

Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014¹

Structural effects of energy policy in the Argentine economy, 1989-2014

Os efeitos estruturais da política energética na Argentina, 1989-2014

Esteban Serrani²

Investigador asistente del CONICET
Instituto de Altos Estudios Sociales, Universidad Nacional de San Martín, Argentina
eserrani@unsam.edu.ar

Mariano A. Barrera³

Investigador asistente del CONICET
Área de Economía y Tecnología de la FLACSO, sede Argentina
marianoabarrera@gmail.com

Recibido: 02-03-17

Aprobado: 02-11-17

1 Este trabajo recibió financiamiento del CONICET y de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica en el marco del Proyecto PICT-2016-3306 "Condicionamientos estructurales macroeconómicos y sectoriales, y sus manifestaciones en el sector externo".

2 Doctor en Ciencias Sociales.

3 Doctor en Ciencias Sociales.

Resumen

El objetivo de este artículo es describir las políticas energéticas desarrolladas desde las reformas neoliberales hasta 2014, para determinar los impactos estructurales que dichas políticas tuvieron sobre la economía argentina. La metodología utilizada consistió en utilizar fuentes secundarias, tales como legislación oficial y estadísticas públicas, y en la reconstrucción de la voz de los principales actores involucrados, con declaraciones en medios gráficos. Asimismo, se desplegaron técnicas cuantitativas para confirmar la relación entre las principales variables. El trabajo muestra cómo desde las reformas neoliberales de la década de 1990 se impulsó una dinámica del sector que fue desacoplando la oferta y la demanda energética. Como respuesta, el gobierno nacional promovió las importaciones para zanjar tal brecha, situación que finalmente impactó en la macroeconomía, acelerando el déficit fiscal, profundizando el quiebre del balance de pagos y agudizando la restricción externa, situación que más que una crisis energética terminaría ocasionando una crisis del modelo energético.

Palabras clave: hidrocarburos; YPF; desarrollo industrial; consumo energético.

JEL: O13 Q43

Abstract

The objective of this paper is to describe the energy policies developed since the neoliberal reforms until 2014, to determine the structural impacts of these policies on the Argentine economy. The methodology consisted in using secondary sources, such as official legislation and public statistics, and in the reconstruction of the voice of the main actors involved, using statements in graphic media. Moreover, quantitative techniques were deployed to confirm the relationship between the main variables. The work shows how, since the neoliberal reforms of the 1990s, a dynamic of the sector was promoted, which was decoupling the energy supply and demand. In response, the national government promoted imports to bridge the gap, which finally had an impact on the macroeconomics, since it accelerated the fiscal deficit, deepened the breakdown of the balance of payments and exacerbated the external restrictions; this situation, more than an energy crisis, would end up causing a crisis of the energy model.

Keywords: Hydrocarbons; YPF; Industrial development; energy consumption.

Resumo

O objetivo do artigo é descrever as políticas energéticas desenvolvidas desde as reformas neoliberais até 2014 para determinar os impactos estruturais que tiveram na economia argentina. A metodologia utilizada baseou-se no uso de fontes secundárias, legislação oficial e estatísticas públicas, e reconstrução da voz dos principais atores envolvidos com declarações na mídia. Da mesma forma, técnicas quantitativas foram implantadas para confirmar a relação entre as principais variáveis. O trabalho mostra como, desde as reformas neoliberais da década de 1990, se fomentou uma dinâmica do setor que estava desacoplando o suprimento de demanda de energia. Em resposta, o governo nacional promoveu as importações para cobrir essa lacuna, mas acabou tendo um impacto na macroeconomia, acelerando o déficit fiscal, aprofundando a quebra da balança de pagamentos e agravando a restrição externa; uma situação que, mais do que uma crise de energia, acabaria causando uma crise do modelo energético.

Palavras-chave: hidrocarbonetos; YPF; desenvolvimento industrial; consumo de energia.



Este trabajo está bajo la licencia Creative Commons Attribution 3.0

¿Cómo citar este artículo? / How to quote this article?

Serrani, E. y Barrera, M. A. Los efectos estructurales de la política energética en la economía Argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, (34), 121-142. <https://www.doi.org/10.25100/sye.voi34.6482>

1. Introducción

Desde mediados del siglo pasado la economía argentina atraviesa por recurrentes ciclos de restricción externa que se presentan como evidentes obstáculos para el desarrollo de la sociedad y la economía. El avance en los procesos de industrialización que se iniciaron a mediados de la década de 1930 y que tuvieron mayor impulso en el decenio siguiente en el marco de una estructura productiva desequilibrada (Diamand, 1972), generaron incrementos significativos de las importaciones en un contexto de rigideces de las exportaciones principalmente sustentadas en la producción agropecuaria. La escasez de divisas que generaba crisis de balanza de pagos se expresaba en lo que la literatura especializada denominó ciclos de *stop and go*, caracterizados por escenarios de falta de divisas que se “corrigen” con devaluaciones de la moneda, transferencia de ingresos de los trabajadores al sector agropecuario por medio del encarecimiento de los bienes salario, disminución de la demanda, recesión, caída de las importaciones, incentivo a las exportaciones (por un tipo de cambio real elevado) y recuperación del equilibrio externo que iniciaba otra etapa de crecimiento hasta la nueva escasez de divisas a partir del mayor ritmo de expansión de las importaciones que de las ventas externas (Basualdo, 2006; Braun & Joy, 1981; Diamand, 1972). Entre los bienes importados que originaban estos procesos se encontraban los bienes de capital, insumos intermedios y combustibles. Este escenario recrudeció en los últimos años producto de una serie de factores donde las variables energéticas desempeñan un rol central.

En los últimos diez años la Argentina transitó nuevamente por un proceso de restricción externa que se expresó agudamente desde 2011, en el cual el sector energético desempeñó un rol relevante en su contribución.

El presente artículo tiene por objetivo analizar cómo las políticas energéticas desarrolladas desde las reformas neoliberales impulsaron una dinámica del sector que, veinte años después, agravó la crónica restricción externa de la economía argentina, convirtiéndose en un obstáculo

estructural al desarrollo económico. Así, en primer lugar, se presentarán las principales reformas energéticas a inicios de la década de 1990, para luego pasar al análisis de la estructura de precios y de inversión configurada en esos años y en la vigente en la década de 2000. A continuación se analizará la variación del consumo de electricidad y gas natural y de la infraestructura en los mismos períodos, para finalizar el estudio con el examen de indicadores que permiten advertir el impacto del sector energético en la macroeconomía. En definitiva, se busca analizar cómo a partir del desacople entre oferta y demanda energética, el Estado nacional impulsó las importaciones energéticas como respuesta que terminaron impactando en la macroeconomía, ocasionando tanto la aceleración del déficit fiscal como el quiebre de la balanza de pago, con un severo déficit de divisas para la economía, lo que agudizó el proceso de restricción externa.

2. Las reformas de mercado en el sector energético

Las tres décadas siguientes a la recuperación de la democracia en 1983 en Argentina se encuentran cruzadas por tensiones que difícilmente pueden comprenderse sin considerar las políticas instauradas por la última dictadura cívico-militar (1976-1983) (Barrera, 2014; Barrera, Sabbatella, & Serrani, 2012; Basualdo, 2006; Canitrot, 1980; Castellani & Serrani, 2010; Kozulj & Bravo, 1993). Se trata, en resumen, de la implantación de un patrón de acumulación y de una dinámica político-económica que perduró, con diversas intensidades, hasta 2001.

Con la llegada al gobierno del presidente Carlos Menem en 1989, se inició el proceso de reestructuración de la economía y de privatización de empresas públicas, que tenían como principios declarados los de generar mercados de competencia que permitieran incrementar la eficiencia y la productividad de la economía y, consecuentemente, expandir los volúmenes de producción. En este marco discursivo se realizó una formidable transferencia del patrimonio público al capital concentrado (nacional y extranjero) que ingresó en actividades con una sustantiva

rentabilidad, ya que se trataba de mercados con barreras naturales o institucionales⁴. Las reformas implementadas en el decenio de 1990 segmentaron el mercado ampliado de la energía que estaba bajo el monopolio estatal, eliminando su carácter sistémico.

En primer lugar, en el complejo hidrocarbúfero se privatizó la petrolera estatal YPF, situación que redundó en la expulsión y precarización de un gran número de trabajadores de la empresa⁵ y en la transferencia de la capacidad de regulación a un acotado, pero sumamente intenso, número de firmas privadas que pasaron a controlar los distintos segmentos de la cadena (extracción, transporte, refinación y comercialización) y que consolidó el nuevo oligopolio energético privado a partir de la gran cantidad de áreas que YPF concesionó al capital privado, la concesión de los oleoductos y la privatización de tres refinerías que fueron adquiridos por los principales actores del complejo (Pérez Companc, Astra, Pluspetrol, Techint, Amoco, entre las más relevantes). Así, luego de las reformas, las primeras ocho empresas concentraban 90% de la extracción de hidrocarburos, y las primeras cuatro refinerías 94% del procesamiento de crudo⁶ (Barrera, 2014; Kozulj, 2002; Kozulj & Bravo, 1993; Serrani, 2012a).

En segundo lugar, en 1992 se privatizó el sistema de energía eléctrica, habilitando la enajenación y la desintegración vertical y horizontal de tres empresas públicas que estructuraban la base de la cadena eléctrica: SEGBA, Agua y Energía Eléctrica e

Hidronor. Se conformaron tres segmentos diferenciados de energía eléctrica: generación, transporte y distribución, privatizándose los activos de las generadoras, mientras las últimas dos fueron concesionadas. El nuevo marco regulatorio modificó el funcionamiento sectorial al reconocer a cada una de estas actividades como unidades de negocio independientes, con libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución. El objetivo *declarado* por el gobierno era configurar una morfología de mercado con una fase de generación eléctrica potencialmente competitiva y las etapas de transporte y distribución de carácter monopólico con marcos regulatorios (Pistonesi, 2000).

Finalmente, lo propio sucedió con el segmento gasífero, donde Gas del Estado poseía el monopolio del transporte y la distribución. En 1992 fue privatizada, subdividiéndola en dos sociedades transportistas (norte y sur) y ocho unidades de distribución monopólicas con diversas jurisdicciones de operación. Al igual que en la normativa eléctrica, se introdujeron límites en la propiedad del capital de operadoras de los distintos eslabones con la finalidad de impedir la integración vertical, buscando inhibir el poder de mercado de los operadores (que luego fue flexibilizada y permitió la integración vertical de estos actores). De forma similar al sistema eléctrico, hasta 2002, la regulación fijó tarifas dolarizadas que se ajustaban por indicadores que incluían índices de precios de Estados Unidos (Azpiazu & Schorr, 2001).

En definitiva, todo el complejo energético nacional se transfirió sin normativas que obligaran a reinvertir las utilidades para de ampliar la capacidad instalada o reponer las reservas que se extraían, *so pretexto* de que la propia dinámica del “mercado” solucionaría esta situación. Esto supuso una nueva articulación pública-privada, cuyo principal eje fue la transferencia del poder regulador a un acotado número de grupos económicos locales y conglomerados extranjeros (Azpiazu & Schorr, 2001; Kozulj, 2002), que tuvieron autonomía de decisión sobre la fijación de los precios internos y el destino de las inversiones en virtud de sus estrategias particulares (desvinculadas de las necesidades de la economía doméstica) debido a que una gran cantidad de actores tuvieron injerencia en los

4 Para ampliar sobre los supuestos de las reformas, consultar Bastos (1993), Bour (1993), Montamat (1995).

5 Bajo el proceso de “racionalización” de YPF, entre 1990 y 1994 se despidieron a 35.689 empleados (sobre un total de 37.046) con la incorporación de 4.482, lo que implicó una fuerte renovación del personal de planta y el disciplinamiento por parte de la nueva conducción política. Sin embargo, muchos de ellos fueron posteriormente incorporados con diversas modalidades de contratación precarizada (Palermo, 2012).

6 Según consta en los anuarios de combustibles del Ministerio de Energía y Minería, hacia 1988 (antes de ser privatizada) la YPF estatal extraía de forma directa 65,2% del petróleo local, y de modo indirecto (por medio de contratistas) 32,6%, y 81,0% y 19,0% de gas natural, respectivamente; tenía bajo su dominio 99% de las reservas domésticas y refinaba 70% del crudo procesado del país.

distintos sectores de la cadena productiva (Barrera, 2012; Serrani, 2013). Como sostiene uno de los propulsores de estas reformas, “con la desregulación de la industria petrolera y con la desintegración vertical de la industria gasífera y eléctrica, el sector energético pasó a depender de señales de precios de mercado” (Montamat, 2007, p. 57).

3. Los impactos de las reformas en la estructura de los precios, el consumo y la inversión

3.1 La dinámica de los precios energéticos

En la medida en que los propulsores de las reformas afirmaban que los precios libres permitirían generar los incentivos necesarios para fomentar las inversiones deviene relevante analizar su evolución. El proceso de desregulación sectorial de 1989-1991 rápidamente provocó los efectos buscados, cuando los precios internos se fueron acoplando a la dinámica internacional (gráfico 1). Sin embargo, con la crisis de 2001 y la ruptura de la convertibilidad cambiaria, en el marco del cambio en los precios relativos de la economía generados por la devaluación del 200% del tipo de cambio real en apenas seis meses, el gobierno provisional de Eduardo Duhalde⁷ cambió el modo de intervención del Estado en el sector. Entre las principales medidas reinstaló los derechos de exportación⁸ y pesificó los precios del gas natural y la electricidad, para evitar el incremento en moneda local de los bienes energéticos.

En el *upstream*, si bien hasta 2001 se evidencia una convergencia del precio internacional de referencia *West Texas Intermediate* (WTI) con el precio interno del barril, a partir de 2002 el crudo nacional

mostró una evolución en dólares con una menor pendiente ascendente hasta mediados de 2007⁹, aunque se aceleró a partir de mediados de 2009, hasta 2014 siguió significativamente por debajo del precio WTI (gráfico 1).

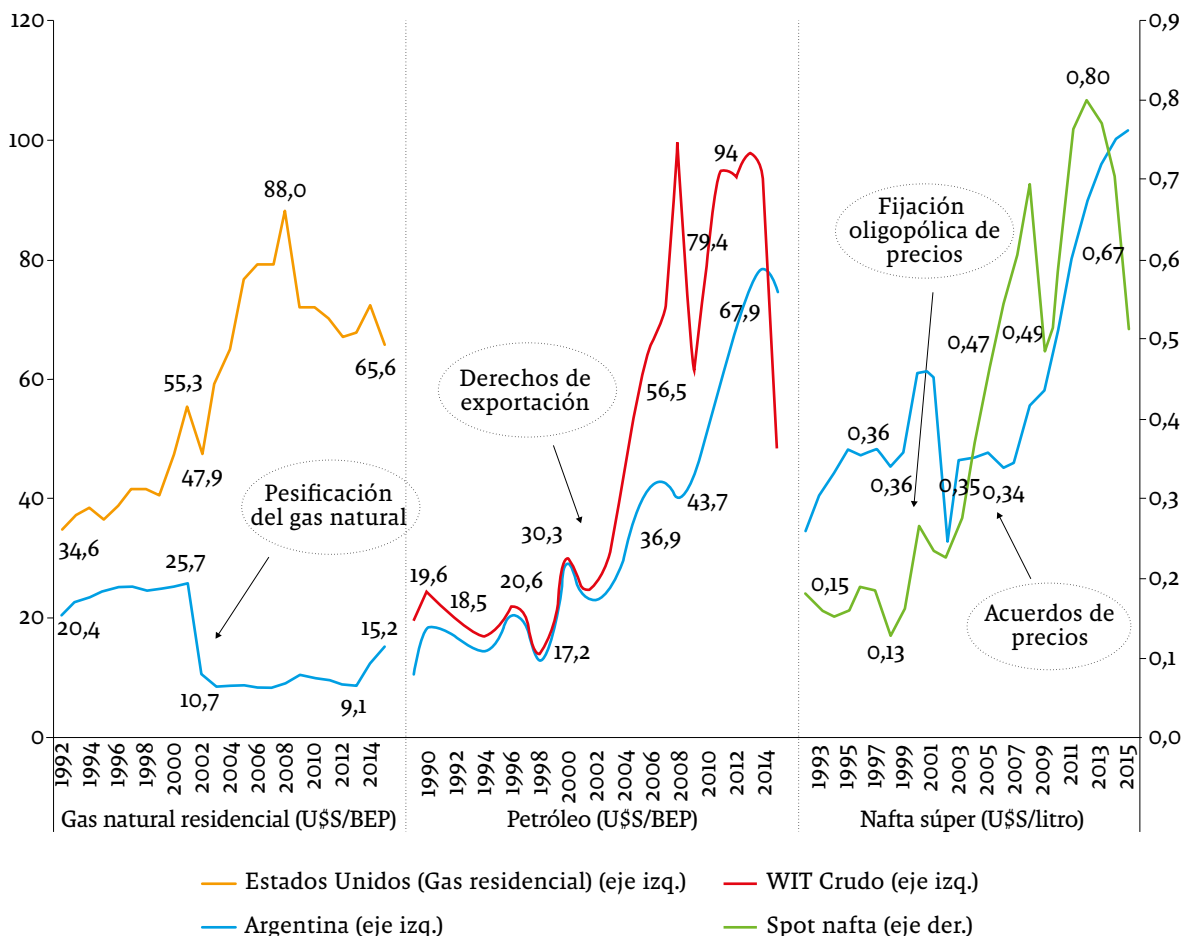
En la medida en que los precios siguieron dolarizados y creciendo por encima de la variación interna de costos, las empresas ganaron en dólares 2,6 veces más que en el decenio 2002-2011 comparado con los años transcurridos entre 1992-2001, ampliando la tasa de rentabilidad sobre ventas de 17,9% a 24,9%, pese a que con los derechos de exportación se desvinculó la cotización interna del crudo respecto de la global (Barrera, 2013a). Sin embargo, los estudios muestran que la rentabilidad obtenida por una serie de empresas extranjeras que operan en diversos países aumentó 3,9 veces, lo que explica el reclamo de las firmas que producen localmente. Es decir, la implementación de los derechos de exportación ofició como un tipo de cambio diferencial que redujo el elevado tipo de cambio real derivado de la salida de la convertibilidad, reduciendo la rentabilidad potencial en un contexto de alza de precios internacionales. Este tratamiento diferencial, que también se realizó con los *commodities* de exportación agropecuarios, derivó en reclamos por parte de los productores con el argumento de que reducía los incentivos a la inversión. Este escenario fue alterado ante las caídas de los precios internacionales desde 2014 ya que como política de estímulo a la producción local, los precios en Argentina se mantuvieron por encima de estos debido a una serie de elementos: a) un nuevo acuerdo de precios con el capital privado, fijando un precio móvil de comercialización interna del crudo liviano de 77 US\$/barril y del crudo pesado en 63 US\$/barril; b) un incremento de los subsidios directos del gobierno a la producción (US\$408 millones) y a la exportación (US\$49 millones) del sector petrolero a los fines de sostener el nivel de actividad y rentabilidad en el sector.

7 Con la crisis económica y social que se desencadenó el 20 de diciembre de 2001, en la Argentina se vivió un período de elevada inestabilidad política con la concurrencia de cinco presidentes en doce días, hasta que el primero de enero el Congreso eligió provisionalmente a Eduardo Duhalde.

8 Posteriormente, con el Decreto 310/02 se fijó un arancel a la exportación de 20% que fue modificado a través de las Resoluciones 532/04 y 394/07 para la política petrolera y 532/04 y 127/08 para gas natural.

9 El mecanismo utilizado por el Estado nacional fue una política más agresiva de aumento de las alícuotas de los derechos de exportaciones como resultado del alza de los precios internacionales y un límite al precio de comercialización interna producto de los acuerdos realizados entre el gobierno y las empresas del sector hidrocarburo.

Gráfico 1. Evolución del precio del gas natural residencial en Argentina y Estados Unidos, del petróleo en Argentina y WTI, y de la nafta súper sin impuestos en Argentina y spot, 1992-2015 (en dólares por litro, BEP y barril)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería de Argentina y de la Secretaría de Energía de EE.UU.

En el *downstream*, la desregulación de precios durante la década de 1990, asociada a la transferencia de poder regulatorio al oligopolio energético, permitió que los precios internos fueran incluso mayores a los precios internacionales de referencia (Gráfico 1). Desde 2002, los acuerdos de precios entre el Estado nacional y las empresas, y los derechos de exportación de crudo y derivados permitieron aislar el desarrollo de la industria local de la volatilidad de los mercados externos. Sin embargo, dado el grado de integración de las empresas que operan tanto

en este segmento como en el *upstream*¹⁰, los menores niveles de precios no afectaron la rentabilidad de las compañías a través de las transferencias internas. Si bien Shell y Esso (adquirida esta última en 2011 por Bidas Corp. que opera en el *upstream*) tuvieron rentabilidades positivas, fueron significativamente menores a las de

¹⁰ Alrededor de 65% del crudo procesado está explicado por YPF y Petrobras, ambas compañías operan también en el *upstream*. Si se suma a Shell y Esso (actualmente Axion, integrada verticalmente) se alcanza a 95% del mercado.

la década previa debido a que solo operaban en el *downstream* y para estas firmas el costo del barril comprado en el mercado local aumentó por encima del precio final de los derivados que comercializaban (Barrera, 2013a). Y al igual que lo descrito en la dinámica del precio del crudo, con la aceleración de los precios internos de los combustibles a partir de 2010, estos continuaron por debajo del precio *spot* hasta la caída de comienzos de 2014 cuando el Estado tomó la decisión de mantener la cotización interna para fomentar las inversiones, aun cuando en el escenario internacional estaban descendiendo hasta posicionarse, en diciembre de 2015, a la mitad de la cotización local.

Finalmente, la evolución del precio local del gas natural entregado a usuarios residenciales permite confirmar la tendencia diferencial entre las dos décadas. En el período 1991-2001 el precio en Argentina (aun cuando no existe un mercado internacional de referencia, sino regional) buscó seguir la tendencia internacional a través de tres mecanismos:

- a) un incremento del precio de 64,6% en los meses anteriores a la privatización de Gas del Estado (enero-marzo de 1992); situación que preparó la empresa para ser transferida al capital privado con un mejor margen de rentabilidad;
- b) liberar el precio interno para que se fije a partir de la interacción entre ofertantes y demandantes (muchos de los cuales estaban en ambos lados de la cadena);
- c) dolarizar las tarifas de transporte y distribución con el nuevo marco regulatorio, además de incluir una cláusula de indexación semestral del precio local con el índice de precios mayoristas de Estados Unidos con el mecanismo de *pass through* que permitía trasladar hacia el consumidor final cualquier aumento de costo, lo que quitaba incentivos a las empresas transportistas para disputar precios con los ofertantes de gas natural (Azpiazu & Schorr, 2001).

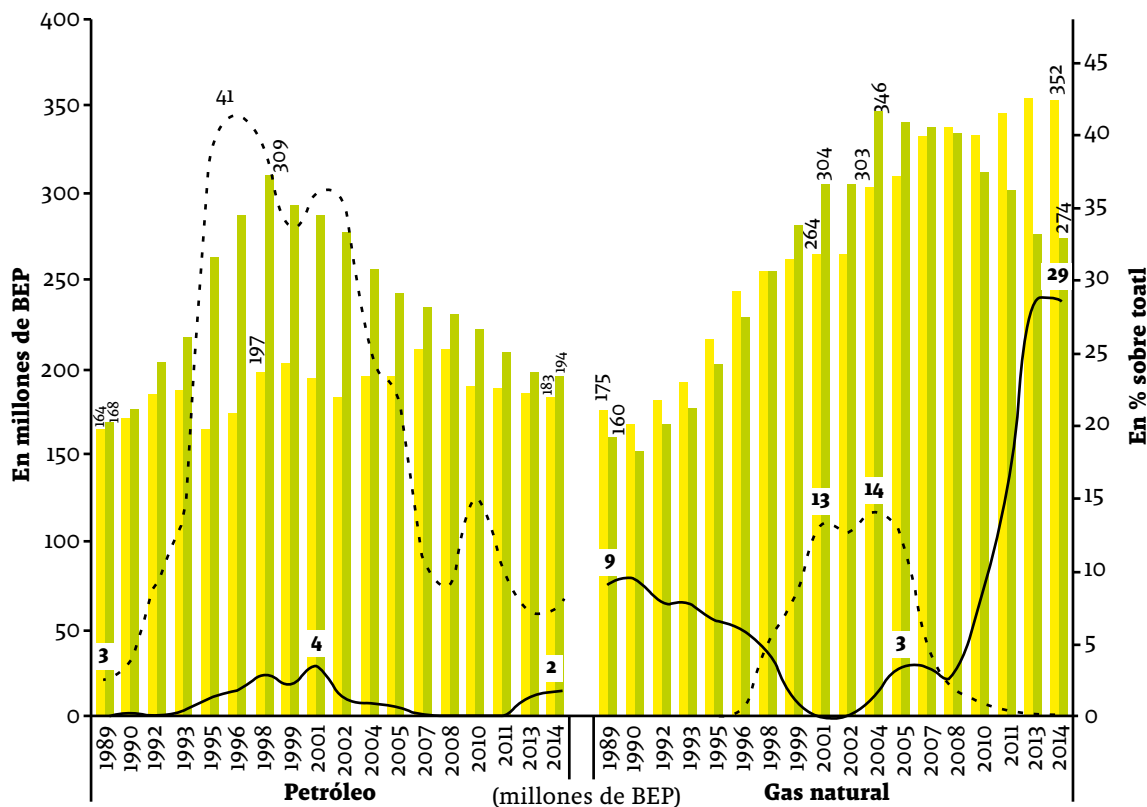
Aun así, el precio interno del gas residencial siempre se mantuvo por debajo de la cotización del mercado norteamericano. En gran medida, esto se debió a las elevadas reservas gasíferas descubiertas en las décadas previas por YPF que permitieron alcanzar un horizonte de reservas de 34 años en 1988, y que fueron adquiridas a precios subvaluados por las compañías privadas en las privatizaciones (Kozulj, 2005). A partir de 2002, con la pesificación de las tarifas de los servicios públicos, las tarifas internas del gas natural para distribución residencial se desdolarizaron, manteniendo en Argentina una tendencia *flat* en dólares entre mayo de 2003 y el mismo mes de 2013 (+0,7%) mientras que en el mismo período en Estados Unidos el incremento fue de 39,2%.

En suma, la estrategia del gobierno de Carlos Menem giró en torno de eliminar las regulaciones estatales y a YPF como empresa testigo, asumiendo que la exposición al mercado externo generaría los incentivos necesarios para incrementar las inversiones de riesgo a través de garantizar precios internacionales dolarizados. La situación económica generada con la implosión de la convertibilidad, con el incremento de la inflación por la devaluación y el alza en los niveles de pobreza e indigencia, sumado a los posteriores aumentos de los precios internacionales energéticos, forzaron a los gobiernos sucesivos a cambiar la lógica de intervención del Estado en este complejo estableciendo mecanismos de contención de dichos precios.

3.2 La (des)inversión energética

En líneas generales, el oligopolio energético implementó estrategias que sobreexplotaron los yacimientos “heredados” de la YPF estatal para destinar esos recursos al exterior y valorizarlos rápidamente, subexplorando la superficie sedimentada (Castellani & Serrani, 2010; Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Recalde, 2011; Sabbatella, 2011; Serrani, 2012a). Esta política generó una paulatina maduración y agotamiento de los pozos en producción y una caída de los *stocks* de reservas (Gráfico 2).

Gráfico 2. Evolución del consumo aparente, producción, coeficiente de exportación e importación de petróleo y gas natural, 1989-2014 (en millones de m³ petróleo, miles de millones de m³ gas natural y porcentaje)



	Pozos terminados	
	Exploración	Explotación
1980-1989:	117	677
1990-1996:	113	900
1997-2001:	55	846
2002-2011:	48	1.038
2012-2014:	90	1.061

- - - Coeficiente de exportación (%) (eje der.)
- Coeficiente de importación (%) (eje der.)
- Consumo aparente (eje izq.)
- Extracción (eje izq.)

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del Ministerio de Energía y Minería.

Es decir, lejos de lo que sostenía la teoría bajo la cual se realizaron las reformas –donde la anulación de las regulaciones y de la presencia del Estado conllevaría un escenario de inversiones de riesgo (dada la exposición al mercado internacional) con la consecuente dinámica virtuosa de mayor productividad– la estrategia desarrollada por las empresas pasó por invertir en el segmento más rentable (la extracción) y relegar el más riesgoso (la

exploración o búsqueda de nuevas reservas) (Barrera, 2013c; Cruz, 2005; Di Sbroiavacca, 2010; Gulisano, 2004; Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Recalde, 2011; Sabbatella & Serrani, 2011; Serrani, 2012b).

En el segmento hidrocarburífero, el análisis de la cantidad de pozos terminados de exploración y explotación (dada la ausencia de estadísticas monetarias de inversión) permiten aproximarse a este

elemento. Mientras que en la década de 1980 (con fuerte regulación estatal) se ejecutó un promedio anual de 117 pozos terminados de exploración y 677 de explotación, entre 1990 y 1996 (los años de las reformas), los valores fueron 110 y 828, respectivamente (Gráfico 2). Es decir, existió un crecimiento de 33% en lo relativo a la extracción del recurso y un estancamiento en la exploración. Una vez consolidado el proceso de privatización y desregulación, en el período 1997-2001 el promedio de pozos de exploración (necesarios para expandir las reservas) fue de apenas 55 mientras que los de producción giraron en torno de los 846.

Más aun, en el período bajo análisis 98,5% de los pozos de exploración se realizaron en áreas de bajo riesgo; lo que anterior reduce la posibilidad de grandes descubrimientos y hasta 2004 76% de las reservas de petróleo fueron descubiertas en áreas que fueron descubiertas antes de 1990 (por la YPF estatal) mientras que en gas natural el valor alcanza a 63% (Cruz, 2005).

Así, la estrategia del sector fue reducir a la mitad las inversiones necesarias para reponer los recursos extraídos y amplió considerablemente (25%) los pozos de producción en la medida en que el destino de los mayores hidrocarburos extraídos fue el mercado externo. Esto es posible percibirlo al analizar el coeficiente de exportación (medido sobre producción) que, en el caso del crudo alcanzó 41,4% en 1996¹¹, mientras que en el gas natural arribó a un nivel menor (13,2% en 2001) producto de que fue necesario construir gasoductos de exportación que entraron en funcionamiento recién en 1996 (Di Sbroiavacca, 2010; Gulisano, 2004; Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Recalde, 2011; Sabbatella & Serrani, 2011; Serrani, 2012b).

En la década del 2000, y como respuesta a la política estatal de captura de la renta hidrocarburífera y de desacople de los precios locales respecto a los internacionales, el oligopolio energético profundizó la estrategia de subexploración iniciada en la década anterior. En consecuencia, se advierte

que entre 2002 y 2011 el promedio de pozos terminados de exploración se redujo a 48 por año (una retracción del 60% comparado con el promedio de la década de 1980), mientras que expandieron notablemente los de extracción al arribar a una media anual de 1.038 (53% superior al período previo a las reformas), lo que aceleró la sobreexplotación de los áreas en producción y agudizó aún más la caída de la productividad y, consecuentemente, los flujos de extracción desde el respectivo *peak*: 40% en petróleo crudo entre 1998 y 2015 y 18% en gas natural entre 2004 y 2015¹².

Este marcado descenso de la extracción hidrocarburífera, particularmente de gas natural, no solo generó que el gobierno Nacional prohibiera bajo diferentes mecanismos las exportaciones de gas natural, sino que originó un notable incremento de las importaciones gaseosas, alcanzando un coeficiente de importación de 29% en 2014 (Gráfico 2). Dado que desde la privatización de YPF no se amplió la capacidad instalada de las refinerías, las importaciones de petróleo no crecieron (manteniendo un coeficiente menor a 4%) pero sí las de los principales combustibles derivados como gasoil y fueloil, que al ser los precios mayores que los del crudo, a partir de 2011 terminarían generando severos inconvenientes sobre el balance de pagos.

En el segmento de generación eléctrica, con las reformas neoliberales y el repliegue del Estado de su rol planificador, las obras de infraestructura hidroeléctricas y centrales nucleares que hubieran podido modificar la matriz fueron demoradas o directamente suspendidas¹³. La estrategia utilizada

11 Cuando en el decenio de 1980 bajo un modelo de regulación estatal ejercido a través de YPF solo se exportaban los saldos anuales y que nunca superaban 3%.

12 Esto fue posible debido a que las mayores rentabilidades obtenidas en el mercado interno fueron reinvertidas en otros países en los que los costos de producción eran menores que en Argentina y donde podían percibir el precio pleno internacional. Esta estrategia fue desarrollada, entre otras compañías, por Repsol cuando estuvo al frente de YPF (Barrera, 2013b; Repsol, 2012).

13 El estudio de la potencia instalada es elocuente para advertir el impacto de la falta de planificación. Entre mediados de 1960 y principios de la década de 1980 la tasa de crecimiento de potencia instalada de hidroeléctricas creció al 17,6% anual acumulativo lo que permitió que su participación ascendiera de 10% a 40% en la matriz eléctrica. Sin embargo, la interrupción de este tipo de obras generó que hacia 2014 estas centrales expliquen tan solo 32% de la potencia instalada de generación de electricidad de la Argentina.

Cuadro 1. Contribución al crecimiento de la potencia instalada de generación eléctrica por fuente energética, 1994-2014 (en porcentaje)

	Ciclo combinado	Turbina de gas	Turbina de vapor	Motores diesel	Hidráulico	Nuclear, geotérmica, eólica y solar	Combustibles fósiles	Alternativos	Total
1994-2001	86	1	-6	-3	21	0	78	21	100
2002-2014	52	23	-2	18	5	4	91	9	100

Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería.

por el sector privado giró en torno a consolidar inversiones en centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (principalmente gas natural) en la medida en que los montos y plazos de la inversión eran menores y permitían un rápido retorno del capital hundido (además de que utilizaban un combustible “barato” como el gas natural).

Los datos del cuadro 1 muestran cómo se expandió la potencia instalada en este tipo de fuente energética. Si se toma la contribución al crecimiento de la generación de electricidad por fuente, se advierte que entre 1994 y 2001, el 86% está explicado por las centrales ciclo combinado que reemplazaron las centrales térmicas turbo vapor y motores diesel (con una contribución negativa de 6% y 3%, respectivamente)¹⁴.

Por otra parte, tanto la necesidad de generar rápidos incrementos de energía eléctrica para dar respuesta a los crecientes consumos de la economía, como la demora en la implementación y/o ejecución de inversiones durante la década de 2000 que permitieran reducir la dependencia de los recursos fósiles de la matriz energética¹⁵ contribuyeron a que durante este decenio la ampliación de la potencia instalada de generación eléctrica

se focalizara en las centrales térmicas a combustibles fósiles con una contribución al crecimiento del 91%, con el agravante de que, entre 2006 y 2012 ENARSA (la empresa estatal creada en 2004) explicó el 92,3% del incremento de la potencia instalada en motores diesel y turbo gas (cuadro 1).

En síntesis, los supuestos que abogaba el gobierno de Menem de que con la desregulación del mercado se generarían los incentivos necesarios para incrementar las inversiones de riesgo, no se corroboran. Tal como señala la evidencia, desde mediados de la década de 1990 comenzaron a descender las inversiones generando un escenario de amplia subexploración, el cual se profundizó en la década siguiente como mecanismo de presión de las empresas ante la desvinculación de los precios internos de los externos para forzar la cotización plena. A su vez, dado que la inversión se amortizaba más rápido, se profundizó la matriz de generación de electricidad con base en centrales térmicas que consumen combustibles fósiles en un contexto en el que la producción local de petróleo y gas natural descendió a tasas aceleradas y las refinerías operaron al límite de la capacidad instalada. Naturalmente, el corolario de este proceso fue el aumento de las importaciones de combustibles que impactaron en la macroeconomía generando distintos desequilibrios.

3.3 Evolución del consumo energético y de la infraestructura

En el período bajo análisis, se evidencia un crecimiento de la cobertura del tendido de la red de gas natural en el país para conectar el servicio individual de gas de las viviendas. Sin embargo, el crecimiento fue desigual entre las distintas etapas. Para el interregno 1989 y 2001, se incrementó

¹⁴ Se realizó el análisis desde 1994 debido a que en 1993 se inauguró la central hidroeléctrica Piedra del Águila que había iniciado la construcción en 1985 por parte del Estado nacional. Más allá de esto, al analizar la contribución al crecimiento desde 1989 hasta 2001, el 65% estaba explicado por las centrales de ciclo combinado.

¹⁵ Se alude a la demora en la puesta en criticidad de Atucha II, programada para 2010 y recién entrando en funcionamiento pleno en 2014; como también al retraso en la construcción de las centrales hidroeléctricas en Santa Cruz, licitadas en 2008 bajo un plan de obra de cuatro años y que, por ausencia de financiamiento internacional a comienzos de 2017 aún tienen futuro incierto.

el consumo (3,5% anual acumulativo) asentado en la infraestructura troncal disponible producto de la previa inversión estatal de Gas del Estado (privatizada en 1992) y en la mejora en la capacidad de transporte desde 1993 que se amplió el 70,6% hasta 2001, según información del Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) (Enargas, 2001), ya que durante ese período la ampliación solo reflejó un crecimiento de 0,1% anual acumulativo¹⁶. Como se mencionó, el mayor consumo de gas en el período 1989-2001 responde a la reconversión del parque término generador de electricidad que comenzó a utilizar cada vez más este combustible debido al ingreso de la tecnología de los ciclos combinados. Por esta razón, pese al aumento del consumo (5,5%), no fue significativa la expansión de la red de gasoductos. Entre 2002-2014, si bien el ritmo de crecimiento de la demanda fue menor (2,4% vs. 3,5%), solo fue posible sostenerla con el incremento de 1,8% anual acumulativo de la red troncal de transporte de gas natural (cuadro 2). Incluso a partir de la comparación entre los últimos dos censos de población se puede advertir un incremento en la conexión de 3,6 millones de personas, al pasar de 16,7 millones en 2001 a 20,3 millones en 2010, un crecimiento de 21,7% frente a un aumento de 10,4% de la población en viviendas particulares.

Contrariamente a lo que sostienen ciertos autores, Apud *et al.* (2009; 2011a; 2011b) y Navajas (2017) afirman que la pesificación de las tarifas y el desacople de los precios internos respecto de la dinámica internacional desde 2002 implicó un crecimiento irracional del consumo del sistema energético por las bajas tarifas; los datos de consumo por usuario permiten cuestionar ese argumento. Aun cuando el consumo de gas natural residencial del sistema creció a 3,5% anual acumulativo entre 2002 y 2014, si se mide por usuario, la expansión es significativamente menor (0,8%

anual) alcanzando en 2014 un valor equivalente al de 2000 (3,5 m³/día), período en el que las reformas implementadas se habían consolidado.

Aun cuando la cobertura es mayor, el análisis de lo sucedido con la electricidad evidencia una similar evolución a la experimentada en el mercado del gas natural. Mientras en el período 1989-2001 la tasa de crecimiento anual acumulativa fue de 5,2% para el consumo, de 4,9% para la generación y de 3,0% para la red de alta tensión, en 2002-2014 la velocidad de crecimiento de la infraestructura de superficie fue mayor a la del período anterior (3,5% vs. 3,0%) para sostener el incremento ininterrumpido de la generación y del consumo: 4,4% en ambos casos (cuadro 2). Esta expansión de la cobertura se debe a la inversión mayoritariamente estatal en infraestructura que se desarrolló en la última década sobre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que amplió las líneas de alta tensión de 9.083 km en 2003 a 14.563 km en 2014, una expansión de 61% (MINPLAN, 2013). De este modo, considerando información censal, el total de hogares con acceso a la red eléctrica se amplió 24% entre 2001 y 2010 al pasar de 9,6 a 11,9 millones.

La información de consumo por usuario también permite relativizar el argumento de que la pesificación de las tarifas originó una expansión irracional del consumo. Por un lado, porque la tasa anual acumulativa de crecimiento del consumo residencial fue menor en la etapa de precios bajos que en la década de 1990 (3,1% frente a 4,3% del interregno 1992-2001). Por otro lado, resulta relevante comparar el promedio del total país con la zona de mayor poder adquisitivo y con mayor nivel de subsidio estatal (y por ende, menor nivel tarifario¹⁷), donde opera la empresa Edenor (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima). Allí se advierte que mientras en el promedio

16 Según Fernando Viola, en ese momento gerente general de Distribuidora de Gas del Centro: "El estancamiento [en la extensión de redes de distribución de gas] que se observa en Argentina responde a que –en general– las nuevas extensiones de redes deben realizarse en zonas de baja densidad habitacional o barrios con menor poder adquisitivo de los interesados, lo que dificulta la posibilidad de afrontar las obras respectivas" (Viola, 1997, p. 18), en la medida en que priorizaban inversiones con elevado grado de rentabilidad.

17 El esquema tarifario diseñado por el gobierno de Néstor Kirchner y continuado por Cristina Fernández se basó en subsidiar el mercado eléctrico mayorista (MEM) fijando un precio *spot* de la electricidad por debajo del costo de generación del sistema. Incluso, para el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) donde opera EDENOR, en el que reside un tercio de los usuarios y se realiza entre 35% y 43% del consumo del país también existió un subsidio a la distribución, con facturas inferiores a las del resto de la Argentina.

Cuadro 2. Evolución de la red de gasoductos, de la red de alta tensión y troncal de electricidad, de la producción y consumo de electricidad y gas natural y del consumo por usuario residencial de Argentina, 1989-2014 (en km, miles de TEP, millones de m³, m³/día, MWh/año y %)

	Gas natural				Electricidad			
	Red (en km)*	Producción (en millones de m ³)	Consumo residencial (en millones de m ³)	Consumo por usuario residencial (m ³ /día)**	Red alta tensión y troncal** (en km)	Producción (en miles de TEP)	Consumo (en miles de TEP)	Consumo por usuario residencial (en MWh/año)**
1989	12.651	24.207	26.417	s/d	s/d	4.374	3.648	s/d
1990	12.961	23.018	25.211	s/d	s/d	4.240	3.691	s/d
1991	12.961	23.815	25.993	s/d	s/d	4.552	3.855	1,4
1992	12.961	25.328	27.327	3,4	16.958	4.761	4.108	1,6
1994	10.089	27.815	29.986	3,3	18.129	5.568	4.700	1,8
1996	10.649	34.641	36.734	3,2	19.104	5.999	5.329	1,9
1998	11.198	38.636	38.403	3,0	19.717	6.379	6.121	2,0
2000	12.455	45.135	40.492	3,4	21.521	7.652	6.633	2,1
2001	12.864	45.974	39.923	3,2	22.033	7.752	6.732	2,2
2002	12.865	45.873	40.027	3,1	22.140	7.275	6.538	2,1
2004	s/d	52.384	45.831	3,1	22.345	8.622	7.533	2,1
2006	13.702	51.779	47.149	3,1	25.870	9.754	8.514	2,4
2008	14.637	50.508	50.946	3,4	28.255	10.484	9.394	2,6
2010	15.013	47.097	50.243	3,5	29.503	10.835	9.861	2,7
2012	15.438	44.124	53.523	3,6	31.259	11.699	10.577	2,9
2013	15.665	41.708	53.434	3,7	32.219	12.018	10.954	3,0
2014	s/d	41.484	53.320	3,5	33.453	12.174	10.899	3,0
Tasa anual acumulativa								
1989-2001	0,1	5,5	3,5	-0,7	3,0	4,9	5,2	4,3
2002-2014	1,8	-0,8	2,4	0,8	3,5	4,4	4,4	3,1

* Ya que no hay información completa, para las tasas anuales acumulativas se considera el período 1989-2013.

** Dado que no hay información completa las tasas anuales acumulativas abarcan el período 1992-2014, salvo que en electricidad inicia en 2001.

Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA, Enargas y ENRE.

del país el consumo por usuario residencial en 2014 fue 38,1% superior al de 2001, en la zona de mayor poder adquisitivo y mayor nivel de subsidio estatal la variación fue de 34,6%, menor a la media del total país, lo que permite cuestionar que se haya producido un consumo irracional producto de los subsidios implementados.

4. La contribución del sector energético al proceso de restricción externa de la economía

El crítico legado generado por las reformas estructurales, y la lógica de comportamiento del oligopolio energético asociado a él, no fueron

revertidos en la década del 2000, sino que se profundizaron.

El declive en la exploración (particularmente en las áreas gasíferas), la caída en la extracción de petróleo (desde 1998) y gas natural (desde 2004) junto con el estancamiento en la refinación de crudo, entre otros elementos, no solo generaron un marcado descenso en los volúmenes exportados y una oferta insuficiente para abastecer el mercado interno sino que se tendió a consolidar una estructura de generación con base en centrales térmicas debido a la suspensión de grandes obras de infraestructura en hidroeléctricas y centrales nucleares. A su vez, la inversión estatal en expansión de la infraestructura

energética de los últimos años permitió un auge de la demanda global del sistema, sin que implique un incremento (considerable) del consumo por usuario, relativizando la hipótesis de que el desacople de los precios internos a los internacionales fuera la causa más significativa de la expansión irracional del consumo.

Sin embargo, ante este marcado desacople entre la oferta y la demanda energética, la respuesta del gobierno fue la de incrementar las importaciones energéticas para garantizar el abastecimiento interno. Como sostenía el ministro de Planificación Federal Julio de Vido, en el marco de la confrontación con los distintos operadores del sector hidrocarburífero en 2012:

YPF no cumple con su obligación de proveer combustible (...) para garantizar el abastecimiento del mercado. (...) esto no es ninguna novedad, es lo que hemos hecho siempre, como lo demuestran los 9 mil millones de dólares que debimos importar en 2011 porque las petroleras, en particular YPF, no produjeron lo suficiente para abastecer al mercado interno (La Nación, 2012a, s.p.).

Esta política de intervenir en el sector energético importando los faltantes de energía en lugar de reestructurar el marco jurídico sectorial o la propiedad de YPF (algo que se haría recién en 2012) para modificar la dinámica del oligopolio energético, se presentó como una estrategia de muy corto plazo en la medida en que la creciente demanda de divisas comenzó a generar desequilibrios en el balance de pagos externo.

Una primera lectura de los números del cuadro 3 permite advertir la evolución de las importaciones y su impacto sobre el balance comercial del país. La notable expansión de apenas tres combustibles (esenciales para el funcionamiento de la matriz energética argentina) a un ritmo de 34,7% anual desde 2006, año en que se alcanzó el máximo superávit comercial del sector, revirtió el escenario positivo que presentaba la balanza de combustibles: en 2011 se arribó a un déficit de 3.115 millones de dólares luego de 21 años de ser superavitaria, y entre 2011 y 2014 el balance comercial energético arrojó un déficit

consolidado de 17.726 millones de dólares. Esta expansión de las importaciones energéticas estuvo traccionada principalmente por el gas oil, fuel oil y gas natural (licuado y gaseoso), que explican el 79,2% del crecimiento de las compras al exterior de este capítulo del balance comercial, con una mayor incidencia del gas natural en torno de 48,6% (31,7% licuado y 16,9% gaseoso) (cuadro 3).

Una segunda lectura permite vislumbrar el problema estructural del sector energético argentino. El análisis de la variación interanual del PIB industrial y las importaciones de combustibles seleccionados¹⁸ mantienen una elevada relación hasta 2011. Es decir, ante incrementos importantes del PIB industrial, como pueden ser desde 2002 a 2011 (con la excepción de 2009), existió un crecimiento superior de las compras de estos bienes, mientras que en los años de descenso, como 2009, la caída también se expresó en las importaciones (-39,4%). Sin embargo, luego de 2011 la escasa contracción de las compras externas de los combustibles mencionados en 2012 y 2014 (apenas 0,4% y 0,8% respectivamente), años en los que el PIB industrial descendió 3% y 5%, permiten advertir el carácter estructural del problema en la medida en que, incluso cuando la industria cae y consume menos energía, las importaciones se contraen casi insignificadamente.

Más allá del “efecto precios” de las importaciones que puede estar distorsionando el estudio al observarlo en valores, el análisis de la elasticidad de las importaciones de dichos combustibles con el PIB industrial permite arribar a una conclusión similar. En efecto, hasta 2011 el promedio de la elasticidad arrojó valores mayores a 1 (14,3) lo que estaría manifestando que las importaciones energéticas están en función de la expansión o contracción del producto industrial. No obstante, se advierte que

18 La comparación con los bienes seleccionados radica en que expresan más fielmente los problemas estructurales derivados de la caída de la producción hidrocarburífera, en la medida en que las importaciones de otros combustibles y lubricantes no reflejan, necesariamente, las necesidades energéticas del PIB Industrial.

Cuadro 3. Evolución de las importaciones de los principales combustibles, del total país, de la tasa de variación del PIB industrial y la elasticidad de importaciones combustibles seleccionados PIB industrial en Argentina, 2003-2014 (en millones de dólares y porcentaje)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gas oil	93	107	352	294	1.123	1.888	1.038	1.947	4.004	2.835	3.978	3.066
Fuel oil	0	159	168	327	386	527	311	332	1.045	879	411	363
Gas natural licuado	0	0	0	0	0	276	251	499	1.927	2.695	3.590	3.460
Gas natural gaseoso	2	68	187	243	139	77	158	298	571	1.104	1.433	1.846
Total combustibles seleccionados	95	334	706	864	1.648	2.768	1.759	3.076	7.547	7.514	9.412	8.736
Total "Combustibles y lubricantes" Argentina	550	1.003	1.545	1.732	2.845	4.333	2.626	4.765	9.413	9.267	11.343	11.454
Saldo balanza energética	4.867	5.178	5.605	6.081	4.104	3.515	3.830	1.760	-3.115	-2.384	-5.684	-6.543
Total importaciones de la Argentina	13.851	22.445	28.687	34.154	44.707	57.462	38.786	56.700	74.319	68.508	73.656	65.229
Part. prod. seleccionados en total de impo. de "Combustibles y lubricantes" (%)	17,3	33,3	45,7	49,9	58,0	63,9	67,0	64,6	80,2	81,1	83,0	76,3
Part. de "Combust. y lub." en el total de impo. del país (%)	4,0	4,5	5,4	5,1	6,4	7,5	6,8	8,4	12,7	13,5	15,4	17,6
Tasa de crec. del PIB industrial*	16,0	12,0	7,4	9,1	7,5	3,6	-7,3	10,9	7,7	-2,9	1,5	-5,1
Elasticidad/Inelasticidad	0,6	113,5	7,4	0,8	3,4	1,2	1,9	1,8	4,0	0,2	2,4	0,5

* Dado el cambio de base del PIB y la ausencia de una serie larga del base 2004, para los años previos se aplicó la variación del base 1993.

** La construcción de la elasticidad de las importaciones de los combustibles seleccionados y el PIB industrial se realizó tomando la serie de producto en valores constantes de 2004 y las estadísticas de compras externas en cantidades, ambas del INDEC, para evitar el efecto precios ocasionado por la variación de la cotización internacional de los combustibles en los años seleccionados.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de INDEC y Ministerio de Energía y Minería.

desde 2008 (cuando se agudiza la contracción de la producción de hidrocarburos local) los datos de la elasticidad de importaciones PIB industrial comenzaron a descender, con valores inferiores a 2, alcanzando en el período 2012-2014 una elasticidad de 0,89, lo que estaría reflejando la inelasticidad de ambas variables y que aun cuando se reduce el consumo energético del país por la contracción de la economía (o del sector industrial) las importaciones crecen para suplir la pérdida de producción local. De este modo, los datos permiten descartar las afirmaciones del ministro Julio de Vido (como expresión del gobierno) quien enfatizaba que solo las crecientes importaciones eran producto de la creciente demanda energética del país por la mayor actividad económica (La Nación, 2012b).

En este sentido, el agravamiento del complejo energético y el persistente descenso de la producción estarían determinando, con base en esta información, que desde finales de la primera década del siglo XXI la economía demanda más importaciones con cierta independencia del ciclo económico del PIB industrial.

En la medida en que estas mayores compras externas se debieron, sustancialmente, a la falta de planificación que derivó en una caída de la producción local (en un contexto de expansión de la economía interna), es pasible afirmar que el problema energético es de carácter estructural y que se expresa en la macroeconomía a través de dos elementos. Por un lado, el creciente déficit fiscal y, por el otro, la contribución al proceso de restricción externa a través del balance de pagos.

La mencionada pérdida del superávit comercial energético modificó la percepción político-económica respecto del incremento de precios internacionales registrado desde 2003. Mientras que existían excedentes exportables de energía en torno de los 4.000 millones de dólares anuales (que podría situarse hasta 2009), el alza de precios externos permitía un mayor ingreso de dólares a la economía, posibilitando acumular reservas en el Banco Central y un efecto positivo en las cuentas fiscales, por la ampliación de la recaudación a través de los derechos de exportación a los hidrocarburos. Sin embargo, desde 2011

los elevados precios internacionales tuvieron un impacto contrario dado que el sector comenzó a demandar más divisas de las que aportaba por exportaciones y el presupuesto nacional debió ampliar las partidas destinadas a subsidios para evitar que los productos importados fueran pagados en la economía local a precios internacionales¹⁹ (lo que hubiera impactado negativamente en la competitividad doméstica y en la mayor celeridad de la inflación).

En efecto, para sostener los precios internos desacoplados del mercado internacional el gobierno incrementó los subsidios medidos en dólares en 2.039% entre 2006 y 2014 (cuadro 4). En este contexto, para mantener las tarifas eléctricas y gasíferas desacopladas de los precios internacionales los subsidios asumidos por ENARSA y CAMMESA implicaron 13.845 millones de dólares en 2014, expresando 87% del total de los subsidios energéticos del país. Esta dinámica redundó en que estas transferencias monetarias del Tesoro pasaran de representar 0,56% del PIB en 2006 a 3,51% en 2014 (cuadro 4). La constante expansión de los subsidios producto de la caída de la producción local y el incremento de las importaciones en un contexto de precios internacionales elevados generaron que entre 2004 y 2014 la magnitud acumulada de subsidios y transferencia de capital alcanzara 80.862 millones de dólares, equivalentes a 20% del PIB de 2014. Naturalmente, la dinámica de los subsidios contribuyó notablemente en el cambio de tendencia del resultado fiscal de la Argentina que desde 2011 comenzó a ser deficitario, año en que se consolida la restricción de dólares en la economía (cuadro 4). Sin embargo, si se aísla el efecto de los subsidios energéticos y las transferencias de capital a las empresas del sector, es posible observar que el resultado financiero hubiera sido positivo, situación que evidencia la presión que la política de importaciones energéticas tuvo sobre la política fiscal nacional.

19 El mecanismo utilizado por el gobierno consistió en un esquema donde ENARSA y CAMMESA importaban combustibles (gaseosos y líquidos, respectivamente) que luego eran transferidos a precios locales a los generadores domésticos, absorbiendo el Tesoro Nacional el pasivo generado por el diferencial de precios con el exterior.

Cuadro 4. Evolución de los subsidios energéticos, las transferencias de capital a empresas energéticas, resultado financiero del país y porcentaje de subsidios sobre PIB, en millones de dólares y % (2006-2014)

	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	Acumulado 2004-2014	Variación 2006-2014 (%)
Subsidios	741	3.824	5.303	8.806	9.883	14.002	15.849	64.679	2.039
CMMESA	476	2.695	3.463	5.809	5.417	6.636	8.834	37.593	1.757
ENARSA	95	726	1.335	2.357	3.764	5.247	5.012	19.436	5.160
Otros subsidios	170	404	506	640	703	2.119	2.004	7.650	1.079
Transferencia de capital a empresas energéticas	579	1.419	1.606	1.684	2.351	2.614	4.058	16.182	601
Total subsidios + capital	1.320	5.243	6.909	10.491	12.234	16.617	19.907	80.862	1.408
Total subsidios como % del PIB	0,6	1,4	1,6	2,0	2,1	2,7	3,5		
Resultado financiero Argentina	s/d	1,3	0,2	-1,4	-2,1	-1,9	-2,4		
Resultado financiero sin Energía	s/d	2,7	1,8	0,6	0,0	0,8	1,1		

Fuente: Elaboración propia con base en Muras, Melamud, Ortolani, Martínez y Einstoss (2015) y Ministerio de Hacienda de la Nación.

Otro de los efectos negativos del fuerte incremento de las importaciones fue el desequilibrio estructural que generó en la balanza de pagos que contribuyó notablemente en el nuevo ciclo de restricción externa de la Argentina, elemento que se puede percibir del análisis del balance de pagos.

Son diversos los trabajos que centran la atención en la falta de integración industrial en Argentina y cómo ese complejo contribuyó al proceso de escasez de divisas en la economía (Abeles, Lavarello & Montagu, 2013; Gaggero, Schorr & Wainer, 2014; López & Sevilla, 2010; Manzanelli, Barrera, Belloni & Basualdo, 2014; Wainer & Schorr, 2014). Efectivamente, desde 2011 se asistió a un proceso de pérdida de divisas que generó la primera variación anual negativa de reservas internacionales del Banco Central desde 2002, que hasta 2014 derivó en una merma del 50% al reducirse de 52.427 millones de dólares en febrero de 2011 a 27.311 millones en marzo de 2014. Si bien la fuga de capitales

también emerge como factor explicativo²⁰, lo cierto es que la cuenta corriente comenzó a registrar un importante déficit desde 2010. En la medida en que las rentas y los servicios fueron negativos en todo el período, la centralidad de la pérdida de divisas giró en torno de las mercancías, las cuales contribuyeron negativamente en 51% al resultado deficitario de la cuenta corriente entre 2006 y 2014 (cuadro 5).

Luego del proceso de desendeudamiento con tenedores privados en moneda extranjera durante la década del 2000, la reversión del ciclo de ingreso de divisas del comercio exterior derivó en que el gobierno de Cristina Fernández cambiara su estrategia en torno de la deuda externa, al buscar cerrar los conflictos existentes con acreedores externos²¹ para retornar al mercado de capitales a colocar nueva deuda.

20 Con base en algunas estimaciones la salida de divisas de 2011 osciló entre 21.000 y 25.000 millones de dólares (Basualdo, Manzanelli, Barrera, Wainer & Bona, 2015).

21 Entre los más relevantes: Club de Paris, expropiación de Repsol-YPF, juicios en el CIADI, etc.

Cuadro 5. Balance de pagos por componente y contribución al crecimiento de los principales componentes de la cuenta corriente y mercancías, 2002-2014 (en millones de dólares y porcentajes)

	2002	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	Contrib. al crecimiento cuenta corriente (2006-2014)	Contrib. al crecimiento mercancías (2006-2014)
Cuenta corriente	8.702	7.588	6.637	-1.517	-4.471	-1.440	-12.143	-8.031	100	196
Mercancías	17.178	13.958	15.423	14.016	12.212	14.940	4.670	5.978	51	100
Saldo industrial (sin combustibles y lubricantes)	8.092	-142	-3.111	-2.869	-4.079	-1.857	-6.112	-3.899	24	47
Saldo energético	4.157	6.081	3.515	1.760	-3.115	-2.416	-6.096	-6.586	81	159
Servicios	-1.460	-501	-1.284	-1.235	-2.235	-2.985	-3.708	-3.063	16	32
Rentas	-7.556	-6.329	-7.672	-13.890	-13.882	-12.854	-12.279	-10.788	29	56
Renta de la inversión	-7.531	-6.269	-7.614	-13.835	-13.837	-12.790	-12.206	-10.742	29	56
Otras rentas	-25	-60	-58	-55	-46	-64	-73	-46	0	0
Transferencias corrientes	540	459	170	-408	-566	-541	-826	-158	4	8
Cuenta capital y financiera	-11.339	-5.221	-7.693	7.404	-1.968	-1.349	3.493	9.470		
Cuenta capital	406	97	181	89	62	48	33	59		
Cuenta financiera	-11.745	-5.318	-7.874	7.315	-2.030	-1.397	3.460	9.411		
Sector financiero	-2.573	-10.508	1.733	-2.679	6.900	-1.648	-1.155	3.842		
Sector público no financiero	3.683	3.616	-400	2.667	-2.138	-3.015	843	5.510		
Sector privado no financiero	-12.856	1.573	-9.206	7.327	-6.792	3.266	3.771	59		
Errores y omisiones netos	-1.878	1.163	1.065	-1.730	331	-516	-3.174	-244		
Variación de reservas internacionales	-4.516	3.530	9	4.157	-6.108	-3.305	-11.824	1.195		

Fuente: Elaboración propia con base en INDEC y Centro de Estudios para la Producción (CEP), Ministerio de Industria.

Sin embargo, el fallo del Juez Griesa en febrero de 2012 a favor del reclamo de los denominados “fondos buitres” que litigaban contra Argentina por el *default* de 2002, y su ratificación en 2014 luego de que la Corte Suprema de Justicia de los Estados Unidos decidiera no tratar el caso, generó serias dificultades al gobierno argentino para tomar nueva deuda externa, aun cuando la cuenta financiera muestra

una reversión del saldo negativo, lo que agudizó el proceso de restricción externa²².

22 Ante la caída de las reservas internacionales en 2014 se firmaron acuerdos con China (“swaps”) por un monto en yuanes equivalente a 11.000 millones de dólares (cuadro 4). Para un análisis pormenorizado del proceso de desendeudamiento, fuga de capitales, negociaciones con los fondos buitres y acuerdo con el swap con China se recomienda: Kupelián y Rivas (2014), Basualdo *et al.* (2015), Barrera y Bona (2016) y Gaggero, Casparrino & Libman (2007).

En suma, la evidencia proporcionada por el cuadro 5 es clara en reflejar que el proceso de restricción estuvo impulsado por la cuenta corriente y, dentro de esta, las mercancías desempeñaron un rol central. Así, tal como expresa la literatura que pone el acento en el complejo industrial como principal causante en el largo plazo de la restricción externa de la economía, no menos relevante es el rol que tuvo el sector energético: la contribución a la emergencia del déficit de la cuenta corriente entre 2006 y 2014 está explicada en un 81% por el sector energético, mientras que si se centra el análisis solo en las mercancías, la contribución energética a la caída del superávit existente alcanzó el 159%.

En efecto, en la medida en que en 2006 el sector contribuía con 6.081 millones y hacia 2014 la pérdida alcanzaba los 6.543 millones de dólares, el complejo energético dejó de aportar anualmente 12.624 millones de dólares a la economía, recursos que hubiesen sido centrales para evitar el ciclo de restricción externa que generó una nueva ralentización de la economía en general y una contracción del complejo industrial, en la medida en que el gobierno debió restringir las importaciones de insumos y bienes de capital para la industria por la falta de divisas. Así, no se trata de afirmar que el sector energético fue el único complejo que explica el proceso de restricción externa en el que ingresó la economía, pero no se puede desconocer el peso estructural y gravitante que tuvo en los últimos años del gobierno de Cristina Fernández.

5. Conclusiones

Como bien señala la bibliografía especializada, la problemática relación entre crecimiento industrial, consumo energético y crisis de balanza de pagos es un fenómeno que se expresó a lo largo de la historia económica argentina.

Las particularidades que reviste la política energética de las últimas décadas redundan en que con la implementación de las

reformas estructurales neoliberales se buscó reducir la intervención del Estado y habilitar el despliegue de la iniciativa de las empresas privadas para la asignación de los recursos y la distribución del excedente en el sector. Con la privatización de YPF, se consolidó un modelo energético fundado en la decisión de empresas privadas, que llevó al despliegue de estrategias cortoplacistas en busca de captar la mayor renta posible en el menor tiempo disponible.

Extendido en el tiempo, el modelo energético consolidó dos tendencias contrapuestas en tanto que aumentó la dependencia hidrocarburífera del sistema, apoyado en la aceleración de la demanda de combustibles fósiles para la generación eléctrica, al tiempo que no garantizó las inversiones necesarias para mantener el nivel de reservas, lo que redundó en la maduración de los yacimientos con la consecuente caída de la productividad que se expresó en una marcada contracción de la extracción interna desde 1998 (petróleo) y 2004 (gas natural).

Es decir, el modelo jurídico-institucional fundado en el funcionamiento del oligopolio energético que emergió en la década de 1990 y que terminó consolidándose en la década siguiente, no aseguró las inversiones requeridas para mantener las reservas hidrocarburíferas y sostener el ritmo de extracción que la demanda interna iba crecientemente requiriendo, generando dificultades para abastecer el consumo local. En este sentido, el modelo energético colapsó cuando, ante la reactivación económica (por el crecimiento del PIB o la mayor incorporación de usuarios) se amplió el consumo global del sistema en el marco de una contracción de la actividad productiva hidrocarburífera.

La profundización de la confluencia de estas tendencias contrapuestas no significa necesariamente una crisis del complejo energético en sí mismo generando grandes

apagones o indisponibilidad de suministro²³, sino que su crisis está en su relación, como un todo orgánico, con la macroeconomía.

La resolución del mencionado estrangulamiento a través de las importaciones llevó, antes que a una crisis energética, a una crisis del modelo energético liderado por la iniciativa de las grandes empresas del sector. Así, la crisis del modelo energético se expresó en el

impacto macroeconómico de las crecientes importaciones energéticas para garantizar la energía para la economía, a través de dos variables estructurales: el déficit fiscal y la crisis del balance de pago, la cual contribuyó negativamente en la emergencia de un nuevo período de restricción externa en la economía argentina.

No se pretende sostener que la dinámica del complejo energético fue la única condicionante que explique la indisponibilidad de divisas de la economía, dado que diversos estudios permiten afirmar que la fuga de capitales, los vencimientos de la deuda externa y la estructura poco integrada del entramado industrial argentino también contribuyeron al actual escenario de restricción externa con estancamiento del PIB. Sin embargo, no puede desconocerse que la intensificación de los problemas estructurales energéticos fueron consolidándose como un obstáculo estructural al desarrollo económico en Argentina a partir de acelerar la crónica restricción externa.

23 A diferencia de la crisis energética de finales de la década de 1980 que se basó en una imposibilidad de generar electricidad debido a que las menores precipitaciones conllevaron un menor rendimiento de las centrales hidroeléctricas que no pudieron ser reemplazadas por las centrales térmicas debido a su falta de mantenimiento, en la actualidad las fallas en el sistema no se debieron a falta de oferta. No hubo falta de energía sino algunos cortes a las industrias, usinas y grandes usuarios gasíferos intensivos en los meses de invierno, donde la estacionalidad del consumo residencial se lleva gran parte de la oferta interna gasífera, y cortes de electricidad en los grandes centros urbanos por la falta de mantenimiento de las redes de distribución que generaron cortes eléctricos a los usuarios residenciales.

Referencias

- Abeles, M., Lavarello, P. y Montagu, H. (2013). Heterogeniedad estructural y restricción externa en la economía argentina. En R. Infante y P. Gerstenfeld (Eds.), *Hacia un desarrollo inclusivo. El caso de la Argentina* (pp. 23-95). Santiago, Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Organización Internacional del Trabajo.
- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Olocco, R., Montamat, D. (2009). *Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino*. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino de la Energía.
- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Olocco, R., Montamat, D. (2011a). *La caída de las reservas de hidrocarburos. El problema más importante del sector energético Argentino*. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino de la Energía.
- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Olocco, R., Montamat, D. (2011b). *La verdadera situación energética que encontrará el nuevo gobierno*. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino de la Energía.
- Azpiazu, D. y Schorr, M. (2001). *Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital*. Buenos Aires, Argentina: FLACSO.
- Barrera, M. (2012). Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF. *Cuadernos del Cendes*, (80), 101-129.

- Barrera, M. (2013a). Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino. *Desarrollo Económico*, (53), 169-194.
- Barrera, M. (2013b). La “desregulación” del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: Orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina. En M. B. Basualdo y E. Basualdo, *Las producciones primarias en la Argentina reciente: Minería, petróleo y agro pampeano* (pp. 97-198). Buenos Aires, Argentina: Cara o Ceca.
- Barrera, M. (2013c). Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino. *Análisis Económico*, XXVIII(69), 167-188.
- Barrera, M. (2014). *La entrega de YPF: Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires, Argentina: Cara o Ceca.
- Barrera, M. y Bona, L. (2016). La dinámica de la deuda pública en la Argentina reciente, 2002- 2016. En XXV *Jornadas de historia económica* (pp. 1-32). Buenos Aires, Argentina: Asociación Argentina de Historia Económica.
- Barrera, M., Sabbatella, I. y Serrani, E. (2012). *Historia de una privatización: Cómo y por qué se perdió YPF*. Buenos Aires, Argentina: Capital Intelectual.
- Bastos, C. (1993). Autoabastecimiento condicionado. *Actualidad Energética*, 47, 34-35.
- Basualdo, E. (2006). *Estudios de historia económica: desde mediados del siglo XX a la actualidad*. Buenos Aires, Argentina: Siglo XXI Editores.
- Basualdo, E. M., Manzanelli, P., Barrera, M. A., Wainer, A. y Bona, L. (2015). *Deuda externa, fuga de capitales y restricción externa. Desde la última dictadura militar hasta la actualidad (Documento de Trabajo No. 68)*. Buenos Aires, Argentina: CEFIDAR.
- Bour, E. (1993). El programa argentino de desregulación y privatización. En F. De la Balze (Ed.), *Reforma y convergencia; ensayos sobre la transformación de la economía argentina* (pp. 43-74). Buenos Aires, Argentina: Manantial.
- Braun, O. y Joy, L. (1981). Un modelo de estancamiento económico. Estudio de caso sobre la economía argentina. *Desarrollo Económico*, 20(80), 585-604.
- Canitrot, A. (1980). La disciplina como objetivo de la política económica. *Desarrollo Económico*, 19(76), 453-475.
- Castellani, A. y Serrani, E. (2010). La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999. *H-Industri@*, (6), 2-31.
- Cruz, C. (2005). El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración. *Revista Petrotecnia*, (46), 8-26.
- Diamand, M. (1972). La estructura productiva desequilibrada y el tipo de cambio. *Desarrollo Económico*, 12(45), 25-47.
- Di Sbroiavacca, N. (2010). ¿Cuánto petróleo queda en Argentina? *Proyecto Energético*, 88, 06-09.
- Enargas –Ente Nacional Regulador del Gas–. (2001). *Informe Enargas*. Buenos Aires, Argentina: Enargas.
- Gaggero, A., Schorr, M. y Wainer, A. (2014). *Restricción eterna. El poder económico durante el kirchnerismo*. Buenos Aires, Argentina: Futuro Anterior/Crisis.

- Gaggero, J., Casparrino, C. y Libman, E. (2007). *La fuga de capitales. Historia, presente y perspectivas (Documento de Trabajo No. 14)*. Buenos Aires, Argentina: CEFIDAR.
- Gulisano, C. (2004). La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro. *Revista Petrotecnia*, (45), 20-30.
- Kozulj, R. (2002). *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 (Vol. 46)*. Santiago, Chile: United Nations Publications.
- Kozulj, R. (2005). *Crisis de la industria del gas natural en Argentina (Vol. 88)*. Santiago, Chile: United Nations Publications.
- Kozulj, R. y Bravo, V. (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*. Buenos Aires, Argentina: Centro Editor de América Latina.
- Kupelian, R. y Rivas, M. S. (2014). *Fondos buitres. El juicio contra Argentina y la dificultad que representan en la economía mundial (Documento de Trabajo No. 49)*. Buenos Aires, Argentina: CEFIDAR.
- La Nación. (2012a, febrero 21). De Vido aseguró que el abastecimiento de combustible “está garantizado por el Estado.” *La Nación*. Recuperado de <http://www.lanacion.com.ar/1450465-de-vido-aseguro-que-el-abastecimiento-de-combustible-esta-garantizado-por-el-estado>
- La Nación. (2012b, febrero 17). La pelea de fondo: Moreno vs. De Vido. *La Nación*. Recuperado de <http://www.lanacion.com.ar/1449486-la-pelea-de-fondo-moreno-vs-de-vido>
- López, R. y Sevilla, E. (2010). *Los desafíos para sostener el crecimiento: el balance de pagos a través de los enfoques de restricción externa (Documento de Trabajo No. 32)*. Buenos Aires, Argentina: CEFIDAR.
- Mansilla, D. (2007). *Hidrocarburos y política energética*. Buenos Aires, Argentina: Ediciones del CCC.
- Manzanelli, P., Barrera, M. A., Belloni, P. y Basualdo, E. M. (2014). Devaluación y restricción externa. Los dilemas de la coyuntura económica actual. *Cuadernos de Economía Crítica*, 1(1), 37-73.
- MINPLAN. (2013). *Aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz. Represas Pte. Néstor Kirchner y Gob. Jorge Cepernic*. Buenos Aires, Argentina: MINPLAN.
- Montamat, D. (1995). *Economía y Petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Editora PV.
- Montamat, D. (2007). *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires, Argentina: El Ateneo.
- Muras, R., Melamud, A., Ortolani, N., Martínez de Vedia, R. y Einstoss, A. (2015). *Los subsidios energéticos en argentina*. Buenos Aires, Argentina: IAE ASAP.
- Navajas, F. (2017, enero 18). Exportaciones de gas: ¿Por qué tanto apuro? *El Cronista*. Recuperado de <http://www.cronista.com/columnistas/Exportaciones-de-gas-Por-que-tanto-apuro-20170118-0023.html>
- Palermo, H. (2012). *Cadenas de oro negro en el esplendor y ocaso de YPF*. Buenos Aires, Argentina: Antropofagia.
- Pistonesi, H. (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. Recuperado de <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/9/4969/lcl1402e.pdf>

- Recalde, M. (2011). *Sistemas energéticos, mercado y Estado. El rol de los recursos naturales energéticos y la política energética en el caso argentino*. Madrid, España: Editorial Académica Española.
- Repsol. (2012). *Memoria y balance de 2011*. Madrid, España: Repsol.
- Sabbatella, I. (2011). *La ecología política de la privatización de YPF: mercantilización de los hidrocarburos y valoraciones alternativas (1989-2001)*. Buenos Aires, Argentina: Universidad de Buenos Aires.
- Sabbatella, I. y Serrani, E. (2011). A 20 años de la privatización de YPF. Balance y perspectivas. *Voces En El Fénix*, 2(10), 6-15.
- Serrani, E. (2012a). *Estado, empresarios y acumulación privilegiada de capital. Análisis de la industria petrolera argentina (1988-2008)*. Buenos Aires, Argentina: Universidad de Buenos Aires.
- Serrani, E. (2012b). Reformas estructurales y connivencia estatal-empresarial en el sector petrolero argentino. En A. Castellani (Comp.), *Recursos públicos e intereses privados. Ámbitos privilegiados de acumulación, Argentina 1966-2003* (p. 32-53). Buenos Aires, Argentina: UNSAM - Edita.
- Serrani, E. (2013). América Latina y su política petrolera frente a las últimas tendencias internacionales. Perspectivas regionales a partir del análisis de Brasil y Argentina. *Foro Internacional*, LIII, 182-213.
- Viola, F. (1997). El gas natural en la próxima década. ¿Y la distribución de gas natural? *Petrotecnia*, (3), 17-27.
- Wainer, A. y Schorr, M. (2014). La economía argentina en la posconvertibilidad: problemas estructurales y restricción externa. *Realidad Económica*, (286), 137-174.