinación más u\$s 7,5 por todo gas adicional por encima de esos valores prefijados; una importación de gas de Bolivia a un valor de u\$s 10 (hasta 30 MMCD) y una importación de GNL sólo para demandas que superen los 160 MMCD, asumiendo que el estímulo de un valor como el fijado por el gobierno actual de u\$s 7,5 es capaz de incrementar la oferta interna de gas a un valor de 130 MMCD. Nótese que en tal caso para abastecer la demanda total en un nivel de 180 MMCD se estaría en valores cercanos a U\$S 8-9 por MBTU, lo que supone costos de generación eléctrica del orden de los 90-100 u\$s MWh. Estos valores serían aún más altos que los registrados a la fecha en el MEM. Por otra parte si el total de la oferta se lograra abastecer con gas nacional el valor máximo sería para el gas de u\$s 5,2 MBTU compatible con un valor de generación que estabilizaría el costo de generación en un orden de los 60 U\$s el MWh. Sin embargo estos valores se registrarían solo en los días pico. A nivel de las demandas medias anuales – si las estimamos en unos 145 MMCD-, los valores se ubicarían en u\$s 5 para el gas y cerca de 40 u\$s MWh para la generación eléctrica.

Por supuesto que estos valores hipotéticos resultantes son una grue-sa simplificación y que sería necesario disponer de una simulación más compleja a nivel de un despacho promedio diario.

Por otra parte también resultaría posible analizar una segmentación distinta de los mercados evaluando la aplicación de reglas prácticas como por ejemplo la fijación de contratos flexibles para industrias acotados por ventajas respecto al precio del sustituto próximo (ej. FO), reajustar progresivamente tarifas en el sector residencial tanto en gas

como en electricidad y fijar un nuevo valor de referencia para el gas de despacho eléctrico. Pero estas medidas responden al lado del problema «de quien, como y bajo qué racionalidad debería reajustarse el conjunto de la política de precios». En cambio lo que aquí se aborda responde sólo a la búsqueda de reducir el costo de abastecimiento de gas como objetivo prioritario en sí mismo por todo lo antes argumentado, es decir porque reduce tanto el costo del despacho eléctrico, como el del subsidio a los consumidores de gas y electricidad, como también porque genera una mayor competitividad en el sector industrial tanto por el menor costo del gas como insumo, como porque la demanda efectiva para los productos industriales sería menos afectada.

Gráfico 5.13. Simulación de formación simultánea de precios en el mercado de gas y en el mercado eléctrico mayorista según alternativas de abastecimiento de gas



Fuente: estimaciones propias.

Nota explicativa: en el eje izquierdo se representan los valores simulados del costo de abastecimiento de gas asumiendo un umbral de abastecimiento de 70 MMCD a u\$s 2 por MBTU. De allí se derivan diversos senderos según se suplemente la oferta con gas nacional remunerado a u\$s 7,5 (gas nuevo); gas de Bolivia a partir de 130 MMCD y hasta 160 MMCD y GNL a partir de 160 MMCD (valor GNL). En el eje derecho

se representan como puntos de referencia los costos de generación simulados para cada valor asignado al gas natural en concordancia con la simulación efectuada en el gráfico 4.6.

Siendo así, es claro que en el escalamiento de opciones la mejor sería obtener un incremento de la oferta interna de gas, mientras que la segunda mejor opción reside en la suplementación de la oferta interna con mayores cantidades de gas importado de Bolivia y sólo en tercer lugar recurrir al GNL. Esta alternativa, la de obtener más gas desde Bolivia requiere de una fuerte y rápida negociación con Brasil (quien puede obstruir la iniciativa) y también de una agresiva inversión en desarrollar reservas operadas por YPF (y Repsol) en Bolivia.

El ejercicio muestra también a las claras que mayores cantidades progresivas de suministro vía GNL agravarían tanto los desequilibrios fiscales como los del sector externo.

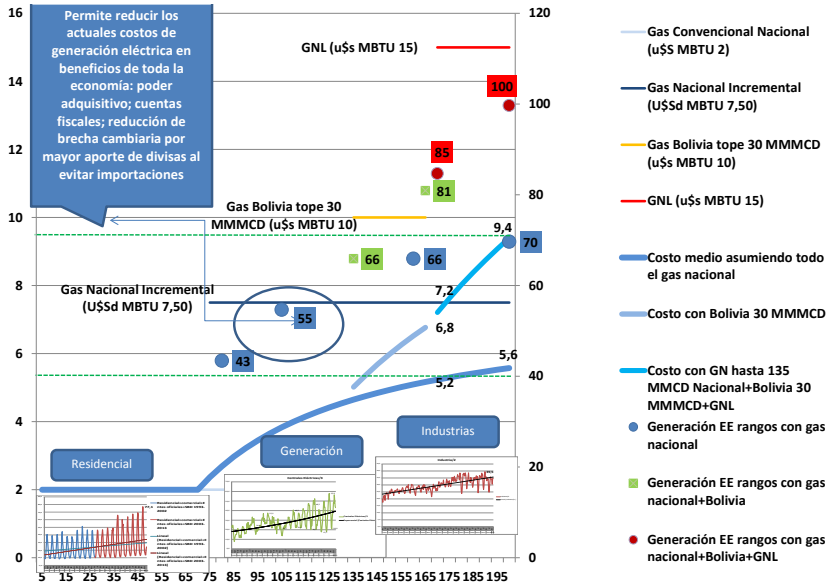
En el siguiente gráfico 5.13, se muestra la actual correspondencia de la segmentación de mercados y sus distintos costos de abastecimiento.

Esta opción sin duda reconoce la acumulación de desequilibrios respecto a la racionalidad de asignación de costos entre los diferentes sectores de la demanda. Es decir el hecho pragmático de haber decidido subsidiar a los sectores residenciales. Cabe decir al respecto que desde el punto de vista de una política de precios basada en una política energética y económica esta segmentación es lejos de ser la óptima. No lo es sin embargo si se considera como hecho consumado y las dificultades de desmontar esos subsidios sin crear contextos recesivos.

La pregunta acerca de si esta transición suave es posible es central para los futuros tomadores de decisiones políticas.

En las gráficas incrustadas sobre el eje se representan los comportamientos de distintos mercados de consumo y sus dimensiones aproximadas.

Gráfico 5.14. Simulación de formación simultánea de precios en el mercado de gas y en el mercado eléctrico mayorista según alternativas de abastecimiento de gas y correspondencia con la segmentación actual de los distintos mercados de gas



Fuente: estimaciones propias.

Nota explicativa: en el eje izquierdo se representan los valores simulados del costo de abastecimiento de gas asumiendo un umbral de abastecimiento de 70 MMCD a u\$s 2 por MBTU. De allí se derivan diversos senderos según se suplemente la oferta con gas nacional remunerado a u\$s 7,5 (gas nuevo); gas de Bolivia a partir de 130 MMCD y hasta 160 MMCD y GNL a partir de 160 MMCD (valor GNL). En el eje derecho se representan como puntos de referencia los costos de generación simulados para cada valor asignado al gas natural en concordancia con la simulación efectuada en el gráfico 4.6.

6. Análisis, conclusiones y aportes acerca del modelo regulatorio vigente y su futura transformación

El modelo vigente de regulación en Argentina basado en los principios de segmentar mercados tanto en precios como en prioridades de despacho, tuvo como principal motivo «*proteger*» el modelo de crecimiento basado en el impulso al crecimiento motorizado por la expansión de la demanda agregada. Por otra parte como se ha visto se ha derivado principalmente de la falta de oferta de gas de origen nacional que se comenzó a manifestar en abril de 2004 cuando confluyeron factores de cambios en los precios internacionales de la energía superpuestos a la pesificación de las tarifas de gas y a precios que los productores consideraron insuficientes. A este panorama complejo en tanto la devaluación en promedio fue de 3 a 1 en valor dólar, se sumó el incremento en los precios de referencia internacional (otras tres a cuatro veces), más cambios en la estrategia del principal operador en Argentina debido a modificaciones en la propiedad, tal como fue la entrada y toma de control de Repsol-YPF por parte de SACyR Valler Hermoso, un actor cuya actividad principal es y fue la de la construcción y que tomó deuda de bancos que a su vez eran accionistas de Repsol-YPF (Kozulj, 2010). Como se ha demostrado, las reservas de gas disminuyeron por encima de lo explicable por la producción acumulada, una lógica de considerar menos reservas comprobadas (o económicamente recuperables), dada la brecha de precios visualizados como «costos de oportunidad» por los productores y los precios recibidos en el mercado interno. Del mismo modo un problema adicional se presentó (y presenta) al considerar el desdoblamiento de la rentabilidad de activos de gas en contraposición a los de petróleo crudo, en particular para actores con activos sesgo petróleo y una lógica mercantil.

Desde ese momento el Estado actuó en varias direcciones, entre ellas: a) intentar frenar la caída de la producción por estímulos de precios (gas plus); b) negociar oferta mínimas para la satisfacción de la demanda prioritaria (acuerdo con productores); c) permitir la segmentación del mercado para que los usuarios industriales pagaran un precio acorde a sus costos (Creación del MEGSA); d) administrar el mercado de escasez (vía intervención del ENARGAS, SE y CAMMESA) y otorgar a ENARSA el papel de proveedor de gas en última instancia. En este diseño complejo los organismos han respondido al MINPLAN como

organizador del mercado total de energía en un marco dominado por la necesidad de abastecer el mercado con demandas de crecimiento acelerado y poco espacio para diversificar la matriz de energía, toda vez que los plazos de tal diversificación son largos e implican montos de inversión cuyo retorno social es también de largo plazo (ej. Energía Nuclear, Hidroelectricidad, Generación Eólica, aportes que se verán desde 2014 hacia 2020, o ya fueron alcanzados, por ejemplo, con el incremento de la cota de Yaciretá y conclusión de Atucha II).

De este modo de forma creciente fue necesario recurrir a otros sustitutos como FO, GO y GNL.

En abril de 2012 se concreta la nacionalización de YPF y desde 2013 se avanza sobre la etapa piloto de Vaca Muerta con el propósito de incrementar la oferta futura de hidrocarburos líquidos y gaseosos. El aporte a la oferta de gas es aún incierto en particular para atravesar los próximos dos a cinco años.

En términos conceptuales el mercado argentino de gas corresponde a un mercado de actores privados, administrado conjuntamente por organismos estatales o intervenidos por la regulación tales como CAMMESA, ENARGAS, ENARSA y la Secretaría de Energía para la asignación del gas tendiente a garantizar la generación eléctrica y la demanda prioritaria (no interrumpible). Por otra parte las distribuidoras han dispuesto de gas para atender sus demandas debido a la firma de acuerdos con productores de gas hasta 2012 y este mecanismo está siendo reemplazado por los nuevos acuerdos sin que sea posible estimar a la fecha los volúmenes de la suma de los mismos.

En este mercado las comercializadoras privadas suplen demandas no contratadas ni aseguradas por los volúmenes de gas comprometidos por los productores, lo que ha obedecido a la lógica de mejorar los precios a los productores no sólo por la vía de los programas gas plus, sino por segmentación del mercado (Creación del MEGSA). Pero este mercado es el remanente de lo no prioritario, sea de generadores, sea del resto de los usuarios no cautivos, en especial el mercado de consumidores industriales.

Por otra parte la demanda de gas del sector eléctrico ha pasado a un plano interrumpible con sustituciones de gas por combustibles líquidos, con lo cual la demanda total ha sido satisfecha con crecientes sobrecostos de despacho. Para tener una idea, los costos monómicos (o reales) de CAMMESA expresados en dólares por MWh han pasado de 19 u\$s MWh en promedio 2004-2006 a una media de 47,5 u\$s/MWh entre

2007 y 2009 y a u\$S MWh 70 para el trienio 2010-2013, bajando a poco menos de 50 en 2015 sólo por efecto de la devaluación en 2014.

Los mecanismos mediante los cuales se administró el gas fueron expuestos aunque se debe resaltar que tanto la demanda prioritaria como la intervención de CAMMESA para redistribuir gas de contratos de generadores, implicó un estrechamiento del margen de contrataciones entre actores privados que era lo que suponía el marco original.

Por lo tanto esta situación plantea a futuro una profunda reestructuración del marco regulatorio, en tanto la insuficiencia de oferta es un hecho que también deriva de la presencia de actores privados en el segmento del *upstream* que no se sabe si invertirán o no en áreas convencionales y no convencionales. De hecho la única empresa que revirtió la declinación de la oferta de gas natural ha sido YPF desde su nacionalización. Sin embargo, de modo erróneo la política supone aún que una multiplicación de actores pequeños podría ser provechosa. Esta confusión proviene del hecho de que si bien es cierto que empresas pequeñas pueden estar interesadas en explotar áreas marginales de bajo interés para las grandes empresas, dada la lógica de la evaluación de proyectos de riesgo, no es factible que reinviertan en la búsqueda de ampliar reservas. Así las cosas, lo más probable es que esta política de atomización sólo acelere la declinación de la oferta en el mediano plazo a menos que la producción de no convencionales sea escalada en el tiempo.

Lo anterior implica para los lineamientos futuros, al menos la necesidad de asegurar un mix de gases que sea -en promedio- menos costoso que el que implicaría un uso creciente de GNL y sustitutos como Gas Oil y Fuel Oil, aun cuando el uso de Fuel Oil puede ser una alternativa para reducir la dependencia del gas en la futura expansión del parque de generación.

Dado que existen expectativas diversas respecto al plazo en el cual el aporte de la producción de gas no convencional pueda compensar la declinación de la oferta de gas convencional que se ha registrado en los últimos años -y que al momento no se tiene, como ya dicho, una perspectiva de oferta de gas nacional - las recomendaciones de política para lo inmediato llevaría a priorizar varias acciones, con sus respectivos comentarios:

Las tendencias a obtener en el menor plazo posible garantía de suministro desde Bolivia por el orden de los 20-30 MMCD. Ello requiere de varios aspectos: a) lograr acuerdos con productores en ese país para suministrar tal volumen; b) concluir la construcción del gasoducto del

NEA de manera urgente; c) cerciorarse de que el acuerdo con Bolivia sea ratificado también por Brasil quien antes de la nacionalización del gas en Bolivia apuntaba a duplicar sus importaciones desde Bolivia en la misma cantidad que Argentina estaría requiriendo; d) considerar que grupo de actores productores que operan en Argentina estaría dispuesto a ofrecer firmeza de oferta; e) que posibilidad tiene YPF de invertir en Bolivia sobre reservas ya descubiertas y que pudieran ser puestas en producción en el corto plazo (Ej. analizar la factibilidad de una Alianza YPFB-YPF).

Atender a las demandas de los productores respecto a los límites que perciben en cuanto a los incentivos otorgados por los nuevos acuerdos (por ej. si el precio de referencia del gas incremental de u\$s 7,50 resulta en una incertidumbre con respecto a la liquidación de divisas este punto ameritaría fijar un tipo de cambio específico). En tal sentido alianzas estratégicas pueden resultar en menores costos que el de importaciones y también en una menor erogación de divisas, lo que requiere de elaboración de escenarios alternativos de oferta de gas y sustitutos alternativos para hallar puntos de corte que bajen el umbral del costo marginal de suministro total de gas frente a demandas proyectadas, es decir reduzcan el costo del mix y de la erogación de divisas.

El papel del asignador o comercializador único se halla prácticamente operando en los hechos aunque a partir de papeles segmentados entre ENARGAS, CAMMESA y ENARSA, quedando una porción de mercado libre donde operan comercializadores distintos a ENARSA y a través del MEGSA. Dada la experticia de cada organismo y la coordinación adquirida en los hechos, el paso a una figura de comercializador único que administre el conjunto de las compras y las asignaciones sería deseable sólo si de tal forma se garantiza eficiencia técnica y económica del despacho. Si bien tal figura existe en esquemas teóricos, su aplicación a casos complejos como el de Argentina supondría conformar este cuerpo a partir de los operadores técnicos de despacho del conjunto de los operadores que hoy poseen tal experticia (la figura de los programadores con el conjunto de instrumentos informáticos, junto a criterios de asignación de prioridades ordenadas en cierto modo con el orden lógico que se ha venido implementando). En tal sentido de la experiencia internacional no surgen pautas o modelos a imitar, en tanto se continúa en presencia de un sistema desintegrado tanto en producción, como en transporte, distribución y comercialización, con débil presencia de actores netamente estatales en lo que se refiere al manejo de activos (sólo YPF y ENARSA, siendo el último un gestor y

administrador de combustibles importados o bien un promotor de inversiones en otros activos).

Es decir si bien el Estado se halla administrando el mercado y creando reglas tanto de asignación, como de incentivos, lo hace en un contexto desdoblado y posibilitado por la continuidad de la vigencia de la Emergencia Económica en un marco de predominio de actores privados.

La instalación de una Planta de Regasificación como modo de suministro permanente es una alternativa que sólo puede aportar oferta dentro de cinco años, pero que no debería ser descartada si la prospectiva de oferta de gas nacional (convencional o no convencional), no logra abastecer el mercado interno. De hecho esta planta (o dos de ellas) marcarían un umbral de costo marginal inferior al actual (GNL por buques regasificadores o GO que además puede dañar los CC de generación). En el peor de los casos esta opción fija un tope al costo marginal (GNL o GO) o aún puede ser casi un costo hundido si la oferta local creciera.

Se hace también prioritario en este contexto el incentivar ahorro de energía desacoplando el tema del costo de la energía para usuarios subsidiados. La cultura URE no está siendo difundida en la ciudadanía y bien podría ser objeto de campaña vinculada al tema ambiental.

La corrección de tarifas va siendo una necesidad imperiosa de enfrentar toda vez que la oferta total de energía, sea por el mecanismo que fuera, implica costos mayores a los del pasado, siendo que la brecha real se acentúa no sólo por el congelamiento de dichas tarifas, sino también porque el tipo de cambio se mueve en alza. Sin embargo dada la magnitud alcanzada por estos subsidios, su retiro del ingreso disponible de los consumidores impactaría sobre el vector actual de demanda final con efectos multiplicadores importantes aun cuando no sea posible cuantificarlos en este estudio. Se requiere así del diseño previsible de tal política.

Las anteriores conclusiones y recomendaciones se enmarcan en acciones necesarias que se derivan de la particularidad que ha tomado el caso argentino. En tal sentido y aceptando que el actual marco de actores permanece, el esquema no es teórico, ni podría serlo.

En tal sentido se trata de que los incentivos y riesgos se hallen compensados y conduzcan a resultados que devengan en: a) incrementar la oferta de gas; b) lograr que el mix de oferta sea de menor costo compatible con la seguridad de suministro en el corto y mediano plazo, mientras se transita hacia una matriz energética más robusta y diversificada (algo que requiere tiempo y financiamiento); c) que los consumidores

sean abastecidos comenzando a pagar el costo gradualmente con miras a no generar impactos recesivos, para lo cual sería de alivio un menor consumo sin afectar usos (evitar derroches no sólo por medio del efecto precios-tarifas).

En cuanto a modelos de comercialización las ventajas de un ente asignador único- o comprador único- serían tanto de orden económico, como operativo sólo si dicho ente fuera además un ente técnico de despacho de gas lo que implica lograr integrar equipos técnicos idóneos a partir de la experiencia ya adquirida de forma fragmentada y ello no atentara contra el incremento del suministro. Una desventaja podría residir en la visualización por parte de los actores privados, en que dicho ente no cancelaría (o pagaría en tiempo y forma) lo contratado según lo pactado, lo que podría eventualmente profundizar el desabastecimiento o bien desafiar al Estado a tener que hacerse cargo del conjunto de los activos privatizados con la consecuente repercusión en relaciones comerciales y financieras en un contexto mundial complejo y sin que los cuadros técnicos del Estado estén capacitados para enfrentar los desafíos operativos de cada unidad.

Aunque los modelos integrados y con mayor presencia estatal operaron mejor en el pasado, la experiencia internacional muestra que el retomar estos senderos no es idéntico a obtener resultados inmediatos o bien que se garantice un mejor desempeño per se, en tanto los contextos fueron modificados con dificultades de revertirlos, dificultades que son tanto de orden político, como técnico y económico.

En los casos analizados la intervención del Estado se dio por períodos críticos pero sin reversión de fondo de reglas del juego (Colombia, Perú), precisamente porque la decisión política de emprender un modelo más estatista no estuvo presente o bien nunca fue totalmente abandonada (Brasil). Donde ha aparecido la «nacionalización» (casos Bolivia o Venezuela) la cuestión del destino de la renta- como renta social- fue explícitamente parte del proyecto político, pero tampoco tal enfoque resulta eficaz a la hora de incrementar inversiones en el sector de modo tal de lograr mayor seguridad de suministro o incremento en la capacidad exportadora, aunque sí, en cambio para mejorar situaciones sociales. Pero tales casos todos distan mucho de guardar similitudes con el de Argentina, aparte de que esas políticas son vulnerables a escenarios de precios bajos.

Por otra parte derogar totalmente la «Emergencia Económica» y retomar el sendero pleno de la Ley 24067, implicaría que cada agente

Distribuidor pudiera realizar el pass trough a tarifas finales de los costos del gas requerido a los productores y ellos a su vez pudieran aportar las cantidades requeridas. Lo mismo sucedería con las tarifas eléctricas.

Esta opción complementada con virtuales importaciones, implicaría además disponer de divisas tanto para pagar importaciones, como para permitir el giro de utilidades de todos los agentes.

Para los consumidores implicaría pagar tarifas varias veces superiores a las actuales- como cualquier ejercicio sencillo de multiplicar el valor del gas en ussd por MBTU por la tasa de cambio vigente mostraría-, con impactos recesivos e inflacionarios en espiral, si el tipo de cambio no se estabilizara.

En cuanto a la separación de actividades de comercialización del gas y operador técnico del sistema (caso español) el modelo- como se aplica allí- no sería replicable debido precisamente a que un modelo de competencia por comercializadoras tiene sentido cuando los accesos a terceros no deben ser priorizados ni restringidos y además las fuentes de aprovisionamiento son múltiples (caso GNL proveniente de distintos actores y productores extraterritoriales). Se estima que en España actúan no menos de 14 comercializadoras que realizan transacciones 1.8 veces el volumen de gas real abastecido. En este esquema los precios de venta de gas natural son precios libremente pactados entre el consumidor y el comercializador. No obstante, como medida de protección de los pequeños consumidores, se han establecido unas tarifas de último recurso, a la que se pueden acoger los consumidores de gas domésticos.

En Argentina el modelo por comercializadoras aplica al segmento no prioritario ni central del aprovisionamiento de generadores, sino que cumple una función reasignativa por precios, de los excedentes y faltantes físicos del sistema, lo que en principio es un mecanismo indirecto de estímulos de mercado aplicable a clientes con capacidad de suministro dual.

Si bien este segmento genera rentas a actores intermediarios, la absorción de estas funciones por un organismo estatal único sólo tienen sentido si ello tiende a hacer menos costoso el suministro o permite mejorar la remuneración a los productores sin afectar la operación técnica lo que significa que el ente debería tener la agilidad operativa adquirida por estos comercializadores.

7. Los desafíos para lograr un desarrollo sostenible del sector

Del análisis efectuado en este trabajo surge un panorama altamente complejo para alcanzar un desarrollo sostenible del sector energético.

Por una parte la excesiva dependencia del gas natural en particular -y de los hidrocarburos en general- indica la necesidad de diversificar la matriz energética.

Sin embargo debe ser considerado que las opciones para lograr tal fin requieren de montos de inversión mayores y que en el actual contexto es difícil esperar sean realizadas por el sector privado a menos que, nuevamente el Estado incremente el nivel de subsidios o bien se ajusten los precios y tarifas pagados por los consumidores.

Por otra parte debe ser considerado que a los niveles de consumo de energía actuales -y con valores ahora de u\$sd 45-50 para el barril de petróleo- pero hasta 2014 de 80-100 u\$s/bl y de u\$sd 4 o 7-8 por MBTU para el gas natural-, por cada 10 puntos porcentuales de abastecimiento externo, las necesidades de divisas serían próximas a los 3000 a 4000 millones de dólares por año. Es decir que frente a un escenario de demanda creciente y declinación de la producción local de hidrocarburos la vulnerabilidad externa sería también creciente. Si bien la reciente baja de los precios del crudo y del gas mejora la coyuntura, a su vez pueden crear un retraso en las inversiones para el desarrollo de gas no convencional. Así resulta importante remarcar que el tema de la obtención de un plus de divisas no puede limitarse sólo al sector energético.

Al mismo tiempo las opciones de diversificación de la matriz dependen de la visualización de la disponibilidad de recursos explotables. Mientras no sea clarificado el panorama de producción futura de hidrocarburos convencionales y no convencionales con volúmenes predecibles de oferta en el tiempo, no es posible tampoco establecer una estrategia de abastecimiento externo y de sustitución posible de unas fuentes de energía por otras, como por ejemplo respecto de energías renovables no convencionales y los biocombustibles, aunque en este último caso la Argentina presenta excelentes condiciones para producir biodiesel y sustituir parte del gas oil importado.

En los últimos tiempos ha surgido una idea interesante- y cada vez más difundida- cual es conformar una industria nacional de parques eólicos integrada en forma vertical. Pero esta opción parece ignorar que los modelos de industrialización por sustitución de importaciones ya

no son sencillos de implementar. Las industrias nacionales, aún como en el caso de INVAP, también recurren a integrar partes de insumos importados a sus equipos eólicos. La industria china de esos parques o los de segunda mano en países que se han sobrepasado en la instalación de parques eólicos (Ej: España) genera un espacio de competencia que no sería prudente ignorar. Descubrir qué ventaja competitiva tiene la Argentina para producir estos equipos (o parte de ellos) forma parte del problema en un entorno macroeconómico que es incierto a menos que se financie con presupuesto público, pero en tal caso el ajuste recaería sobre otros sectores productivos. Nada de esto hasta ahora se ha planteado en un marco analítico integrado, lo que genera también una ausencia de políticas públicas consistentes.

La incertidumbre provocada por las posibilidades de concreción de acuerdos de importación con Bolivia por volúmenes mayores a los actuales, las indefiniciones respecto a las cantidades necesarias de importación de GNL y la falta de un inventario de proyectos factibles para sustituir energía térmica por otras fuentes o aún diversificar los tipos de plantas térmicas, inducen a una oferta incremental desordenada en cada una de las cadenas energéticas. Esto dificulta sin duda alguna establecer un contexto de selección de obras de infraestructura que requieren de plazos más o menos prolongados de ejecución, trátase de facilidades permanentes de importación de crudo, derivados y GNL, o bien de gasoductos, líneas de transmisión, plantas de generación, etc.

En síntesis se requiere establecer un marco de planificación energética integral donde se reflejen las opciones deseadas de diversificación de la matriz que de lugar a un plan de inversiones coherente basado en criterios de costos de expansión de largo plazo monitoreados en el tiempo, consistentes a su vez con una macroeconomía estable y sin provocar impactos recesivos tipo L o de escalón descendiente en el mediano y largo plazo.

Las exigencias internacionales en materia ambiental suman también presión respecto a estas opciones en tanto pueden o no ser en un futuro vinculantes para un posicionamiento en el comercio exterior (Frohmann y Olmos, 2013).

De este marco de definiciones de política de inversiones debería surgir un sendero de ajuste de precios y tarifas donde tanto el costo de los subsidios, como el estimado de su progresiva eliminación hayan sido transparentados. En particular el establecer un *trade off* entre los costos de mantener una política de subsidios y su eliminación es un ejercicio

indispensable que debe incluir también la dimensión del ahorro de inversiones necesarias derivadas de un uso más racional de la energía actualmente desestimulado por la existencia de tarifas subsidiadas aplicadas a un conjunto masivo de consumidores que no lo requieren.

Para ello es necesario disponer de información confiable y una evaluación de opciones que puedan ser técnicamente contrastadas sin descuidar las dimensiones sociales, ambientales y políticas de tal evaluación. Aunque estos pasos no serían aún la definición de una política energética, serían al menos los insumos básicos para lograr definirla.

8. Bibliografía

- BP, *statistical_review_of_world_energy_2011_workbook* y sucesivos 2013 y 2015, accedidos entre 2012 y 2015 en <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- EIA, 2011, *Rethinking rig count as a predictor of natural gas production*, accedido en: www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13551.
- Chisari, O., Estache, A., Romero, C., 1997, «Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina». Policy Research Working Paper. Banco Mundial. Septiembre 1997.
- Díaz de Hasson, G., *Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine*. In: *Revue de l'Energie*, V.46, n. 465, pp. 102-111. January, 1995.
- Iza, María Paula, (2007): «El proceso de internacionalización del sector energético español: Análisis de caso Repsol-YPF» en *Contribuciones a la Economía*, Agosto, 2007. <http://www.eumed.net/ce/2007b/mpi.htm>
- Frohmann y Olmos, 2013, *Huella de carbono, exportaciones y estrategias empresariales frente al cambio climático, CEPAL 2013*, accedido en febrero 2015 http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4101/S2013998_es.pdf?sequence=1
- Givogri y Novara, *Exploración del petróleo en Argentina: aspectos principales y propuestas de reordenamiento*, 1987.
- Di Sbroiavacca, N., *Shale Oil y Shale Gas en Argentina: estado de situación y prospectiva*, Fundación Bariloche, Documento de Trabajo, Agosto de 2013.
- Kozulj, R y Bravo, V. (1993), *La Política de Desregulación Petrolera Argentina y sus Impactos*», Centro Editor de América Latina - Colección de Bibliotecas Universitarias, Buenos Aires, 1993.
- Kozulj, R., (2000) *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14, Santiago de Chile, Noviembre 2000.
- Kozulj, R., (2002a) *Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura n. 46, Santiago de Chile, Julio 2002.
- Kozulj, R., (2002b) *Los desequilibrios de la economía Argentina: una visión retrospectiva y prospectiva a diez años de la Convertibilidad*, Revista Comercio Exterior, Banco Nacional de México, Agosto 2002.
- Kozulj, R., (2005) *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*, serie Recursos Naturales e infraestructura, ECLAC, Santiago de Chile, Marzo 2005.
- Kozulj, R., (2007 a) *Política macroeconómica y energética durante «la década de los '90» en Argentina: nexos, consecuencias y prospectiva*. En: *Salida de crisis y*

- estrategias alternativas de desarrollo. La experiencia argentina, R.Boyer and J. Neffa coord. pp. 451-469. Miño y Dávila Ed. Buenos Aires, noviembre de 2007.
- Kozulj, R., (2007 b), Análisis del impacto tributario que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Argentina, preparado para PNUD Argentina, 2007.
- Kozulj, R., (2009a) Inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe 2009: La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: inversiones y estrategias empresariales en América Latina y el Caribe, CEPAL, Santiago de Chile, 2009.
- Kozulj, R., (2009) en CEPAL, -PNUD-GTZ «Contribución de los Servicios Energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza en América Latina y el Caribe», Santiago de Chile, 2009.
- Kozulj, R., (2010), The Quest for Energy Security in Argentina en: IISD, Trade Knowledge Network Series on Trade and Energy Security – Policy Report 2, accessible en <https://www.iisd.org>.
- Kozulj, R., (2012) Coordinador general del proyecto, Corporación Andina de Fomento (CAF, 2012), «Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe», marzo 2013.
- Lesta P. (1986), La Argentina como país petrolero, 1986. Copias de materiales del IAPG.
- Maldonado, P. & Palma, R., (2004), Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de diez años de reformas de la industria eléctrica en países de América del Sur, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, n. 72, Santiago de Chile, 2004.
- Masters C.D. , en World Resources of Crude Oil, Natural Bitumen and Shale Oil, años 1987, 1991 y 1994
- Moore, J. ,1992, «British Privatization. Taking Capitalism to the People», Harvard Business Review, enero-febrero de 1992.
- Naciones Unidas. «La Sostenibilidad del Desarrollo a 20 Años de la Cumbre para la Tierra: Avances, brechas y lineamientos estratégicos para América Latina y el Caribe». Documento Preparatorio Río + 20.
- OCDE, 1996, La privatisation en Asie, Europe et Amérique Latine. París. 1996.
- OLADE, «Informe de Estadísticas Energéticas 2011», Quito, Ecuador, 2012.
- OIT (2014), Transforming economies: Making industrial policy work for growth, jobs and development José Manuel Salazar-Xirinachs, Irmgard Nübler and Richard Kozul-Wright (editors) International Labour Office. – Geneva: ILO, 2014
- Pocoví, A., El petróleo existente en Argentina, 1988. Copias de materiales del IAPG.
- Rozas B., P (2008 a), Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: El caso de ENDESA, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales n. 133, Santiago de Chile, Agosto de 2008.

- Rozas B., P (2008 b) Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: Los casos de Iberdrola y Unión Fenosa, ECLAC, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales n. 139, Santiago de Chile, Diciembre de 2008.
- Rozas B., P (2009), Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina, Naciones Unidas, CEPAL, serie Ciencias Humanas, Economía y Energía, Santiago de Chile, 2009.
- Rozenwurcel, G., (2008), La Argentina pendular: auge, crisis, auge...¿nueva crisis?, Working Paper n. 35, UNSAM, Buenos Aires, Octubre de 2008.
- Ruiz Caro, A, Las negociaciones internacionales en el sector energético y sus implicancias para América Latina y El Caribe, ECLAC, Project Paper, 2009.
- Secretaría de Energía de la Nación, Balances Energéticos 2013 Fecha de publicación: Noviembre 2014, accedido en <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- Suazo, D. (2002), El Proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, Reflexiones y Perspectivas, EDESUR S. A., Buenos Aires, 2002.
- Uniren (2004), Informe de grado de cumplimiento de contratos de concesion de distribución y transporte de gas natural, en http://www.uniren.gov.ar/energia_gas/inf_cumplim_contratos_gas.pdf
- U.S. Geological Survey World petroleum Assessment 2000 - Argentina Assessment Results Summary-Allocated Resources.
- World Urbanization Prospects: The 2011 Revision, File 5: Total Population by Major Area, Region and Country, 1950-2050 (thousands), POP/DB/WUP/Rev.2011/1/F5, United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division

10. Índice de gráficos

Gráfico 1.1. Consumo energético de Argentina en el contexto mundial. Año 2013. (Datos en TEP por habitante)

Gráfico 1.2. Consumo energético de Argentina en el contexto de América Latina. Año 2013. (Datos en TEP por habitante)

Gráfico 1.3. Oferta energética según fuentes primarias en Argentina. Año 2013

Gráfico 1.4. Demanda de energía según grandes sectores de consumo en Argentina. Año 2013.....

Gráfico 1.5. Renovabilidad de la matriz de energía de Argentina comparada con otros países y regiones. Año 2013

Gráfico 1.6. Producción acumulada de electrodomésticos y automóviles entre 2003 y 2014.

Gráfico 2.1. Evolución histórica de las reservas comprobadas de hidrocarburos y sesgo petróleo o gas de dichas reservas. Período 1970-2013

Gráfico 2.2. Evolución del incremento de la potencia instalada en el sector de generación de electricidad 1992-2015- En MW por tipo de centrales.....

Gráfico 2.3. Precios medios del gas natural y del crudo en los mercados de los países desarrollados. En u\$s por MBTU

Gráfico 2.4. Precios medios del gas natural en boca de pozo en Argentina y marcadores de precios internacionales. En dólares corrientes por MBTU

Gráfico 2.5. Evolución de la producción de petróleo y gas 1911-2014

Gráfico 2.6. Evolución de la producción acumulada de gas 1911-2014 y reservas comprobadas remanentes a 2014 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos

Gráfico 2.7. Evolución de la producción acumulada de petróleo 1911-2014 y reservas comprobadas remanentes a 2014 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos

Gráfico 2.8. Evolución del consumo de combustibles para abastecer centrales de generación eléctrica para servicio público

Gráfico 2.9. Evolución de la producción de crudo y del crudo procesado en refinerías

Gráfico 3.1. Brecha de precios medios en Argentina respecto a los valores internacionales: gas natural y petróleo crudo

Gráfico 3.2. Precios ex-refinería Argentina e internacionales

Gráfico 3.2. Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos: comprometidas en los planes anuales y ejecutadas. Período 2005-2010. Valores en millones de dólares corrientes.....

Gráfico 3.3. Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos, pozos totales perforados y costo por pozo

Gráfico 3.4. Pozos totales perforados según tipo y relación exploración/pozos totales

Gráfico 3.5. Variación de la producción de petróleo y brecha entre precios percibidos y «costos de oportunidad». En Miles m3 año y dólares corrientes por barril

Gráfico 3.6. Variación de la producción de gas y brecha entre precios percibidos y «costos de oportunidad». En Millones de m3 año y u\$sd por MBTU.....

Gráfico 3.7. Producción anual e incorporación neta de reservas de petróleo y de gas en Miles de M3 y Millones de M3

Gráfico 3.8. Identificación de áreas con pérdida neta de reservas no explicadas por la producción acumulada y áreas con incorporación de reservas de gas.....

Gráfico 4.1. Costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista y tarifas finales a usuarios residenciales. En us\$ MWh

Gráfico 4.2. Energía comercializada y estimación de subsidios pagados por el Tesoro Nacional a los generadores de energía eléctrica por mayores costos respecto a valores sancionados. En GWh y en millones de dólares.....

Gráfico 4.3. Evolución del precio monómico en el MEM período 2000-mrzo de 2015. En pesos por MWh año

Gráfico 4.4. Evolución del saldo en balanza comercial y estimaciones alternativas del nivel de tipo de cambio real (base 1986=100)..

Gráfico 4.5. Evolución del saldo en balanza comercial por grandes rubros

Gráfico 4.6. Simulación del costo monómico de generación eléctrica según costos medios del gas natural. Análisis para comprender el espacio de competitividad de las energías renovables en Argentina y su incidencia sobre el problema fiscal

Gráfico 5.1. Evolución de la producción nacional de gas y de las demandas promedio anual y mensual máximo y mínimo: período 1993-2012

Gráfico 5.2. Evolución de la demanda de gas natural satisfecha en el período 1993-2012. Datos en MMCD promedio anual

Gráfico 5.3. Evolución de la demanda de combustibles para generación termoeléctrica

Gráfico 5.4. Tasas de crecimiento de la demanda satisfecha (en % a.a) y tamaño de los mercados en 2012 e incremento entre 2002 y 2012 en MMMCD

Gráfico 5.5. Evolución del costo de generación, del precio monómico a distribuidoras eléctricas y del precio sancionado en el MEM (Energía + Potencia). Estimado en u\$sd por MWh.....

Gráfico 5.6. Evolución del saldo en balanza de mercancías, de las importaciones de combustibles y del porcentaje representado por las importaciones de combustibles sobre el total importaciones CIF. Valores en Millones de dólares corrientes.....

Gráfico 5.7. Estimación de la evolución de las importaciones de combustibles. Valores en millones de dólares corrientes

Gráfico 5.8. Demanda mensual satisfecha por tipo de usuario: 1993-2013

Gráfico 5.9. Hipótesis para estimar demanda de gas firme industrias

Gráfico 5.10. Estimación de la demanda insatisfecha real y potencial de gas 2011-2013

Gráfico 5.11. Evolución de la Capacidad Nominal de Transporte de Gas comparado con la producción y demandas mínimas y máximas mensuales en Millones de metros cúbicos día (MMCD).....

Gráfico 5.12. Clasificación de los productores de hidrocarburos según operen mayores cantidades de reservas de petróleo que de gas (sesgo gas o sesgo petróleo de los activos en concesión).....

Gráfico 5.13. Simulación de formación simultánea de precios en el mercado de gas y en el mercado eléctrico mayorista según alternativas de abastecimiento de gas.....

Gráfico 5.14. Simulación de formación simultánea de precios en el mercado de gas y en el mercado eléctrico mayorista según

alternativas de abastecimiento de gas y correspondencia con la segmentación actual de los distintos mercados de gas.....

Indice de Cuadros

Cuadro 1.1. Evolución de la oferta y demanda de productos energéticos e infraestructura de oferta. Datos 2002-2012.....

Cuadro 2.1. Reservas comprobadas de petróleo y gas natural al 31 de diciembre de cada año.....

Cuadro 3.1. Producción anual e incorporación neta de reservas de petróleo y de gas en Miles de M3 y Millones de M3

Cuadro 3.2. Reservas comprobadas, probables y posibles frente a los recursos de petróleo y gas no convencional. Estimaciones en 2014.....

Cuadro 4.1. Tarifas eléctricas con y sin impuestos en el área de CABA y GBA. En dólares por MWH. Caso año 2010

Cuadro 5.1. Estimación del gas total para consumo de centrales eléctricas en promedio anual en base a los consumos de centrales eléctricas 2008-2012

Cuadro 5.2. Capacidad nominal del sistema de transporte...