



realidad económica

Nº 315 · AÑO 47

1º de abril al 15 de mayo de 2018

ISSN 0325-1926

Páginas 9 a 45

ANÁLISIS

Energía y restricción externa en la Argentina reciente

Mariano A. Barrera* y Esteban Serrani**

* Investigador asistente del CONICET y del Área de Economía y Tecnología de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) Tucumán 1966 (C1050AAN) CABA, Buenos Aires, Argentina. marianoabarrera@gmail.com

** Investigador asistente del CONICET y del Instituto de Altos Estudios Sociales (IDAES), Universidad Nacional de San Martín, 25 de Mayo 1021, Campus Migueletes, 2do piso, Of. 12 (1650) San Martín, Provincia de Buenos Aires, Argentina. estebanserrani@yahoo.com.ar

RECEPCIÓN DEL ARTÍCULO: octubre de 2017

ACEPTACIÓN: febrero de 2018



Resumen

El presente artículo analiza las consecuencias que tuvo sobre la economía la convergencia de dos tendencias contrapuestas durante las últimas décadas: el estrangulamiento de la oferta energética por la caída de la extracción de hidrocarburos, insumo esencial para el autoabastecimiento energético de la Argentina, y la expansión de la demanda que generaron las políticas de ampliación de la cobertura de energía, que ocasionaron el quiebre de la balanza comercial energética con un severo déficit de divisas para la economía. En definitiva, se busca comprender cómo la intensificación de los problemas estructurales del sector se fue consolidando como un obstáculo estructural al desarrollo económico en Argentina, afectando el crecimiento del producto interno bruto a través del fortalecimiento de la restricción externa.

Palabras clave: Argentina - Industria - Energía - Restricción externa

Abstract

Energy and foreign restriction in recent Argentina

This article analyzes the consequences of the convergence of two opposing trends which impacted on the economy over recent decades: the strangulation of energetic supply given the drop in hydrocarbon extraction - essential material for Argentine energy self-supply - and the growth of demand generated by energy coverage expansion policies, which generated a rupture in energy trade balance accompanied by a severe deficit of currency in the economy. In short, the aim is understanding how the intensification of the sector's structural problems was solidified as a structural obstacle for economic development in Argentina, impacting the growth of gross domestic product through the strengthening of foreign restriction.

Keywords: Argentina - Industry - Energy - Foreign Restriction

Introducción

La recurrencia de los problemas estructurales de los patrones de crecimiento económico es una de las características más distintivas de la sociedad argentina. Entre ellos, resalta la regularidad con que a los procesos de crecimiento le sucedieron ciclos de restricción externa en la historia argentina.

Si bien fue largamente estudiado por la historiografía económica, la tesis desarrollada por Marcelo Diamand (1972) aún sigue siendo útil para repensar este problema en la actualidad. Diamand afirmaba que la estructura productiva desequilibrada era uno de los motivos centrales que explican la recurrente escasez de divisas con que regularmente se enfrenta la economía nacional. Esta estructura desequilibrada es el producto de la desarticulación entre un sector agropecuario con elevada competitividad, exportador y aportante de divisas y un sector industrial principalmente orientado al mercado interno y altamente demandante de dólares para desarrollarse. En el mediano plazo, dado que la elasticidad ingreso de las importaciones (principalmente del sector industrial) es mayor que la de las exportaciones, la demanda industrial se acelera en mayor medida que la capacidad de generación de divisas, situación que termina consolidando la restricción externa en tanto obstáculo estructural al desarrollo económico. Entre las principales importaciones que contribuyeron al escenario de restricción externa se destacan tres componentes que se repiten desde el período posterior a la crisis financiera de 1930: los bienes de capital, los insumos intermedios y los combustibles. Así, la aparición del estrangulamiento externo argentino de la última década no es la excepción (Braun y Joy, 1981; Diamand, 1972)¹.

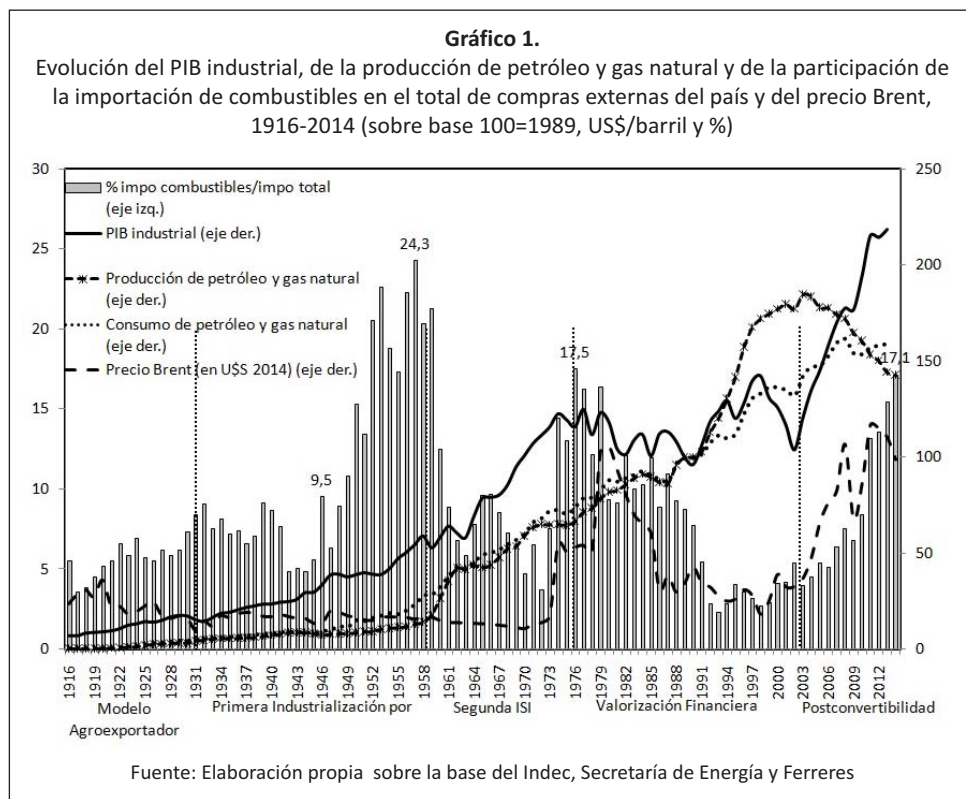
¹ Si bien esta es la tendencia de largo plazo, luego de la maduración de obras de infraestructura estatales y de la inversión extranjera en el sector industrial, entre 1963 y 1974 la economía vivió el proceso de crecimiento ininterrumpido más largo de su historia con fases del ciclo económico sin experimentar caídas absolutas del PIB sino en desaceleración. Esto una diferencia con el período previo en el que las crisis de balanza de pago contraían la economía. Entre las principales variables que contribuyeron en este elemento se encuentran las exportaciones industriales y la toma de deuda externa privada que permitieron garantizar las divisas para continuar el ciclo económico (Basualdo, 2006).

En este marco, el presente artículo tiene por objetivo analizar cómo las políticas energéticas desarrolladas a partir de las reformas neoliberales impulsaron una dinámica sectorial que terminó agravando la crónica restricción externa en la economía argentina, convirtiéndose en un obstáculo estructural al desarrollo económico en tanto terminó afectando negativamente el crecimiento del producto interno bruto (PIB). En definitiva, se busca analizar qué consecuencias tuvo sobre la economía la convergencia de dos tendencias contrapuestas durante los últimos años: el estrangulamiento de la oferta energética por la caída de la extracción de hidrocarburos (insumo esencial para el funcionamiento energético) y la expansión de la demanda energética en general que generaron las políticas de ampliación de la cobertura energética nacional. Así, se pretende comprender los límites al desarrollo económico que se derivan de un modelo energético liderado por la iniciativa de empresas privadas fundadas sobre reformas pro-mercado.

La energía y los obstáculos al desarrollo en la historia argentina

Una sucinta recorrida por el vínculo entre energía y desarrollo económico en la Argentina permite advertir tres elementos centrales que se interrelacionan a lo largo de la historia del país: crecimiento industrial, consumo energético y crisis de balanza de pagos.

En primer lugar, y a partir de la información provista por el **gráfico 1**, en 1958 se alcanzó el nivel máximo de importaciones de combustibles (24%) sobre el total de compras externas del país, ante la convergencia de una serie de variables. El importante crecimiento del PIB y particularmente el industrial (más energo-intensivo que otros sectores), que se originó a mediados de la década de 1940 y principios de la siguiente generó un considerable desfasaje entre consumo y producción de petróleo y gas natural que afectó severamente el saldo comercial del país. En 1949 se produjo el primer déficit de intercambio comercial desde 1930 que alcanzó el 6% del total del flujo comercial, para luego replicarse nuevamente en 1951 y 1952, años en que cayeron los precios internacionales de las exportaciones argentinas y que impactó en una caída de 41% de las ventas externas totales (explicado básicamente por la contracción de los bienes agrícola-ganaderos en una magnitud equivalente) (Ferrerres, 2005). La fuerte expansión de la industria sin un equivalente



crecimiento de la extracción de petróleo y gas natural, originaron que en 1958 casi un cuarto de las compras externas del país fueran energéticas, aun en un contexto de bajos precios internacionales del crudo. La implementación de contratos con el capital privado desde ese año y las mayores inversiones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) permitieron generar mayores flujos de extracción que redujeron el peso de esos bienes en la balanza externa.

En segundo lugar, la crisis petrolera de 1973 y 1974 triplicó los precios del crudo ocasionando un nuevo pico del coeficiente de importaciones energéticas en un contexto de nuevo desfasaje entre producción y consumo de hidrocarburos en la Argentina. Aun con el inicio del proceso de desindustrialización producto de la irrupción del patrón de acumulación basado sobre la sustitución de importaciones

y la instalación de uno sustentado sobre la valorización financiera del capital (1976-2001), este incremento de las importaciones energéticas terminó afectando fuertemente en el balance de pagos. Incluso en este patrón de acumulación que inició una etapa de estancamiento económico con reestructuración regresiva de la industria, hasta finales de la década de 1980 el peso de las importaciones energéticas fue relevante generando problemas en la balanza de pagos, producto del alza de los precios internacionales del crudo desde 1973.

Finalmente, cabe mencionar que con la crisis económica y social de 2001-2002 y la finalización de la valorización financiera como patrón de acumulación de capital, se inició una nueva etapa de expansión del PIB industrial (5,8% anual entre 2002 y 2013) que impactó notablemente en el crecimiento del consumo energético en el marco del agotamiento del modelo energético neoliberal, que se instauró con las reformas estructurales en 1989 y que originó un ciclo de caída constante de la producción de petróleo y gas natural del país desde finales de la década de 1990 y principios de la de 2000. Esta situación precipitó un incremento cada vez mayor de las importaciones de combustibles en un contexto histórico de precios internacionales elevados, agravando nuevamente los problemas de restricción externa de la economía.

Este breve e incompleto repaso por la historia argentina permite advertir la estrecha vinculación del sector energético con las estrategias de desarrollo de la economía a partir de la disponibilidad de divisas. Resulta relevante analizar el impacto del sector energético en el escenario de restricción externa que irrumpió en el último gobierno de Cristina Fernández a los fines de comprender la naturaleza de este obstáculo estructural. Para ello, es necesario estudiar la reestructuración del complejo energético durante la década de 1990, en la medida en que parte de la crisis del modelo energético responde a dichas transformaciones. Este escenario de contribución negativa del complejo al balance de pagos volvió a recrudecer en la década de los 2000 ante la convergencia de diversos procesos que ocasionaron un nuevo incremento de las importaciones de combustibles que condicionó el crecimiento del PIB a través de una nueva fase de la restricción externa.

En esta última etapa, a diferencia de la expresada en las décadas de 1940 a 1960, coincidieron procesos singulares asociados con el incremento de los precios internacionales de los productos energéticos y el inicio del agotamiento del modelo privatista de la energía iniciado en la década de 1990 en el marco de las reformas estructurales de carácter neoliberal.

Los cambios estructurales en el sector energético durante la década de 1990

Los años posteriores a la recuperación de la democracia en 1983 en la Argentina contienen en sí diversas tensiones que difícilmente pueden comprenderse sin contemplar las políticas aplicadas por la última dictadura cívico-militar (1976-1983) (Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004; Barrera, 2014; Basualdo, 2006; Canitrot, 1980, 1992; Castellani y Serrani, 2010; Kozulj y Bravo, 1993). En lo sustancial, se alude a la implantación de un patrón de acumulación y de una dinámica político-económica que perduró, con diversas intensidades, hasta 2001.

Con la asunción en 1989 de Carlos Menem al Poder Ejecutivo, se inició un amplio proceso de reestructuración de la economía y de privatización de empresas públicas, amparado legalmente en las leyes de Reforma del Estado (Ley 23.696) y de Emergencia Económica (Ley 23.697). Estas normas se centraron, en lo discursivo, sobre generar mercados de competencia que permitieran incrementar la eficiencia y la productividad de la economía y, por lo tanto, expandir los volúmenes de producción. Bajo este discurso se avanzó en una elevada transferencia del patrimonio público al capital concentrado (nacional y extranjero) que ingresó en actividades que, debido a que se encontraban en mercados con barreras institucionales o naturales², eran de sustantiva rentabilidad.

Así, las reformas implementadas en los noventa segmentaron el “mercado ampliado de la energía” que operaba bajo monopolio estatal, eliminando su carácter

² Los supuestos neoclásicos de estas medidas se basaban sobre que, dado que consideran a los hidrocarburos como una mercancía, la exposición al comercio mundial permitiría que el mercado (internacional) resolviera las posibles situaciones de exceso (con exportación) o carencia (con importación) de oferta. Bajo esta premisa, la planificación estatal, además de ser un escollo burocrático, carecía de sentido dado que la interacción a través del mercado internacional permitiría sortear los escenarios y lograr una eficiente asignación de los recursos (Bastos, 1993; Bour, 1993; Montamat, 1995).

sistémico: se concesionaron los sectores primario (exploración, extracción) y secundario (transporte, refinación, comercialización interna y externa) de los hidrocarburos; y se privatizó la generación de energía eléctrica (hidroelectricidad, térmicas fósiles y nucleares, etc.); y concesionó el transporte y la distribución de electricidad, que estaban concentrados en compañías de carácter estatal, y que fueron transferidas al capital privado para que las operaran (Barrera, Sabbatella, y Serrani, 2012; Kozulj y Bravo, 1993; Pistonesi, 2000).

En efecto, en el marco de la “desregulación” del complejo energético y con la finalidad gubernamental de “incrementar la competencia” en el complejo hidrocarburífero, se inició el proceso de fragmentación y posterior privatización de YPF a través de los Decretos 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 y la Ley 24.145. En la práctica, esto redundó en la expulsión y precarización de un gran número de trabajadores de la empresa³ y en la transferencia de la capacidad de regulación a un acotado, pero sumamente poderoso, número de firmas privadas que pasaron a controlar los distintos segmentos de la cadena (extracción, transporte, refinación y comercialización) y que consolidó el oligopolio energético (Barrera, 2014; Mansilla, 2007; Serrani, 2013b). Antes de la privatización del capital accionario de la compañía en 1993, se concesionaron 147 áreas hidrocarburíferas que respondían legalmente a YPF y se privatizaron tres refinerías además de algunos oleoductos, gasoductos y puertos de embarque. Esto supuso una nueva articulación pública-privada, cuyo principal eje fue la transferencia del poder regulador a un puñado de grupos económicos locales y conglomerados extranjeros (Azpiazu y Schorr, 2001; Barrera, 2014; Kozulj, 2002), tuvieron autonomía de decisión sobre el destino de las inversiones en virtud de sus estrategias particulares, desvinculadas de las necesidades de la economía doméstica (Barrera, 2012; Serrani, 2013a). En este sentido, la denominada “desregulación” del complejo, que suponía la paridad de los precios domésticos con los internacionales⁴ (en petróleo y derivados) y la confor-

³ Durante el proceso de “racionalización” de la empresa (tal como fue denominado por el poder político y económico), 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. Muchos de ellos luego fueron incorporados con diversas modalidades de contratación precarizada. (Palermo, 2012).

⁴ En los ochenta el precio interno del barril de crudo osciló por debajo del que se comercializaba internacionalmente, política administrada por el Estado e instrumentada por la Secretaría de Energía a través de la “mesa de crudos” y de YPF.

mación de los precios del gas natural a través de la interacción entre oferta (concentrada) y demanda de los transportistas (en la que participaban incluso varios productores de petróleo y gas natural), en rigor, devino en un proceso de captación de precios extraordinarios (por encima de los internacionales, en los combustibles), que favoreció la internacionalización de rentas extraordinarias derivada de la capacidad de fijar precios y de controlar la oferta por la escasa competencia de mercado.

En esta misma línea, en 1992 se sancionó la Ley 24.065 de privatización del sistema de energía eléctrica y configuración de su marco regulatorio (Ley 1.398/92) a través del cual se habilitó la enajenación y la desintegración vertical y horizontal de tres empresas públicas que estructuraban la base de la cadena eléctrica: SEGBA⁵, Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR. A partir del proceso de desintegración⁶ se conformaron tres segmentos diferenciados de energía eléctrica: generación, transporte y distribución. Mientras que se privatizaron los activos de las generadoras⁷, el transporte y la distribución fueron concesionados. 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. Por su parte, se creó la firma privada CAMMESA que comenzó a ocuparse de las funciones de despacho, coordinación y administración del mercado eléctrico mayorista, haciendo coincidir la oferta y la demanda. 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 (altamente flexibles) (Pistonesi, 2000).

⁵ Si bien concentraba el 50% de los usuarios del país, existieron otras firmas provinciales que fueron privatizadas. Las funciones que tenía eran de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, al igual que Agua y Energía Eléctrica SE. A su vez, HIDRONOR se dedicaba a la generación y transporte de electricidad, con represas hidroeléctricas.

⁶ Las centrales generadoras de propiedad pública fueron segmentadas en unidades jurídicas independientes para su posterior enajenación. Por su parte, la distribución de electricidad del área metropolitana, administrada por SEGBA fue privatizada en 1992 luego de dividirse en tres unidades de negocios: EDE-NOR, EDESUR y EDELAP.

⁷ En el plano de la generación, se privatizaron las centrales térmicas, se concesionó el uso del recurso hídrico (con la excepción de las binacionales, Yaciretá y Salto Grande) y, a pesar del intento, no pudieron enajenarse las centrales nucleares (Embalse y Atucha I).

Lo propio sucedió con el segmento gasífero, donde Gas del Estado poseía el monopolio del transporte y la distribución. A través de la Ley 24.076 y su decreto reglamentario 1.738/92, se privatizó la empresa pública 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 las compañías que operaran en los distintos eslabones, con la finalidad de impedir el proceso de integración vertical de los actores y, así, 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 el índice de precios de Estados Unidos (Azpiazu y Schorr, 2001).

Todo el complejo energético nacional se transfirió sin normativas que obligaran a reinvertir las utilidades en cada uno de estos segmentos en pos de ampliar la capacidad instalada o reponer las reservas que se extraían, so pretexto de que la propia dinámica del “mercado” solucionaría esta situación. En definitiva, 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). Este proceso se enmarcaba en un cambio de concepción sobre los recursos que pasaron a ser considerados de recursos estratégicos a meros commodities (Sabbatella, 2014). A su vez, se habilitaron procesos de concentración y centralización del capital a través de la integración vertical y/u horizontal de las unidades que le permitió controlar al oligopolio energético los precios de la energía.

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

El nuevo escenario de precios luego de las reformas

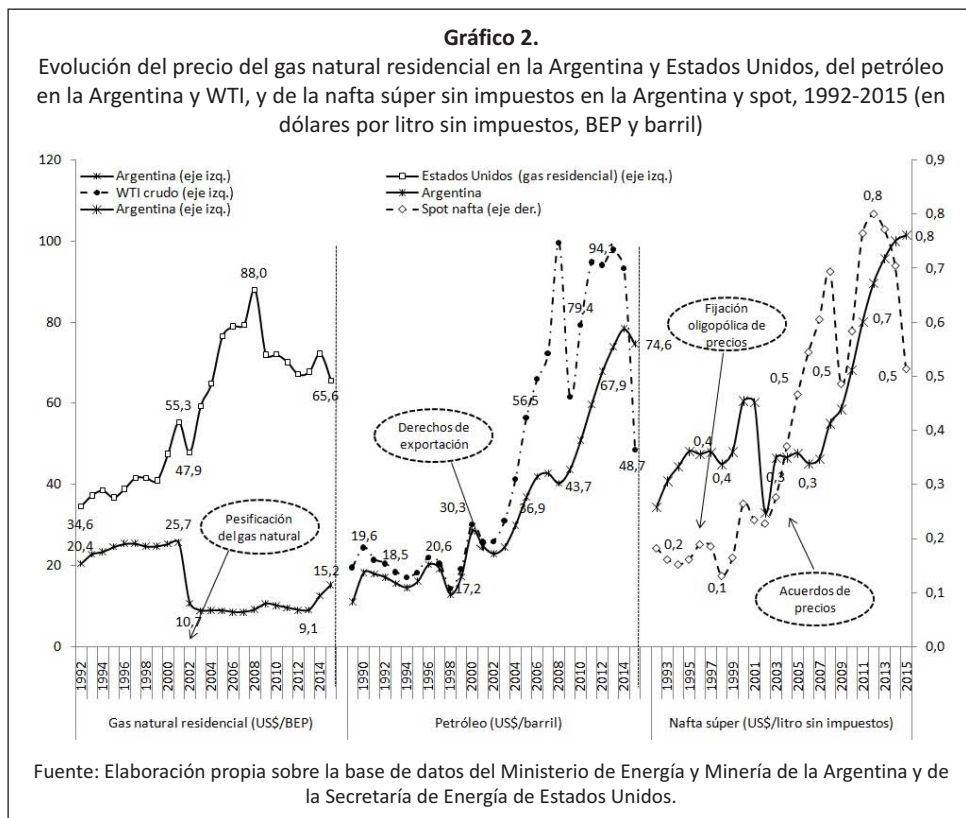
Las principales demandas del capital petrolero en la década de 1980 estuvieron relacionadas con la necesidad de desarticular el entramado de regulaciones estatales sobre el sector y dejar fluir los precios internos hasta acoplarse con los inter-

nacionales⁸. La convertibilidad cambiaria de la moneda local con el dólar estadounidense que primó en la economía argentina entre 1991 y 2001 permitió el despliegue en el mercado local de estrategias de acumulación de capital con elevadas rentabilidades en dólares garantizadas por el tipo de cambio fijo.

La política de desregulación iniciada e implementada en los primeros tres años del gobierno de Menem generó un rápido reacomodamiento de los precios locales con los internacionales (**gráfico 2**). No obstante, la implosión de la convertibilidad y la devaluación real del 200% en los primeros meses de 2002 generaron un importante cambio en los precios relativos, que sumado a las altas tasas de desocupación (24,8% de la población) y de pobreza (50%) obligaron al gobierno provisional de Eduardo Duhalde a cambiar el modo de intervención del Estado en el sector. En este marco de presión social, en 2002 se sancionó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561). Las medidas aprobadas contemplaban restituir los derechos de exportación⁹ y pesificar los precios del gas natural y la electricidad. En materia energética, lo que se buscaba con la sanción de esta norma era, por un lado, captar parte de la renta de privilegio que emergía de la devaluación de la moneda local (generando a su vez un mecanismo de fondeo para aumentar las capacidades financieras estatales) a través de la implementación de derechos de exportación a un bien como el petróleo que mantuvo su cotización en dólares (Barrera, 2013; Di Sbroiavacca, 2012; Mansilla, 2006; Recalde, 2012; Serrani, 2012a); por el otro, evitar el incremento en moneda local de los productos “energéticos” que hubiera afectado negativamente no sólo a la población sino la dinámica económica en su conjunto; y, finalmente, administrar las disputas internas entre el Estado y el capital petrolero, que pugnaban por un nuevo re-acoplamiento de los precios internos a los internacionales, y entre los diferentes eslabones que componen el precio final de los combustibles líquidos y gaseosos.

⁸ Para un análisis pormenorizado de las demandas del capital petrolero en la década de 1980, se recomienda Basualdo y Barrera (2015), Bonelli (1984), Calleja (2005), Castellani y Serrani (2010), Lapeña(2014), Montamat(2007).

⁹ Con el Decreto 310/02 se fijó, en cuanto al petróleo, un arancel a la exportación del 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.



Como se mencionó, una de las consecuencias de estas nuevas medidas fue que desde 2002 el Poder Ejecutivo escindió el precio de los hidrocarburos locales de los internacionales. En efecto, sobre la base de la información del **gráfico 2**, luego de las reformas de la década de 1990 en la que los precios internos y externos convergieron, la implementación de los derechos de exportación (que fueron aumentando en los años sucesivos a medida que los precios externos seguían creciendo) introdujo límites al precio de comercialización interna. Así, aunque en moneda local haya ido aumentando producto de las posteriores devaluaciones del peso, mostró una evolución en dólares con una menor pendiente ascendente hasta mediados de 2007. E incluso cuando se aceleró el aumento del precio local en dólares a partir de mediados de 2009, éste siguió estando significativamente por debajo del precio WTI hasta 2014 (**gráfico 2**).

Cabe señalar que si bien existió una desvinculación de la cotización interna del crudo respecto de la global, esto no se tradujo en menor rentabilidad para el capital petrolero local respecto de la obtenida en la década de 1990, en la medida en que los precios siguieron dolarizados y en crecimiento por encima de la variación de costos. En consecuencia, comparando las utilidades promedio de los años transcurridos entre 1992-2001 con las del decenio 2002-2011, se advierte que el oligopolio privado ganó 2,6 veces más en dólares en este último espacio de tiempo respecto del promedio de los noventa, y la tasa de rentabilidad sobre ventas pasó del 17,9% al 24,9%. No obstante, si se observa la rentabilidad obtenida por una serie de empresas extranjeras, se advierte que mientras en el escenario local las utilidades crecieron 2,6 veces en dólares, las compañías externas la ampliaron 3,9 veces (Barrera, 2013). De allí que dicho estudio sostiene que las demandas del capital petrolero no se sustentaban sobre la falta de rentabilidad para invertir sino en que ésta era inferior a la que hubieran podido obtener en un escenario de precios libres. Este elemento es central para describir los límites de una política sectorial en un mercado con las características actuales del petrolero en la Argentina: elevada concentración y extranjerización.

Sin embargo, ante el derrumbe del precio internacional hacia finales de 2014, los precios en la Argentina siguieron desacoplados de la cotización externa mediante un nuevo acuerdo de precios con el capital privado, fijando un precio móvil de comercialización interna del crudo liviano del tipo Medanita de aproximadamente 77 US\$/barril y del crudo pesado del tipo Escalante en 63 US\$/barril; 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 sector¹⁰.

¹⁰ Bajo la Resolución 14/15 se implementó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, en el que se aplicaron a) un subsidio directo a la producción de petróleo con un monto de hasta tres dólares adicionales por barril cuando se igualara o incrementara la producción respecto del año anterior y; b) otro subsidio acumulable de hasta 3 (tres) dólares adicionales por barril cuando se lograra exportar en igual o mayor cantidad respecto del mismo período del año anterior. Ante la ausencia de datos oficiales de las erogaciones realizadas por el programa al capital petrolero, la estimación anual del incremento de los subsidios directos se realizó asumiendo para 2015 un similar volumen de producción y exportación de crudo que 2014.

En segundo lugar, en el *downstream* la política de administración de los precios internos de los combustibles en el surtidor (**gráfico 2**), asociada con los acuerdos de precios y los derechos de exportación de crudo y derivados, permitió que desde 2003 se lograra aislar el desarrollo de la industria local de la volatilidad de los mercados externos. Dado el grado de integración de las empresas que operan en la cadena¹¹, los menores niveles de precios no afectaron la rentabilidad de las compañías a través de las transferencias internas. Esto sucedió incluso con Shell y Esso (adquirida esta última en 2011 por Bidas Corp. que opera en el *upstream*), que si bien compraban un crudo cuyo precio había crecido en mayor medida que el producto que ellas vendían, tuvieron rentabilidades tomando el promedio de la década (Barrera, 2013). 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 siguieron por debajo del precio *spot* hasta la caída de comienzos de 2014 cuando el Estado tomó la decisión de mantener los precios internos para fomentar las inversiones locales, aun cuando en el escenario internacional estaban descendiendo fuertemente. De este modo, en diciembre de 2015 la cotización local se ubicó 48% por encima de los precios externos.

Finalmente, la evolución del precio local del gas natural entregado a usuarios residenciales permite confirmar la tendencia diferencial entre las dos décadas. Aun cuando no existe un mercado internacional de referencia, en el período 1991-2001 el precio en la Argentina, mantuvo una tendencia similar a la externa a través de dos mecanismos: a) un incremento de 64,6% en los meses anteriores a la privatización de la empresa estatal 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) a partir del nuevo marco regulatorio surgido con posterioridad a la privatización, las tarifas de transporte y distribución se calculaban en dólares y se expresan en pesos en los cuadros tarifarios, además de que se habilitó una cláusula de indexación semestral del precio local para usuarios residenciales con el Índice de Precios Mayoristas de Estados Unidos cuando la Ley de Convertibilidad prohibía la indexación de precios. Aun así, el precio interno del gas residencial

¹¹ Alrededor del 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 al 95% del mercado.

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. A partir de 2002, con la pesificación de las tarifas en general, y las gasíferas en particular, las tarifas internas del gas natural para distribución residencial se des-dolarizaron, manteniendo en la 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 del 39,2 por ciento.

En suma, el gobierno estableció ciertos parámetros de regulación sobre los precios internos en la medida en que, en un contexto de crecimiento de la cotización internacional del crudo (el más alto de la historia), pudo mantener precios más bajos internamente. En el contexto de la marcada exclusión social y crisis económica derivada del quiebre de la valorización financiera en 2001, aun sin estar exento de tensiones entre el gobierno y las firmas privadas¹², este proceso permitió que las compañías petroleras no se apropiaran de la totalidad de la renta generada por el sector, y que ciertos sectores productivos tuvieran precios subsidiados de la energía, que terminarían convirtiéndose en un vector que otorgó cierto grado de competitividad a la economía argentina.

La dinámica de la inversión

Mientras que el Estado nacional fue paulatinamente retirándose de la planificación sectorial con las reformas estructurales, el sector privado reconfiguró su estrategia centrada sobre realizar inversiones de corto plazo para maximizar su renta y alcanzar un repago acelerado de la inversión.

¹² Sólo para citar un ejemplo, cabe recordar el episodio suscitado entre el gobierno de Néstor Kirchner con las empresas refinadoras Shell y Esso entre 2004 y 2008. En ese clima de tensión, debido a que estas compañías querían dolarizar los precios de los combustibles, en 2005 el presidente Kirchner llamó públicamente a hacer un boicot contra los productos de Shell ante un nuevo incremento de sus combustibles no autorizado por la Secretaria de Comercio Interior: “Hagamos una causa nacional, no le compramos nada, ni una lata de aceite. No hay mejor acción que ese ‘boicot nacional’ que puede hacer el pueblo a quienes se están abusando”. Finalmente, el 22 de marzo la Subsecretaría de Defensa del Consumidor del Ministerio de Economía presentó una denuncia por violación de la Ley de Defensa de la Competencia contra Shell y Esso, y se les aplicaron multas cercanas a los 150 millones de pesos (Serrani, 2012a).

En el segmento hidrocarburífero, el oligopolio energético desplegó estrategias que buscaron sobreexplotar los yacimientos “heredados” de la YPF estatal, valorizando rápidamente esos recursos por medio de un incremento acelerado de las exportaciones, y subexplorando la superficie sedimentada (Barrera, 2012; Castellani y Serrani, 2010; Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Recalde, 2011; Sabbatella, 2011; Scheimberg, 2007; Serrani, 2012a). Esta política fue generando una paulatina maduración y agotamiento de los pozos productivos y una caída de las reservas. Asimismo, los ingresos generados localmente, en muchos casos terminaron siendo utilizados para expandir regionalmente los negocios de las principales firmas del sector, como fue el caso de Pluspetrol, Pérez Companc, Astra y Repsol-YPF (Cortizas, 1999; Monti, 2000; Pecom, 1994; Sheppard, 1995).

Si bien la teoría económica que guio las reformas afirmaba que al reducir las regulaciones estatales esto permitiría el ingreso de inversiones de riesgo (dada la exposición al mercado internacional) y la mejora de la productividad y eficiencia general del sector, el oligopolio energético buscó invertir exclusivamente en el segmento más rentable (la extracción del recurso), evitando el más riesgoso (la exploración o búsqueda de nuevas reservas) (Di Sbroiavacca, 2010; Gulisano, 2004; Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Recalde, 2011; Sabbatella y Serrani, 2011; Serrani, 2012b). Ante la ausencia de estadísticas de inversión en el sector, observar la evolución de la cantidad de pozos terminados de exploración y explotación sirve como un indicador proxy al fenómeno. Si en la década de 1980 existía un promedio anual de 117 pozos terminados para descubrir nuevas reservas y 677 de explotación, entre los años 1990 y 1996 los valores fueron 110 y 828, respectivamente. Es decir, crecieron 33% los pozos de extracción al tiempo que se produjo un estancamiento de la exploración. Al consolidarse el proceso de privatización y desregulación, entre 1997-2001 el promedio anual de pozos de exploración fue de 55 mientras los de producción se ubicaron en 846.

Al analizar el período completo, se observa la estrategia del sector, que redujo a la mitad las inversiones necesarias para reponer las reservas y amplió considerablemente (25%) los pozos en producción, debido a que una parte considerable de los recursos extraídos fue destinada a la exportación. Esto es posible percibirlo al observar la evolución del coeficiente de exportación (medido sobre producción):

en el caso del crudo alcanzó el 41,4% en 1996 (cuando durante la década de 1980 bajo el modelo de regulación estatal sólo se exportaban los saldos de cada año, cercanos al 3% de la producción total), mientras que en el caso del gas natural este coeficiente arribó a un nivel relativamente menor (13,2% en 2001), en tanto que para poder exportarlo fue necesario construir gasoductos hacia los países limítrofes, que recién en 1996 entraron en funcionamiento (**cuadro 1**).

En la década del 2000 y como respuesta al cambio de política del Estado nacional (que buscó tanto capturar una porción de la renta hidrocarburífera a través de la aplicación de derechos de exportación como desacoplar los precios locales de los internacionales), el oligopolio energético profundizó la estrategia de subexploración iniciada en la década anterior. En consecuencia, entre 2002 y 2011, el promedio anual de pozos terminados de exploración se contrajo a 48 (-60% comparado con el promedio de la década de 1980), mientras se expandieron notoriamente los pozos de extracción, llegando a una media anual de 1.038 (53% superior al período previo a las reformas). Esto precipitó la sobreexplotación de las áreas productivas y su consecuente maduración, agudizando la caída de los flujos de extracción desde su respectivo peak: caída de 40% en petróleo crudo entre 1998 y 2015 y de 18% en gas natural entre 2004 y 2015¹³.

Este evidente declive de la producción originó un notable incremento de las importaciones de gas que en 2014 alcanzó un coeficiente del 28% (**cuadro 1**). Asimismo, si se considera que desde las reformas estructurales y la privatización de YPF no se amplió la capacidad del parque refinador nacional ni tampoco crecieron las importaciones petroleras, que se mantuvieron relativamente constantes con un coeficiente menor al 4%, esto conllevó un incremento sostenido y cada vez más

¹³ Más allá de que excede los objetivos trazados en este artículo, vale mencionar que la respuesta final del gobierno nacional a este problema estructural fue un drástico cambio en el diseño institucional del sector energético a partir de la expropiación del 51% de las acciones de YPF por parte del Estado Nacional en mayo de 2012. Sólo a modo ilustrativo, las cifras inmediatamente posteriores a la expropiación permiten vislumbrar un cambio de tendencia de YPF respecto al resto del mercado, ya que a partir de 2012 reflejó tasas de expansión de la producción que oscilaron entre el 3,0% y 8,9% anual, a diferencia del comportamiento del resto de las empresas, que en conjunto siguieron a la baja hasta, al menos, finales de 2015. Asimismo, también se evidencia en la variación de los pozos de exploración, que se ampliaron a un promedio de 90 por año, con un aumento del 192% de YPF frente al 54% de las demás compañías.

Cuadro 1.

Evolución del consumo aparente, producción, coeficiente de exportación e importación de petróleo y gas natural, 1989-2015 (en millones de m3 y porcentaje)

| | Petróleo | | | | | Gas natural | | | | |
|---|-----------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | Consumo aparente (mill. m3) | Extracción (mill. m3) | Coefficiente de importación (%) | Coefficiente de exportación (%) | Horizonte de reservas (en años) | Consumo aparente (mill. m3) | Extracción (mill. m3) | Coefficiente de importación (%) | Coefficiente de exportación (%) | Horizonte de reservas (en años) |
| 1989 | 26,0 | 26,7 | 0,0 | 2,6 | 12,9 | 26.417 | 24.207 | 9,1 | 0,0 | 30,7 |
| 1991 | 27,4 | 28,6 | 0,9 | 5,0 | 9,4 | 25.993 | 23.815 | 9,1 | 0,0 | 24,9 |
| 1993 | 29,7 | 34,6 | 0,5 | 14,6 | 10,2 | 28.813 | 26.729 | 7,8 | 0,0 | 19,3 |
| 1995 | 26,2 | 41,8 | 1,4 | 38,7 | 9,1 | 32.558 | 30.505 | 6,7 | 0,0 | 20,3 |
| 1997 | 30,4 | 48,4 | 2,6 | 39,9 | 8,6 | 38.109 | 37.076 | 4,6 | 1,8 | 18,4 |
| 1999 | 32,0 | 46,5 | 2,2 | 33,5 | 10,5 | 39.544 | 42.426 | 1,2 | 8,0 | 17,6 |
| 2001 | 30,7 | 45,4 | 3,5 | 36,0 | 10,1 | 39.923 | 45.974 | 0,0 | 13,2 | 16,6 |
| 2002 | 29,0 | 44,1 | 1,3 | 35,6 | 10,2 | 40.027 | 45.873 | 0,0 | 12,7 | 14,5 |
| 2003 | 30,4 | 43,1 | 0,7 | 30,2 | 9,9 | 44.173 | 50.633 | 0,0 | 12,8 | 12,1 |
| 2005 | 30,4 | 38,6 | 0,7 | 21,9 | 8,1 | 46.708 | 51.573 | 3,4 | 12,8 | 8,3 |
| 2007 | 33,3 | 37,3 | 0,1 | 10,8 | 8,7 | 50.099 | 51.004 | 3,4 | 5,2 | 7,7 |
| 2009 | 30,1 | 36,1 | 0,0 | 16,8 | 9,2 | 50.207 | 48.419 | 5,5 | 1,8 | 7,3 |
| 2011 | 29,8 | 33,2 | 0,0 | 10,3 | 10,1 | 52.224 | 45.528 | 15,2 | 0,5 | 6,6 |
| 2013 | 29,5 | 31,3 | 1,3 | 7,3 | 10,7 | 53.434 | 41.708 | 28,3 | 0,2 | 7,0 |
| 2015 | 29,4 | 30,9 | 0,9 | 5,6 | 11,2 | 54.205 | 42.906 | 26,5 | 0,2 | 7,4 |
| Tasa anual acumulativa y variación (en puntos porcentuales) | | | | | | | | | | |
| 1989-2001 | 1,4 | 4,5 | 3,5 | 33,4 | -2,8 | 3,5 | 5,5 | -9,1 | 13,2 | -14,1 |
| 2002-2015* | 0,1 | -2,9 | -2,8 | -14,2 | 0,8 | 2,6 | -0,6 | 33,1 | -29,1 | -5,5 |

* El dato de coeficiente de exportación corresponde al período 2004-2015.

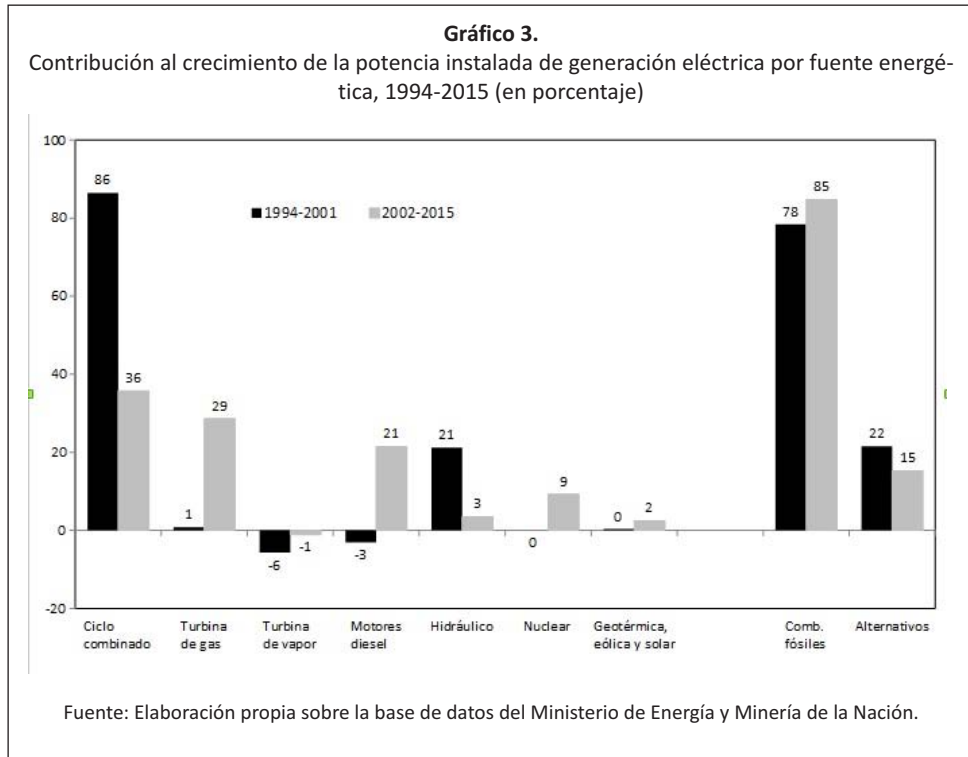
Fuente: Elaboración propia sobre la base de estadísticas del Ministerio de Energía y Minería.

considerable de los principales combustibles derivados, como gasoil y fueloil (**cuadro 2**), situación que con los años fue generando cada vez mayores problemas sobre el balance de pagos.

En el segmento de la generación eléctrica, con el repliegue estatal de sus funciones de planificación estratégica del sector, fueron interrumpidas o suspendidas las obras de infraestructura hidroeléctricas y centrales nucleares que hubieran contribuido a diversificar la matriz (cada vez más gasífera intensiva). Así, el sector privado privilegió inversiones en centrales térmicas (que usaban fundamentalmente gas natural) debido a que los montos y plazos de la inversión eran cortos y permitían un retorno rápido del capital invertido, además de que usaban gas natural, un combustible que durante toda la década del 1990 fue “barato” en términos relativos a otras fuentes líquidas. La dinámica de la expansión de la potencia instalada permite sostener dicha afirmación (**gráfico 3**). Si se toma la contribución al crecimiento de la generación de energía eléctrica por fuente, entre 1994 y 2001 el 86% está explicado por las centrales ciclo combinado que reemplazaron motores diesel y turbinas turbo vapor (con una contribución negativa del 3% y 6%, respectivamente).

Si bien responde a características distintas, en la década de los 2000 se consolidó aún más la potencia instalada sobre combustibles fósiles. En lo sustancial, se debió al efecto combinado de demora en la implementación y/o ejecución de inversiones durante la década de los 2000 que hubiera permitido reducir la dependencia de los recursos fósiles de la matriz energética¹⁴ y a la necesidad de incrementar rápidamente la oferta eléctrica para convalidar el crecimiento económico. En este sentido, estas fuentes representan el 93% de la contribución al crecimiento de la oferta eléctrica durante el período 2002-2015, siendo ENARSA (empresa estatal creada en 2004) la que explicó el 93,0% del incremento de la potencia en motores diesel y turbo gas entre 2006 y 2014 (**gráfico 3**).

¹⁴ Se hace mención a la demorada puesta en funcionamiento de Atucha II su inicio de actividades se había programado para 2010; como al retraso en la construcción de las centrales hidroeléctricas en Santa Cruz por problemas financieros, cuya licitación se realizó en 2008 con un plan de obra de cuatro años y que volvió a licitarse en 2013. Según el Ministerio de Planificación Federal, estas dos represas le habrían permitido ahorrar alrededor de 1.200 millones de dólares anuales en combustibles importado (MINPLAN, 2013).



Consumo energético y su infraestructura asociada

El crecimiento del consumo de gas natural residencial fue una constante del período. Sin embargo, la comparación entre las dos diferentes décadas presenta una variación desigual. Entre 1989 y 2001 el consumo se incrementó 3,5% anual acumulativo, y esto se debió a varios factores. Por un lado, por la infraestructura troncal disponible, desarrollada en los años previos por Gas del Estado (privatizada en 1992); por el otro, producto de la mejora en la capacidad de transporte, que se extendió el 70,6% hasta 2001, gracias a las obras que mejoraron la presión del gasoducto, dado que durante ese período la red casi no se creció (0,1% anual).

Según Fernando Viola, Gerente General de Distribuidora de Gas del Centro en ese momento:

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).

Es decir, desde la privatización se priorizaron inversiones con elevado grado de rentabilidad, de allí que se haya privilegiado la mejora en la capacidad de transporte para afrontar el mayor consumo de los sectores ya conectados¹⁵. Como se mencionó, la reconversión del parque térmico generador de electricidad permitió el crecimiento del consumo gasífero (1989-2001), que amplió la utilización de este combustible por el ingreso de la tecnología de los ciclo combinados.

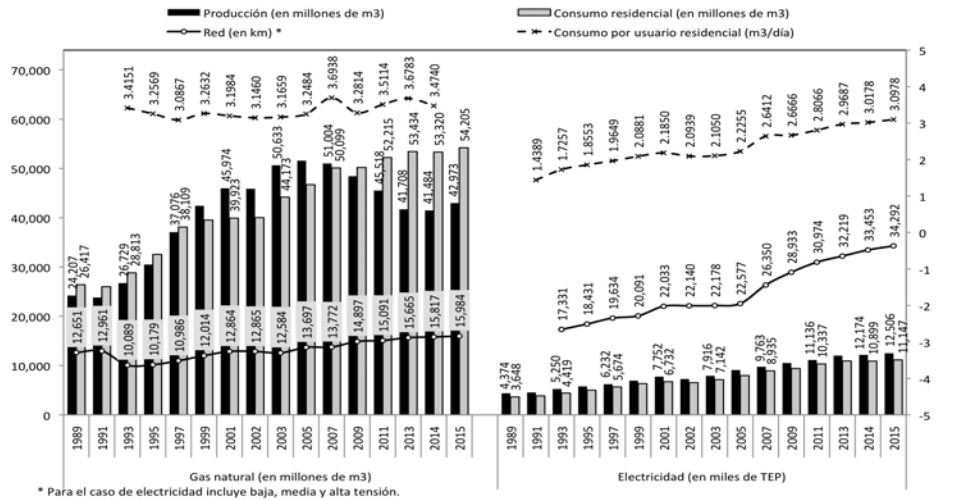
Entre 2002-2015, considerando la información del Gráfico 4, si bien resulta perceptible que el ritmo de crecimiento de la demanda fue más lento (2,4% contra 3,5%), el sostenimiento de este crecimiento sólo fue posible a partir de incrementar el tendido de la red troncal de transporte de gas natural el 1,7% anual acumulativo cuando en el período 1989-2001 éste se había mantenido estancado (**gráfico 4**), lo que permitió que los usuarios conectados crecieran al 3,3% entre 2002 y 2014 (con una fase inicial, hasta 2008, con una tasa del 5,3%). En consecuencia, este aumento del consumo residencial no se corresponde con un consumo desmedido de los usuarios. Aun cuando el consumo de gas natural residencial del sistema creció al 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. La información disponible permite corroborar que el consumo per cápita no se alteró durante este período lo que contribuye a cuestionar la afirmación de ciertos sectores que sostienen que las tarifas subsidiadas incentivaron un uso irracional de este combustible (Apud et al., 2009, 2011; Navajas, 2017).

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.

¹⁵ Pueden mencionarse como ejemplo, los asentamientos precarios de las periferias de las grandes urbes que en su mayoría no fueron conectados y continúan utilizando combustibles sustitutos, que son más caros.

Gráfico 4.

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 la Argentina, 1989-2014 (en km, miles de TEP, millones)



Fuente: Elaboración propia sobre base de Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA, ENARGAS y ENRE.

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 2002-2015 el crecimiento de la infraestructura de superficie fue superior a la del período anterior (3,4% vs 3,0%) para sostener el incremento ininterrumpido de la generación y del consumo: 4,3% en ambos casos (Gráfico 4). 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 del 61 por ciento.

En este sentido, un punto importante en términos de la ampliación de la cobertura fue la interconexión eléctrica del NEA-NOA en 2011, que permitió vincular a las principales ciudades del norte del país con el sistema nacional. Considerando información censal, el total de hogares con acceso a la red eléctrica aumentó 24%

entre 2001-2010, pasando de 9,6 a 11,9 millones de hogares. Esto permitió que, por ejemplo, la incidencia del consumo doméstico de leña, ya sea para calefaccionarse como para cocinar, en igual período, descendiera del 2,1% al 1,9% según consta en el Balance Energético Nacional, marcando un quiebre de tendencia de lo que había ocurrido en el período previo cuando entre 1991 y 2001 había ascendido del 1,6% al 2,1% señalado.

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 espacio de tiempo 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 en la factura), en donde opera la empresa Edenor (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima). Allí se advierte que mientras en el promedio del país el consumo por usuario residencial en 2015 fue 41,8% superior al de 2001, en la zona de mayor poder adquisitivo y mayor nivel de subsidio estatal la variación fue de 41,2%, menor a la media del total país, lo que permite cuestionar que se haya producido un consumo irracional producto de los subsidios implementados.

En efecto, la conjunción entre una política de precios de la energía local (que en la última década logró desacoplarse de la cotización internacional) y la ampliación de la cobertura de los principales servicios públicos energéticos propició un modelo que impulsó sensiblemente la demanda nacional: sobre la base de estadísticas de CAMMESA y del ENARGAS, entre 2003 y 2015, la demanda eléctrica total creció 60% (la residencial fue la que más se incrementó, 93%) mientras que la demanda total de gas natural creció 42% (la residencial 49%). Sin embargo, sustentado básicamente sobre la exposición del servicio y no tanto sobre el incremento per cápita (en gas natural), este aumento no fue acompañado por una expansión equivalente en la producción de hidrocarburos sino todo lo contrario. Así, la convergencia entre la caída de la producción y el aumento del consumo de gas natural y electricidad al compás de la expansión del PIB y de la mejora del poder adquisitivo, generó serios

desequilibrios macroeconómicos que alteraron significativamente las finanzas públicas.

La contribución del sector energético a la restricción externa

En línea con lo analizado, se advierte que más allá de las regulaciones de precios, la estructura de mercado y el control de las inversiones por parte del oligopolio energético no fueron alteradas hasta 2012 cuando el Estado expropió el 51% de YPF. La caída de la inversión en exploración y de la producción de hidrocarburos por la maduración de los yacimientos y el estancamiento del parque refinador generaron un escenario altamente complicado por el incremento de la demanda interna de este combustible. Esto generó una mayor dependencia de las importaciones para cubrir la brecha entre oferta y demanda del sistema (fomentada por la reactivación económica y la expansión de los servicios públicos energéticos), lo que consolidó un déficit de 3.115 millones de dólares en la balanza comercial energética en 2011, luego de que por 21 años fuera superavitaria¹⁶.

Este traumático desenlace en términos de la balanza energética sectorial y del aporte en la emergencia de la restricción externa no fue imprevisible, sino que se arribó por políticas públicas que, por acción u omisión, no corrigieron la dinámica que el sector estaba transitando. En este sentido, la sistemática caída de los flujos de extracción de petróleo (desde 1998) y gas natural (desde 2004) producto de la estructura jurídica implementada con las reformas de la década de 1990 (que no obligaba al capital privado a reinvertir utilidades o a sostener el stock de reservas y la presión ejercida desde la década de 2000 para obtener el precio pleno), fue atendida hasta 2012 por las políticas gubernamentales expandiendo la importación de combustibles para garantizar la energía necesaria para que la economía pudiera mantener la trayectoria de crecimiento¹⁷. Como afirmaba el entonces ministro de

¹⁶ Las exportaciones energéticas fueron desincentivadas a través de la aplicación de derechos de exportación y de restricciones explícitas para el gas natural ante la escasez de estos combustibles para abastecer el mercado interno, algo que estaba previsto en el marco regulatorio del transporte y distribución de gas natural (Ley 24.076).

¹⁷ Existieron otras políticas parciales que tendieron a generar incentivos como los programas “petróleo plus” y “gas plus” que tuvieron escaso impacto en revertir esta tendencia.

Planificación Federal Julio De Vido, en el marco de la confrontación con los distintos operadores del sector hidrocarburífero en 2012, principalmente con Repsol-YPF:

“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).

La estrategia oficial buscó cubrir los faltantes de energía con compras externas en lugar de transformar el marco jurídico sectorial o la propiedad de YPF con la intención de modificar la estrategia desarrollada por el oligopolio energético. Naturalmente, esta fue una estrategia de corto plazo ya que la demanda creciente de divisas comenzó a generar profundos desequilibrios en las cuentas externas e internas. En efecto, entre 2006 y 2014 el sector dejó de aportar a la economía 12.624 millones de dólares en la medida en que antes contribuía con 6.081 millones y hacia 2014 perdía 6.543 millones de dólares (**cuadro 2**). Esta notable expansión de las importaciones energéticas, que alcanzó los 11.454 millones de dólares en 2014¹⁸, estuvo impulsada básicamente por dos combustibles: gas oil y gas natural (licuado y gaseoso), que hacia 2015 explicaron el 88,8% del crecimiento de las compras externas de combustibles y lubricantes del país, representando el gas natural 58,9% del total (36,0% licuado y 22,9% gaseoso).

Naturalmente, en una economía altamente demandante de divisas para apalancar el crecimiento de su industria (Gaggero, Schorr, y Wainer, 2014; Manzanelli, Barrera, Belloni, y Basualdo, 2014), este comportamiento del sector energético ocasionó desequilibrios macroeconómicos de magnitud. Así, dos elementos de sustancial relevancia están relacionados con el carácter estructural del problema energético y el impacto en materia fiscal de la pérdida del superávit comercial.

¹⁸ Y que en 2015 descendiera a 6.569 millones, mayoritariamente explicado por la caída de los precios internacionales del petróleo, que impactó en un descenso del precio de importación tanto para el gas natural como para los combustibles líquidos. En efecto, la caída del 40% de las importaciones energéticas responde fundamentalmente a una caída de 39% en los precios más que a las cantidades, que sólo se contrajeron el 1 por ciento.

En cuanto al primero de ellos, al analizar cómo varía interanualmente el PIB industrial y las importaciones de las cantidades de los combustibles seleccionados, éstos mantienen una marcada relación hasta el año 2011. Es decir, ante sustantivos incrementos del PIB industrial (2005, 2006, 2007, 2010 y 2011) se evidencia un crecimiento aún mayor de las importaciones de combustibles (50,8%, 9,1%, 33,1%, 36,9% y 70,6%, respectivamente) con excepción del año 2003, cuando no se había iniciado la caída de la producción de gas natural. Sin embargo, la escasa contracción de las compras externas en 2012 (-2,5%) ante la caída del PIB del 2,9%, y el incremento registrado en 2013 y 2014 (13,2% y 10,3%) aun cuando el PIB industrial se mantuvo estancado, permite advertir el carácter estructural del problema en la medida en que, incluso cuando la economía consume menos energía, las importaciones se contraen casi insignificadamente o crecen. Esta es la resultante de la persistente tendencia descendente de la producción energética.

Por último, el estudio de la elasticidad del PIB industrial con las importaciones mencionadas valida lo mencionado. Considerando el promedio hasta 2011 este indicador arroja un valor mayor a 1 (14,3) dando cuenta de la relación que hay entre estas compras externas y el crecimiento o decrecimiento del producto industrial. Sin embargo, desde 2008 (cuando se profundiza la contracción de la producción de hidrocarburos local) este indicador arroja valores inferiores a 2, y arriba, para los años 2012 a 2014 una elasticidad de 0,89. Es decir, las importaciones se amplían aun cuando la economía se contrae o estanca mostrando su inelasticidad. Así, los datos permiten descartar las afirmaciones del ministro Julio de Vido quien enfatizaba, en línea con el discurso del gobierno, que las crecientes importaciones eran producto sólo de la mayor demanda energética registradas por el elevado nivel de actividad económica (La Nación, 2012b).

Antes de concluir este análisis, vale detenerse en 2015. En dicho año las importaciones energéticas cayeron 40% en valor, equivalente a la de los productos seleccionados (-41%). Sin embargo, estos últimos descendieron el 7,8% en cantidades, en un año en el que el PIB industrial tuvo un leve repunte (0,8%). Es el primer año de la serie, desde la profundización de la contracción del sector hidrocarburiífero, en el que la expansión del PIB (aunque sea moderada) se combina con una caída de las cantidades importadas. Esto se debió, sustancialmente, a dos elementos. En primer lugar, a que después de varios años de pérdidas de producción

de gas natural, producto de la expropiación de YPF y de la sanción de nuevo marco regulatorio, en 2015 el país registró un crecimiento del 3,4% explicado en un 85% por YPF, que amplió sus flujos de extracción el 10% y que, combinado con un crecimiento moderado del consumo, permitieron sustituir importaciones al reducir las cantidades compradas de ese fluido en torno del 5%. En segundo lugar, a que si bien la producción de petróleo crudo se mantuvo estancada, se ampliaron sus importaciones lo que permitió desplazar compras externas de sus principales derivados (gasoil y fuel oil), que son más caros que el crudo por su mayor valor agregado, los cuales se contrajeron 4,5%, según datos del Ministerio de Energía. Si bien esta fue una decisión tomada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, creada con el decreto reglamentario de la Ley de expropiación de YPF, N° 1277/12, la mayor refinación de gasoil (5,0%) estuvo explicada por YPF en un 74% y la de fuel oil (27,3%) en el 46 por ciento.

El segundo componente mencionado es el incremento de las importaciones que ocasionó la pérdida del superávit comercial energético. Este elemento también afectó la percepción política y económica respecto del incremento de los precios internacionales, iniciado en 2002. Es decir, mientras el saldo externo energético permitía contar con excedentes cercanos a los 4.000 millones de dólares anuales (hasta por lo menos 2009), el alza de los precios externos permitía: a) el ingreso de divisas a la economía, b) acumular reservas internacionales; c) engrosar los recursos fiscales nacionales a través de lo recaudado por los derechos a las exportaciones hidrocarburíferas. Sin embargo, a partir de 2011 los elevados precios internacionales cambiaron completamente el escenario. En este contexto, el Estado nacional aceleró las erogaciones del Tesoro Nacional en forma de subsidios a los fines de frenar el encarecimiento de los servicios energéticos locales; es decir, se incrementaron los subsidios para evitar que los costos de los bienes importados (mayores a los locales) fueran trasladados a la economía nacional, algo que hubiera afectado la competitividad doméstica y acelerado el ritmo inflacionario¹⁹. Esta di-

¹⁹ El mecanismo utilizado consistió en implementar un esquema por medio del cual ENARSA y CAMMESA importaran 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 2.

Evolución de las importaciones de los principales combustibles, del total país, de la tasa de variación del PIB industrial, la elasticidad importaciones combustibles seleccionados, PIB industrial en Argentina, de los subsidios energéticos y del resultado fiscal estatal como porcentaje del PIB, 2002 y 2015 (en millones de dólares corrientes y %)

| | 2002 | 2005 | 2006 | 2007 | 2009 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Contrib. al crecimiento |
|--|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------------------|
| Gas oil | 80 | 352 | 294 | 1.123 | 1.038 | 4.004 | 2.835 | 3.978 | 3.026 | 1.887 | 29,8 |
| Fuel oil | 0 | 168 | 327 | 386 | 311 | 1.045 | 879 | 411 | 363 | 0 | 0,0 |
| Gas natural licuado | 0 | 0 | 0 | 0 | 251 | 1.927 | 2.695 | 3.590 | 3.460 | 2.169 | 36,0 |
| Gas natural gaseoso | 3 | 187 | 243 | 139 | 158 | 571 | 1.104 | 2.531 | 2.431 | 1.383 | 22,9 |
| Total combustibles seleccionados | 83 | 706 | 864 | 1.648 | 1.759 | 7.547 | 7.514 | 10.510 | 9.280 | 5.439 | 88,8 |
| Total "Comb. y lubr." Argentina | 482 | 1.545 | 1.732 | 2.845 | 2.626 | 9.413 | 9.267 | 11.343 | 11.454 | 6.569 | 100,0 |
| Saldo balanza energética | 4.157 | 5.605 | 6.081 | 4.104 | 3.830 | -3.115 | -2.384 | -5.684 | -6.543 | -4.614 | - |
| Total importaciones de la Argentina | 8.990 | 28.687 | 34.154 | 44.707 | 38.786 | 74.319 | 68.508 | 73.656 | 65.230 | 59.787 | - |
| Part. prod. seleccionados en total de impo. de "Comb. y lubr." (%) | 17,2 | 45,7 | 49,9 | 58,0 | 67,0 | 80,2 | 81,1 | 92,7 | 81,0 | 82,8 | - |
| Part. de "Combust. y lub." en el total de impo. del país (%) | 5,4 | 5,4 | 5,1 | 6,4 | 6,8 | 12,7 | 13,5 | 15,4 | 17,6 | 11,0 | - |
| Tasa de crec. del PIB industrial* | -11,0 | 7,4 | 9,1 | 7,5 | -7,3 | 7,7 | -2,9 | 1,5 | -5,1 | 0,8 | - |
| Elasticidad/Inelasticidad PIB industrial | 8,3 | 7,4 | 0,8 | 3,4 | 1,9 | 4,0 | 0,2 | 2,4 | 0,5 | 2,2 | - |
| Subsidios energéticos como % del PIB | 0,0 | 0,3 | 0,6 | 1,0 | 1,3 | 2,0 | 2,1 | 2,7 | 3,5 | 2,9 | - |
| Resultado Financiero Fiscal Total como % del PIB | -1,3 | 1,6 | 1,6 | 1,0 | -0,6 | -1,4 | -2,1 | -1,9 | -2,4 | -3,9 | - |

* 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.

Fuente: Elaboración propia sobre la base del INDEC, Ministerio de Hacienda, Ministerio de Energía y Minería y Muras (2015).

námica provocó que los subsidios del sector energético pasaran de representar el 0,6% del PIB en 2006 al 3,5% en 2014 y que la economía tuviera la salida neta de divisas señalada anteriormente. Así, los mayores gastos en subsidios fueron expandiendo anualmente el déficit del Estado nacional que finalizó 2015 con casi 4% del PIB, que no fue mayor por la caída de los precios internacionales y los menores subsidios destinados a ENARSA para importar combustibles (descendieron el 42% en dólares) (**cuadro 2**).

La marcada dependencia hidrocarburífera de la matriz energética argentina (particularmente del gas natural, que en 2014 alcanzó el 52% en el consumo primario), le confirió al oligopolio energético un factor de notable y efectiva presión debido a la concentración del mercado en un acotado número de empresas. Este fue uno de los elementos que fortaleció al sector para que, en un contexto de caída de los precios internacionales desde 2014 (**gráfico 2**), en la Argentina se mantuvieran por encima con el argumento de favorecer la inversión y mantener el nivel general de actividad de la economía.

Si bien el gobierno fue efectivo para contener los precios a través de acuerdos de precios y derechos de exportación, lo cierto es que el capital privado mantuvo el control de las inversiones. Este proceso permite comprender que regular los precios sin una consecuente regulación de las inversiones es una política de corto plazo para desarrollar la actividad. Ante la falta de inversiones por parte del capital privado, la producción de hidrocarburos y derivados profundizó su descenso o estancamiento, en un contexto de creciente demanda global de energía. La profundización de la subexploración y la reducción desde 2008 del uso de la capacidad instalada (en un contexto de alza del consumo) tenían como objetivo desabastecer el mercado de combustibles líquidos para forzar su importación y que los precios internos se alinearan con los de paridad de importación.

Conclusiones: política energética y restricción externa en la Argentina

La problemática relación entre crecimiento industrial, consumo energético y crisis de balanza de pagos es un fenómeno recurrente en la historia económica argentina. Durante la industrialización por sustitución de importaciones la ecuación

energética se presentó como un persistente obstáculo para la planificación estatal del desarrollo económico.

Las reformas estructurales del sector energético desplegadas durante la década de 1990 apuntaron a la eliminación de la intervención estatal y a la liberación de las “fuerzas del mercado”, en la medida en que el mercado asignaría eficazmente los recursos para que la actividad ingresara en una fase de expansión sustentable. Sin embargo, dicha desregulación conllevó, *en la práctica*, una verdadera re-regulación, en claro contraste con los objetivos enarbolados por el discurso neoliberal. En primer lugar, implicó una amplia intervención del Estado a través de las privatizaciones de empresas estatales, la desregulación de los servicios públicos y la sanción de leyes, decretos y resoluciones que buscaron despejarle el terreno al “libre juego de la oferta y la demanda”. En segundo lugar, esta política redundó en la cesión del poder regulatorio a un núcleo acotado de grandes empresas privadas que operaban tanto en el complejo hidrocarburífero como en el mercado energético en general.

En este sentido, las reformas estructurales tuvieron un impacto inmediato al permitir: a) el rápido despliegue de la demanda global energética sustentada sobre la infraestructura desarrollada por las empresas estatales durante las décadas anteriores; b) el desarrollo por parte del capital privado de estrategias de negocios fundadas sobre inversiones de corto plazo que permitieran un repago acelerado de la inversión; c) el acople de los precios internos a los internacionales, que favoreció la internacionalización de rentas extraordinarias derivada de la capacidad de fijar precios y de controlar la oferta por la escasa competencia de mercado.

Las políticas implementadas desde 2002, pese a no haber desarticulado el funcionamiento del oligopolio energético, tuvieron efectos progresivos sobre algunos indicadores del sector, asociados principalmente con la ampliación de la cobertura. A su vez, el desacople de los precios internos del crudo, de los combustibles líquidos y del gas natural residencial respecto de la dinámica internacional se convirtió tanto en un vector de competitividad para el conjunto de la economía argentina como para la dinamización del consumo en el mercado doméstico. Sin embargo, ante esta orientación de la política estatal (que generó una menor rentabilidad re-

lativa para las firmas locales respecto de las que operaban en el escenario internacional), la respuesta del oligopolio energético fue profundizar la estrategia de sobreexplotación de los yacimientos reduciendo al mínimo histórico la exploración. En última instancia, la mayor intervención estatal durante los 2000 (captura de renta petrolera, desacople de precios internos e inversión en infraestructura de servicios públicos) tuvo como límite estructural la imposibilidad de disciplinar al oligopolio energético en términos de incrementar la producción y sostener la inversión de riesgo que permitiera la reposición de reservas de largo plazo.

En suma, el impacto de la crisis externa energética en la macroeconomía argentina, que irrumpió en 2011 generando un cuasi estancamiento del PIB, se debió a una serie de tendencias contrapuestas. La marcada disminución de las inversiones de riesgo desde mediados de la década de 1990, centrando las inversiones sobre las áreas productivas, se articuló con un aumento de los pozos en explotación y una expansión en la formación de capital en potencia instalada eléctrica sobre la base de gas natural. Esto consolidó una estructura energética que entró en crisis cuando la economía comenzó a crecer aceleradamente luego de la implosión de la valorización financiera. Ante la creciente demanda energética suscitada desde 2003, el gobierno utilizó como estrategia para ampliar la oferta eléctrica la instalación de centrales térmicas (debido a la rápida maduración de las obras), consolidando aún más la dependencia hidrocarburífera en un contexto de caída de la producción, de las reservas y de expansión de la conexión de gas natural y electricidad, ampliando el consumo del sistema. Para cubrir el desfasaje entre oferta y demanda energética crecieron notablemente las importaciones de combustibles (a una tasa anual del 37,4%) lo que derivó en el déficit comercial energético de 2011. Este conjunto de variables que originaron una pérdida de divisas en materia energética en torno de los 12.500 millones de dólares anuales considerando los años 2006 y 2014, fue central en el escenario de restricción externa del último quinquenio del gobierno kirchnerista en la medida en que generaron un freno en la economía: luego de un crecimiento del PIB a tasas del orden del 6,2% entre 2002 y 2011, entre los años 2012 y 2015 creció apenas al 0,8% anual (con una contracción del PIB per cápita del 0,3% por año, frente a un crecimiento del 5,6% del período previo). Si bien existieron diversos factores que contribuyeron a la emergencia de la restricción externa (la baja integración local de los motores de crecimiento del sector industrial —polo

ensamblador de Tierra del Fuego y el sector automotriz—; los límites para salir al mercado de capitales que imponía el conflicto con los fondos buitres; la elevada fuga de capitales, entre los principales), el complejo energético fue relevante a partir de que explicó 81% del déficit de cuenta corriente del balance de pagos entre 2006 y 2014.

La emergencia del déficit comercial energético no sólo tuvo impactos negativos en la escasez de divisas sino que también afectó las cuentas fiscales, en la medida en que el Estado aumentó notablemente los subsidios para evitar que el elevado precio internacional de los combustibles se traslade al mercado interno. Esta estrategia, sumada a la política llevada adelante desde 2002 de retrasar las tarifas de los servicios públicos frente a la inflación para quitarle presión a los precios, amplió notablemente el déficit fiscal del Estado, que llegó a 3,9 puntos porcentuales del PIB en 2015. De este modo, el impacto del saldo negativo del balance comercial no fue sólo económico, sino que también alteró la percepción política sobre los altos precios internacionales. Mientras existían excedentes comerciales, las exportaciones a precios elevados aportaban divisas y recursos fiscales (por el cobro de derechos de exportación). Sin embargo, el déficit comercial alteró esta apreciación, en tanto que el Estado comenzó a perder divisas y a engrosar el déficit fiscal vía subsidios.

En efecto, la estructural dependencia de divisas para sostener las importaciones energéticas se vio agravada por la consolidación de la generación de electricidad sobre la base de fuentes térmicas, que consolidó la dependencia de hidrocarburos en un contexto de caída de la oferta local. En relación con los precios, los controles ejercidos con posterioridad a 2002 derivaron en la profundización de la desinversión en exploración a la par de una maduración general de los pozos en explotación. Es decir, que al eliminar la lógica del costo de oportunidad para la determinación de los precios internos, esta situación redundó en que luego de un efectivo desacople de los precios internos de los internacionales hasta por lo menos 2011-2013 (dependiendo de qué segmento de la cadena energética se considere), el Estado terminó cediendo a las presiones del complejo hidrocarburífero, forzándolo a convalidar mayores precios en un contexto de creciente restricción externa y déficit fiscal.

En suma, es válido afirmar que el gobierno no logró disciplinar al oligopolio privado en la medida en que la regulación de precios no fue acompañada de inversiones suficientes para reponer las reservas del stock extraído. La descapitalización del sector obliga a cuestionar el argumento de que es posible disciplinar al capital privado en un contexto de débiles capacidades estatales y bajo un esquema económico con predominio del capital privado. Es decir, la experiencia de la evolución reciente del sector energético demostró que, por lo menos en países periféricos como la Argentina, sólo el Estado puede desarrollar actividades estratégicas como el sector hidrocarburífero (cuyos precios se referencian con los internacionales, como el caso de la siderurgia, entre otros) con precios que no sigan los parámetros externos y sean compatibles con un esquema que permita otorgar competitividad a los sectores económicos locales.

Bibliografía

- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., ... Olocco, R. (2009). *Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino*. Buenos Aires.
- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., ... Olocco, R. (2011). *La verdadera situación energética que encontrará el nuevo gobierno*. Buenos Aires.
- Azpiazu, D., Basualdo, E. M., y Khavisse, M. (2004). *El nuevo poder económico en la argentina de los años 80*. Buenos Aires: Siglo XXI Argentina Editores.
- Azpiazu, D., y Schorr, M. (2001). *Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital* (Documentos de Trabajo 8). Buenos Aires.
- Barrera, M. A. (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. A. (2013). Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino. *Desarrollo Económico*, 53, 169–194.
- Barrera, M. A. (2014). *La entrega de YPF: Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires: Cara o Ceca.
- Barrera, M. A., Sabbatella, I., y Serrani, E. (2012). *Historia de una privatización: Cómo y*

por qué se perdió YPF. Buenos Aires: Capital Intelectual.

- Bastos, C. (1993). Autoabastecimiento condicionado. *Actualidad Energética*, 34–35.
- Basualdo, E. M. (2006). *Estudios de historia económica: desde mediados del siglo XX a la actualidad*. Buenos Aires: Siglo XXI Editores.
- Basualdo, E. M., y Barrera, M. A. (2015). Las privatizaciones periféricas en la dictadura cívico-militar: el caso de YPF en la producción de petróleo. *Desarrollo Económico*, 55(216), 211–236.
- Bonelli, M. (1984). *Un volcán en llamas: los contratos petroleros*. Buenos Aires: Corregidor.
- 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*. Buenos Aires: Manantial.
- Braun, O., y Joy, L. (1981). Un modelo de estancamiento económico. Estudio de caso sobre la economía argentina. *Desarrollo Económico*, 20(80).
- Calleja, G. (2005). La política energética del gobierno de Raúl Alfonsín (II). *Realidad Económica*, 213, 105–128.
- Canitrot, A. (1980). La disciplina como objetivo de la política económica. *Desarrollo Económico*, 19(76), 453–475.
- Canitrot, A. (1992). *La macroeconomía de la inestabilidad* (Boletín Informativo Techint). Buenos Aires.
- 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.
- Cortizas, C. (1999, October). Perspectivas de la producción y la exploración de petróleo y gas: mercado argentino y regional. *Revista Petrotecnia*, 22–34.
- Diamand, M. (1972). La estructura productiva desequilibrada y el tipo de cambio. *Desarrollo Económico*, 12(45).
- Di Sbroiavacca, N. (2010). ¿Cuánto petróleo queda en Argentina? *Proyecto Energético*,

88, 06-09.

Di Sbroiavacca, N. (2012). La renta petrolera y su destino. *Proyecto Energético*, 94, 20-23.

Ferreres, O. (2005). *Dos siglos de economía argentina (1810-2004)*. Buenos Aires: El Ateneo.

Gaggero, A., Schorr, M., y Wainer, A. (2014). *Restricción eterna. El poder económico durante el kirchnerismo*. Buenos Aires: Futuro Anterior/Crisis.

Gulisano, C. (2004, Febrero). La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro. *Revista Petrotecnia*, 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* (Recursos Naturales e Infraestructura 46). Santiago de Chile.

Kozulj, R., y Bravo, V. (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.

La Nación. (2012a, Febrero). De Vido aseguró que el abastecimiento de combustible "está garantizado por el Estado." *La Nación*, p. s/n. Buenos Aires. Retrieved from <http://www.lanacion.com.ar/1450465-de-vido-aseguro-que-el-abastecimiento-de-combustible-esta-garantizado-por-el-estado>

La Nación. (2012b, Febrero). La pelea de fondo: Moreno vs. De Vido. *La Nación*. Buenos Aires. Retrieved from <http://www.lanacion.com.ar/1449486-la-pelea-de-fondo-moreno-vs-de-vido>

Lapeña, J. (2014). *La energía en tiempos de Alfonsín*. Buenos Aires: Eudeba.

Mansilla, D. (2006). Una aproximación al problema de la renta petrolera en la Argentina (1996-2005). *Realidad Económica*, 233, 11-23.

Mansilla, D. (2007). *Hidrocarburos y política energética*. Buenos Aires: 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 Eco-*

nomía Crítica, 1(1), 37–73.

MINPLAN. (2013). *Aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz. Represas Pte. Néstor Kirchner y Gob. Jorge Cepernic*. Buenos Aires.

Montamat, D. (1995). *Economía y Petróleo*. Buenos Aires: Editora PV.

Montamat, D. (2007). *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires: El Ateneo.

Monti, R. (2000, Junio). La producción de petróleo y gas natural en Argentina. *Revista Petrotecnia*, 8–20.

Muras, R., Melamud, A., Ortolani, N., Martínez de Vedia, R., y Einstoss, A. (2015). *Los subsidios energéticos en Argentina*. Buenos Aires.

Navajas, F. (2017, Enero 18). Exportaciones de gas: ¿Por qué tanto apuro? *Cronista*. Buenos Aires. Retrieved from <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: Antropofagia.

Pecom. (1994). *Memoria y Balance General, 1993*. Buenos Aires.

Pistonesi, H. (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma* (División de Recursos Naturales e Infraestructura 10). Santiago de Chile: CEPAL. Retrieved from <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: Editorial Académica Española.

Recalde, M. (2012). Los recursos energéticos en Argentina: Análisis de la renta. *Problemas Del Desarrollo*, 170(43), 9–37.

Sabbatella, I. (2011). *La ecología política de la privatización de YPF: mercantilización de los hidrocarburos y valoraciones alternativas (1989-2001)*. Universidad de Buenos Aires.

- Sabbatella, I. (2014). Neoliberalismo y naturaleza: la “comoditización” de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001). *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica*, 22. Retrieved from http://www.redibec.org/IVO/rev22_07.pdf
- Sabbatella, I., y Serrani, E. (2011). A 20 años de la privatización de YPF. Balance y perspectivas. *Voces En El Fénix*, 10, 6–15.
- Scheimberg, S. (2007). *Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en la Argentina*. Santiago de Chile.
- Serrani, E. (2012a). *Estado, empresarios y acumulación privilegiada de capital. Análisis de la industria petrolera argentina (1988-2008)*. Universidad de Buenos Aires.
- Serrani, E. (2012b). Reformas estructurales y connivencia estatal-empresarial en el sector petrolero argentino. En *Recursos públicos e intereses privados. Ámbitos privilegiados de acumulación, Argentina 1966-2003* (p. 32). Buenos Aires: UNSAM – Edita.
- Serrani, E. (2013a). 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.
- Serrani, E. (2013b). Transformaciones recientes en la industria petrolera argentina: el caso de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, 1989-2012. *Gestión Pública*, II(1), 247–280.
- Sheppard, R. (1995, Octubre). el petróleo y el gas en la próxima década: Una visión desde “afuera” del país. *Revista Petrotecnia*, 18–22.
- Viola, F. (1997, Junio). El gas natural en la próxima década. ¿Y la distribución de gas natural? *Petrotecnia*, 17–27.