

Política hidrocarburífera del Estado y modo de acumulación de capital durante la postconvertibilidad argentina (2002-2011) *

Diego Pérez Roig **

Resumen

Entre 2002 y 2011, asistimos a un período de incubación de contradicciones entre la dinámica de la acumulación de capital en Argentina y la estructuración del sector hidrocarburífero legada por las reformas neoliberales. Durante el auge de la postconvertibilidad, la declinante performance de la industria petrolera quedó desfasada del desempeño macroeconómico. Hacia fines de 2011, ello se expresó en un notable déficit de la balanza comercial energética, así como en un creciente peso del gasto devengado en subsidios de distinto tipo. En este artículo analizamos la política hidrocarburífera implementada por el Estado nacional durante dicho período, considerando su articulación con los fundamentos y debilidades del modo de acumulación. Para ello, empleamos un enfoque metodológico mixto que combina diferentes métodos y técnicas de recolección y análisis de datos. Entre otros resultados, las conclusiones del trabajo contribuyen a la comprensión de los dilemas que afronta la intervención estatal en el sector.

Palabras clave: Desarrollo económico, Recursos hidrocarburíferos, Política estatal, Energía y macroeconomía.

Abstract

State hydrocarbon policy and mode of accumulation in Argentina during the “postconvertibility” regime (2002-2011)

In the period 2002-2011, there was a widening gap between the expansive dynamics of capital accumulation and the declining performance of the petroleum industry in Argentina. By the end of 2011, there was major imbalance in the oil and gas sector in both external trade and the state budget. This paper analyzes the hydrocarbon policies implemented by the federal government during the period mentioned, in terms of how they correlate with the foundations and weaknesses of the “postconvertibility” regime. To fulfill this objective, we triangulate different methods and techniques of data collection and analysis. Among other results, the article contributes to understanding the present dilemmas related to state intervention in the sector.

Keywords: Economic development, Hydrocarbon resources, Government policy, Energy and the macroeconomy.

Resumo

A política de hidrocarbonetos do Estado e a forma de acúmulo de capital durante a pós-conversibilidade Argentina (2002-2011)

Entre 2002 e 2011, observamos um período de incubação de contradições sobre a dinâmica do acúmulo de capital na Argentina, e a estruturação do setor de hidrocarbonetos herdada das reformas neoliberais. Durante o auge da pós-conversibilidade, o desempenho em queda da indústria petrolífera ficou defasada do desempenho macroeconômico. No fim de 2011, esta situação se expressou na forma de um perceptível déficit da balança comercial energética, assim como em um crescente peso do gasto gerado por subsídios de diferentes tipos. Neste artigo, analisamos a política de hidrocarbonetos implementada pelo Estado Nacional Argentino durante o período mencionado, considerando sua relação com os fundamentos e debilidades da forma de acumulação. Para isso, utilizamos um foco metodológico misto que combina diferentes métodos e técnicas de coleta e análise de dados. Dentre outros resultados, as conclusões do artigo contribuem para entender os dilemas encarados pela intervenção do Estado no setor.

Palavras-chave: Desenvolvimento econômico, Recursos da indústria de hidrocarbonetos, Política estadual, Energia e macroeconomia.

JEL: O1, Q35, Q38, Q43.

* Artículo recibido el 9 de diciembre de 2019 y aprobado el 19 de agosto de 2020.

** Del Centro de Estudios e Investigaciones Laborales, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CEIL-CONICET), Buenos Aires, Argentina. E-mail: dperezroig@gmail.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1605-8034>.

1 Introducción

Durante la primera década del siglo, los cambios de signo político de la mayoría de los gobiernos sudamericanos reavivaron discusiones acerca de las formas del capitalismo en la región y los desafíos planteados a la intervención estatal (Bresser-Pereira, 2007; Ferrer, 2007; Morais y Saad Filho, 2011; Romano Schutte, 2013; Katz, 2015; entre otros). En este nuevo marco, la política energética cobró una relevancia especial. La reducción de desigualdades sociales no sería posible sin un crecimiento económico prolongado y a tasas elevadas. De las decisiones adoptadas en el sector, dependían al menos tres aspectos cruciales para el logro de esos objetivos: a) El abastecimiento de energía y combustibles que son prerrequisito material de la producción y circulación de mercancías; b) La fijación de precios destinados a subsidiar al espacio nacional de valor frente a la competencia mundial, a generar efectos distributivos en favor de los consumidores y a contener presiones inflacionarias; c) La sostenibilidad externa del modo de acumulación, según los resultados de la balanza comercial energética.

Frente a estas necesidades, la búsqueda de soluciones a largo plazo posicionó a la cuestión en el centro de distintos planes de integración. Los proyectos entroncaron con una matriz común de políticas de promoción del “desarrollo”, que concibió a la región en tanto espacio de complementación económica entre sus distintos integrantes, así como de fortalecimiento político en los vínculos con otros bloques y actores supranacionales (Linkohr, 2006; Ruiz-Caro, 2006; Mendes da Fonseca; Duque Dutra, 2007; Fontaine; Puyana, 2008; Romano Schutte, 2012; entre otros). Sudamérica presentaba condiciones muy favorables para el consumo autosostenible, en base a su diversidad y dotación de fuentes energéticas (Kozulj, 2004; Zanoni, 2006; Mora Contreras, 2008), de modo que la mayor interconexión suponía ventajas tanto para los grandes consumidores o importadores netos, como para aquellos miembros cuyas economías dependían de la exportación. A su vez, esa escala podía reportar beneficios para el desarrollo del sector eléctrico, la incorporación de tecnologías que mejoraran la eficiencia y el aprovechamiento de otras fuentes de carácter renovable (Acquatella, 2008).

Pese a estas oportunidades y a la importancia del sector para el cumplimiento de los objetivos programáticos de los gobiernos, no hubo avances significativos (Ruiz-Caro, 2010; Lara, 2012; entre otros). En general, tuvieron prioridad los acuerdos bilaterales y sólo se verificó cierto grado de concreción en el caso de la “petrodiplo-macia” venezolana (Le Calvez, 2008), mediante iniciativas como ALBA y Petrocaribe. Se ha destacado que una mayor integración hubiese mejorado las posibilidades de expansión del proyecto bolivariano, y que ese factor hizo que Brasil fuera renuente a respaldar los planes más ambiciosos (Ríos Sierra, 2010). Por otro lado, también se observaron dudas acerca de su viabilidad técnica, económica y ambiental (Honty, 2006). Al margen de estas y otras discrepancias específicas, *un resultado más común de los análisis es la percepción de que las urgencias de orden interno produjeron discontinuidades en las políticas energéticas y limitaron el alcance de los impulsos integradores.*

Este hallazgo invita a analizar con mayor profundidad los distintos casos nacionales. En Argentina, debido a la composición de su matriz primaria y de generación eléctrica, el núcleo de la política energética se desenvuelve en torno a la intervención sobre el sector hidrocarburífero. Diferentes trabajos han progresado en el estudio de sus “contradicciones, ambigüedades, avances y

retrocesos” (Sabbatella, 2012, p. 174; asimismo Serrani, 2013; Bravo, 2015; Ceppi, 2018; entre otros) en distintas etapas de la postconvertibilidad, aunque algunos de los aportes presentan un sesgo predominantemente descriptivo. En rigor, la política estatal se define por la fragmentación, imperfección y contingencia (Oszlak; O’Donnell, 1995). De modo general, tal desenvolvimiento es fruto de una doble determinación (Hirsch, 1978). Como forma escindida – es decir, no inmediatamente económica – de la subordinación del trabajo al capital, el Estado mantiene una relación objetiva con la acumulación, pero que sólo puede materializarse políticamente, dentro de los contornos fijados por la constelación de fuerzas entre clases y grupos sociales. La política energética busca garantizar parte del entorno necesario para la reproducción del capital (Altvater, 1977), aunque atravesada tanto por aquella determinación estructural, como por otras que mutan históricamente y la afectan de manera específica: la penetración del valor como fin de la producción, la internacionalización de los capitales, el cambio tecnológico, así como la dotación o agotamiento relativo de recursos naturales.

Aquí nos proponemos analizar la política hidrocarburífera implementada por el Estado nacional argentino¹ entre 2002 y 2011, en su articulación con aquellos factores explicativos. Durante esos años, maduraron desajustes entre la dinámica del modo de acumulación de capital y la estructuración del sector hidrocarburífero legada por las reformas neoliberales. Mientras la postconvertibilidad atravesó su auge, la industria petrolera experimentó una sostenida declinación. Hacia fines de 2011, este desfasaje se expresó en un notable déficit de la balanza comercial energética, así como en un creciente peso del gasto devengado en subsidios a la energía y los combustibles. En su entrelazamiento con otros límites de la acumulación, estos desequilibrios abrieron la posibilidad de sendas crisis de las cuentas fiscales y externas. Se trata, pues, de un período relevante para la comprensión de alcances y contradicciones de la intervención estatal en el sector durante la postconvertibilidad. A partir de 2012, tanto la estatización parcial de YPF, como el progresivo estancamiento de la postconvertibilidad, *dan lugar a una nueva fase*, cuyas características podrán abordarse en futuras investigaciones que tomen como referencia los resultados del presente artículo.

El próximo apartado presenta los presupuestos históricos de nuestro análisis. En primer lugar, sintetizamos las consecuencias de la reestructuración neoliberal del sector hidrocarburífero (ver Kozulj y Bravo, 1993; Kozulj, 2002; Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012; entre otros). Sucintamente, entendemos que tal transformación legó dos condicionantes de larga duración (Pérez Roig, 2020a): por un lado, la subordinación del sector a las estrategias de competencia internacional asumidas por los distintos capitales y, por el otro, el entrelazamiento de las lógicas de apropiación y valorización, que implica que el aprovechamiento de los hidrocarburos como objetos de uso necesarios para la acumulación de capital dependa de su producción en cuanto que *commodities*. En segundo lugar, caracterizamos el modo de acumulación de la postconvertibilidad. Distintos estudios han trabajado esa estructuración desde la perspectiva de una relación global de poder del capital sobre el trabajo (Bonnet, 2015; Piva, 2015; entre otros). Aquí recuperamos ese marco y puntualizamos algunos rasgos de la acumulación que resultan relevantes para el abordaje de nuestro objeto. Para tal fin, recurrimos

(1) Tras la reforma de la Constitución Nacional en 1994, se concedió a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Ello supuso un desdoblamiento de la política hidrocarburífera entre los contenidos generales definidos por el Estado federal – como veremos a partir del punto 3 – y las funciones de contraparte cumplidas por los estados subnacionales en calidad de autoridades de aplicación.

al análisis de datos cuantitativos referidos a distintas variables económico-productivas. La mayor parte de la información proviene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), de modo tal que, para evitar repeticiones que entorpezcan la lectura, en el texto sólo referenciaremos los datos obtenidos de otras fuentes.

El siguiente apartado constituye el núcleo más específico del artículo. En primer lugar, terminamos de dar fundamento a nuestra hipótesis, que puede descomponerse en dos proposiciones: a) El modo de acumulación de la postconvertibilidad abrió una contradicción entre las lógicas de apropiación y valorización de los hidrocarburos, de modo tal que ya no podía convalidarse plenamente su condición de *commodities* sin disolver fundamentos del desempeño macroeconómico y la legitimación estatal; b) Entre 2002 y 2011, la intervención del Estado produjo un *set* de políticas descoordinado y débil en sus posibilidades de suturar aquella contradicción.

En segundo lugar, analizamos el conjunto de políticas de intervención implementadas durante el período de referencia. Con relación a sus factores explicativos de orden interno, nos interesa distinguir de modo general las medidas adoptadas debido a necesidades y urgencias planteadas por el modo de acumulación, de aquellas que intentaron estimular la inversión privada. Asimismo, observaremos qué implicancias tuvieron, y cómo se vieron condicionadas a su vez, por el fallido proceso de integración energética regional. Esta parte del trabajo apela a métodos y técnicas cualitativas de recolección y análisis de distintas fuentes (archivos periodísticos, documentos de las compañías y actos públicos oficiales), así como al análisis estadístico de datos proporcionados por Secretaría de Energía de la Nación.

Por último, las reflexiones finales sintetizan los contenidos más importantes del artículo y presentan una serie de preguntas-problema a considerar en futuros trabajos.

2 El legado neoliberal y los cambios en el modo de acumulación

Las políticas de reforma del sector hidrocarburífero implementadas durante el menemismo (1989-1999), fueron parte de la amplia reestructuración del capital y metamorfosis de la forma de Estado abierta por la crisis hiperinflacionaria de 1989 (Bonnet, 2008; Piva, 2012a). En su determinación más general, este proceso supuso una vasta incorporación de relaciones sociales a ser mediadas por las compulsiones del mercado. La desregulación de la economía doméstica, la privatización de activos públicos y la adopción de un régimen de paridad monetaria con el dólar, sometieron al espacio nacional a la acción de la ley del valor a escala mundial. La desaparición de aquellas ramas manufactureras más sensibles a la competencia exterior fue la contracara de una intensiva modernización que potenció la producción agraria y reorientó el aparato industrial hacia la exportación. Aquí pasó a hallarse el corazón del proceso de acumulación y su fase de auge (1991-1998).

En 1989, tanto la crisis fiscal y externa, como el quebranto de las empresas públicas, limitaban las capacidades del Estado para garantizar la provisión energética requerida por el relanzamiento de la acumulación sobre esas nuevas bases. Desde esta perspectiva, la apertura del sector hidrocarburífero a la inversión privada permitió la recuperación de competencias fiscales y de intervención, así como el abastecimiento interno de combustibles y una mayor disponibilidad de divisas. Es importante retener tres consecuencias de esta transformación (Pérez Roig, 2020a). En

primer lugar, a través de la “comoditización”, *la política energética reforzó mecanismos de disciplinamiento* dados por la restricción monetaria, la desregulación y la apertura indiscriminada de la economía. Durante el período de industrialización por sustitución de importaciones, tanto la política general de precios y regímenes especiales de combustibles, como el rol “estratégico” desempeñado por YPF en términos de inversión y desarrollo, subsidiaban económicamente al capital en el espacio nacional de valor. En la convertibilidad, por el contrario, la libre disponibilidad de los recursos y la igualación de las cotizaciones locales con las internacionales descargaban todo el peso de la competencia mundial sobre la economía doméstica.

En segundo lugar, *el sector hidrocarburífero argentino atravesó una acelerada internacionalización*. Las fracciones locales de la burguesía que usufructuaban contratos con la vieja YPF fueron “compensadas” con la participación privilegiada en su proceso de venta de activos, pero, a la vez, se vieron lanzadas a competir en la arena internacional. Si eso inicialmente las forzó a emprender estrategias de expansión – sobre todo a nivel regional –, posteriormente implicó que sus negocios fueran absorbidos por capitales más concentrados. Este desembarco de inversores externos se desarrolló, al mismo tiempo, a través de la progresiva disminución de la participación estatal en el capital accionario de YPF – que tuvo como corolario la toma de control de la compañía por Repsol en 1999.

En tercer lugar, la apertura del sector a la inversión privada supuso que *el aprovechamiento de los hidrocarburos como objetos de uso quedase subordinado a las posibilidades de desenvolvimiento de la lógica del valor*. Si, por un lado, esto permitió potenciar el desarrollo de los campos petroleros y una aproximación al autoabastecimiento, por el otro, exasperó la extracción y la exportación de recursos. El sometimiento de las inversiones a la presión de la competencia internacional se tradujo en un crecimiento de la producción que rebasó ampliamente las necesidades del mercado interno, y que no tuvo contrapartida en los esfuerzos dedicados al cateo y la exploración. Como consecuencia, se aceleró la extenuación de los principales yacimientos y ocurrió un marcado descenso del “horizonte de reservas”. *Este problema permaneció latente durante la convertibilidad, tornándose un verdadero dilema a conjurar a partir de 2002*.

2.1 El modo de acumulación de la postconvertibilidad

La acumulación de capital articula una totalidad a escala mundial. Se encuentra regida por la tendencia a la subsunción del conjunto de las relaciones sociales bajo la lógica del capital, aunque ese universal sólo puede desenvolverse mediado por los Estados y espacios nacionales de valor (Astarita, 2010). A este otro nivel, la acumulación adquiere forma concreta como realidad de “la economía”, esfera de la producción y circulación de mercancías escindida del ejercicio del poder político. Tal separación aparece de manera objetiva, pero esa objetividad no es sino resultado del carácter fetichista de la relación social, es decir, de la forma en que el capital perpetúa la subordinación del trabajo. La separación es algo permanentemente reproducido y, por tanto, históricamente contingente, que se manifiesta en distintas formas de lo político y lo económico. Así pues, la categoría intermedia «modo de acumulación» expresa, en un país y un período de tiempo determinados, dos momentos de una totalidad de la cual es parte (Piva, 2019): por un lado, el proceso específicamente económico de subordinación del trabajo; por el otro, las formas nacionales singulares en las que, a través de la composición de las clases y sus luchas, se estructuran las tendencias universales del capital.

Desde esta perspectiva, la postconvertibilidad se entrelazó con distintos fenómenos de orden externo e interno. *A nivel local, se relaciona con el ascendente ciclo de conflictividad iniciado a mediados de los noventa.* La serie de estallidos sociales que culminó con la insurrección popular de fines de 2001 respondió tanto a las consecuencias del programa de ajuste estructural, como a los mecanismos de desahogo de la convertibilidad en las fases recesivas. El bloqueo a la vía deflacionaria de resolución de la crisis dio un carácter paradójico al período abierto en 2002 (Piva, 2015). La devaluación de enero de ese año, el salto inflacionario que le siguió y el virtual congelamiento de los salarios, tuvieron efectos positivos sobre la tasa de ganancia y la competitividad internacional de la economía. En lo inmediato, pues, aquel bloqueo no pudo evitar el éxito de la salida inflacionaria, ni dar curso a una impugnación más radical de la reestructuración neoliberal. *Sin embargo, produjo un “movimiento orgánico” que alteró duraderamente las relaciones sociales de fuerza entre las clases y grupos sociales.* A partir de esta modificación, quedó abierta la posibilidad de una creciente asincronía entre las necesidades de la acumulación y la lógica “neopopulista” de recomposición del consenso, basada en la satisfacción gradual de demandas económicas y políticas (Piva, 2012b; 2015).

Ese vínculo encontró una primera vía de resolución en los cambios experimentados por la acumulación a escala mundial. En efecto, el ciclo de recuperación y crecimiento sostenido de la postconvertibilidad² se entrelaza con la reversión de la tendencia secular de deterioro de los términos del intercambio y una reorientación de las conexiones argentinas en el mercado mundial. La canasta de exportaciones nacionales incrementó su cotización un 118% y el Índice de Términos de Intercambio tuvo una mejora de prácticamente el 50%. El fenómeno está relacionado con el proceso de internacionalización del capital y tiene su origen específico en la demanda de distintos *commodities* impulsada por las economías de Asia Pacífico – especialmente China. Durante la postconvertibilidad, estos países ganaron participación en el comercio exterior argentino a expensas de Estados Unidos y la Unión Europea, tradicionales socios comerciales del país junto con Brasil.³

La reversión de los términos de intercambio impactó positivamente en la balanza comercial y también fue gravitante para el mantenimiento del superávit fiscal. Entre 2003 y 2011, el saldo comercial promedió US\$ 14.500 millones y los ingresos por el cobro de derechos de exportación representaron alrededor de un 20% de los recursos tributarios de la Administración Pública Nacional. En el marco de la renegociación de la deuda y el pago de las obligaciones con el FMI, los superávits “gemelos” se tradujeron en sucesivos saldos positivos de cuenta corriente⁴. A diferencia de la década anterior, durante el auge de la postconvertibilidad no fue necesario recurrir al financiamiento externo para suturar desequilibrios macroeconómicos. *La disponibilidad de divisas “autonomizó” al Estado frente a la dinámica del conflicto social, a la vez que posibilitó una actuación relativamente independiente en el plano internacional.*

(2) Entre 2003 y 2011, se observa un incremento anual acumulado del PIB del 6%, sólo interrumpido por una caída del 5,9% en 2009.

(3) Entre 2002 y 2011, las exportaciones FOB a los países de Asia Pacífico pasaron del 11% al 15% del total, mientras que las importaciones CIF ascendieron del 10% al 21% del total. En ambos rubros, se ubicaron únicamente por detrás de Brasil, que en 2011 alcanzó gravitaciones del 21% y 30%, respectivamente.

(4) Los superávits por cuenta corriente alcanzaron una media anual de US\$ 6.800 millones entre 2002 y 2009. En 2010 y 2011 se observan déficits de US\$ 1.500 y US\$ 4.400 millones, respectivamente.

Sin embargo, *la restricción financiera permaneció larvada en las características estructurales de la acumulación legadas por la convertibilidad, como fenómeno asociado a la debilidad de la inversión. Estas condiciones imponían límites a la lógica política de recomposición del consenso* (Piva, 2015). En primer término, puede observarse que la internacionalización del ciclo económico local tendió a incrementarse. Medida a precios de 1993, en 2011 la relación porcentual de las exportaciones y las importaciones con el PIB era un 16% y un 12% superior a la de 1998, respectivamente. Tal profundización se basó, principalmente, en aquellos sectores que habían atravesado con éxito el proceso de reestructuración de los noventa. En este sentido, la comparación de distintos indicadores muestra pocos cambios en la composición del comercio exterior. Tanto en 1998 como en 2011, las Manufacturas de Origen Agropecuario (MOA) e Industrial (MOI), representaban alrededor del 68% del total de ingresos de la balanza comercial. Con leves variaciones, en 2001 y 2011, cuatro complejos concentraban una participación del 58% sobre el total de exportaciones FOB: oleaginoso, automotriz, cerealero y petrolero-petroquímico. Del mismo modo, durante los ciclos de crecimiento 1991-1998 y 2003-2011, las MOI fueron las más dinámicas en el crecimiento de las cantidades exportadas, seguidas por los productos primarios y las MOA. En este último registro, la principal diferencia se observa respecto de los combustibles, cuyo volumen exportado pasó de un crecimiento del 386,5%, a una caída del 65,7% – hecho al que regresaremos más adelante.

Durante la postconvertibilidad, la industria manufacturera revirtió su decreciente participación porcentual en el PIB. Medido a precios de 1993 y considerando el Valor Agregado Bruto a precios de productor, luego un piso del 15,3% en 2002, en 2011 el PIB industrial se ubicó en torno al 16,3%. Este crecimiento del producto adoptó dos características centrales. *Por un lado, profundizó el carácter desarticulado y tendiente a la “heterogeneización” de la estructura industrial.* En tal sentido, es posible observar la convivencia de tres sectores (Gaggero; Schorr; Wainer, 2014; Pérez Roig, 2020b). En primer término, un sector dinámico que produce mercancías de bajo valor agregado orientadas a la exportación. Estas ramas son receptoras de inversiones extranjeras⁵ y superavitarias en sus intercambios externos⁶, pero resultan vulnerables a la volatilidad del precio de los *commodities*. En segundo término, se desarrollaron con gran dinamismo distintas actividades industriales ligadas al mercado mundial por el ensamblado de partes producidas internacionalmente. Este sector aumentó notablemente sus volúmenes de producción y productividad, pero no pudo superar las trabas al desarrollo planteadas por su baja integración local.⁷ Finalmente, bajo la protección de la devaluación, la pulverización inicial de los salarios y la persistencia del empleo precarizado, reverdecieron ramas “mercado-internistas” que habían sido castigadas por la apertura de la competencia durante la convertibilidad. Este sector fue responsable tanto de un redivivo proceso de sustitución de importaciones, como de una parte importante de la recuperación del empleo⁸. Sin

(5) Dos secciones de este sector se posicionaron entre las cinco principales receptoras de flujos de IED entre 2005 y 2011: Industria química, caucho y plástico (US\$ 5.869 millones); Alimentos, bebidas y tabaco (US\$ 4.318 millones) (BCRA).

(6) En 2011, las principales ramas de este sector totalizaron un superávit comercial de US\$ 48.167 millones.

(7) El caso más importante es el de la industria automotriz, que, pese a una destacable performance exportadora, permaneció entre las ramas deficitarias en divisas (US\$ 2.662 millones en 2011). El principal déficit comercial de este segundo sector se observa en el caso de los intercambios de Equipos y partes de equipos eléctricos (US\$ 7.761 millones en 2011)

(8) Según las categorías de la Encuesta Industrial de INDEC, podemos ubicar aquí a la fabricación de productos textiles y prendas de vestir; de madera, muebles y colchones; y – salvo pocas excepciones – de maquinaria y equipo.

embargo, aquí el crecimiento del volumen físico de la producción se ubica en general por debajo de la media de la industria manufacturera y los incrementos de productividad son más débiles que en las demás ramas.

Por el otro, en términos agregados, el crecimiento del producto manufacturero adoptó un carácter predominantemente «capital-extensivo» (Piva, 2018; Pérez Roig, 2020b), que lo posicionó por detrás de los resultados alcanzados en el auge de la convertibilidad. Durante la mayor parte del ciclo, la ampliación de la capacidad productiva se desarrolló sin cambios cualitativos de base tecnológica que potenciaran la generación de excedentes y la competitividad internacional de la economía – condiciones necesarias para evitar la asincronía entre acumulación y legitimación. En este sentido, sobre todo entre 2003 y 2007, la principal fuente de aumento del producto fue el crecimiento extensivo más que intensivo, es decir, la expansión de la ocupación y el aprovechamiento de capacidad instalada ociosa, más que la mayor productividad por trabajador empleado.

Ambas características muestran, pues, la persistencia de un modelo de desarrollo “dependiente”, tanto desde el punto de vista de su inserción mundial, como respecto de la innovación tecnológica y la producción de bienes de capital (Gaggero; Schorr; Wainer, 2014). *Este último límite es el fundamento de la fragilidad externa de la acumulación y se manifiesta, especialmente, en la tendencia al déficit comercial industrial en las fases de crecimiento.* Entre 2003 y 2011, mientras las exportaciones se incrementaron un 177% en dólares, las importaciones lo hicieron un 404%, horadando progresivamente el superávit de la balanza comercial. Ese último año, alrededor del 70% de las compras externas se explicó por la adquisición de maquinaria, bienes intermedios y piezas y accesorios.

3 Los dilemas de la política hidrocarburífera

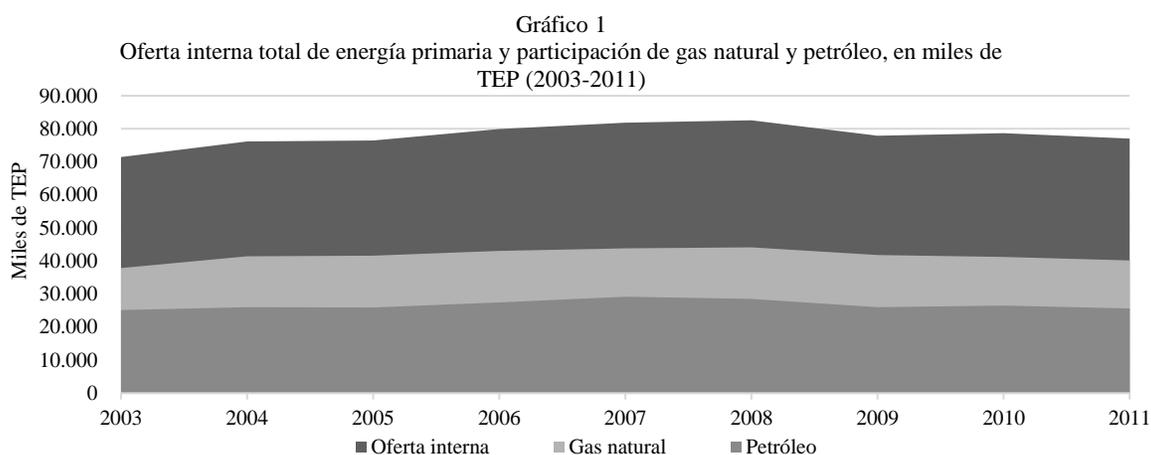
La caracterización anterior contribuye al planteo de premisas relevantes para el análisis de la política hidrocarburífera del Estado. En términos generales, se observa que la reproducción “orgánica” de la postconvertibilidad se encontraba subordinada a un frágil compromiso de condiciones internas y externas: *tipo de cambio alto*, heredado de la salida del régimen de paridad y necesario para el equilibrio de la balanza de pagos por sus efectos tanto sobre la competitividad de la producción local como sobre el comportamiento de las importaciones; *superávit por cuenta corriente*, fuente de divisas que dotaba al Estado de recursos materiales para la modulación del conflicto social; *superávit fiscal*, que permitía la implementación de políticas expansivas y contracíclicas; y *términos de intercambio favorables*, fundamento último de los saldos comerciales y de cuenta corriente.

Asimismo, se deduce que la creciente internacionalización de la acumulación presiona sobre el espacio nacional y tiende a imponer condiciones de competencia determinadas por el mercado mundial. En el caso del sector hidrocarburífero, esa restricción cobraba mayor fuerza debido a dos factores. *En primer lugar, a raíz de la elevada presencia de capitales provenientes del exterior.* Las fusiones y adquisiciones ocurridas durante la postconvertibilidad indican una profundización del proceso abierto por las reformas neoliberales. Hacia fines de 2011, seis compañías de carácter global⁹ controlaban el 70% y el 78% de la producción nacional de petróleo y gas natural, respectivamente. *En segundo lugar, debido al grado de maduración alcanzado por los principales yacimientos*, que empujaba a la actividad a asimilar objetivos más complejos que los tradicionales (Cruz, 2005). La

(9) Repsol YPF, Pan American Energy (PAE), Total Austral, Petrobras, Chevron y Apache.

migración hacia nuevos paradigmas de explotación demandaba un notable incremento de las inversiones, que colocaba a la geología nacional en una posición desventajosa respecto de otras oportunidades de negocio existentes. Ambos factores explican que la rentabilidad absoluta obtenida en el espacio nacional de valor no fuera por sí misma determinante para las decisiones de inversión (Barrera, 2013; Barrera y Serrani, 2018).

Es posible sostener, entonces, que *las características y fragilidades del modo de acumulación produjeron una contradicción entre las lógicas de apropiación y valorización de los hidrocarburos*. Durante la postconvertibilidad, los hidrocarburos *revalidaron su condición de objetos de uso indispensables para la reproducción*. Fruto del ciclo y las características del crecimiento económico, entre 2003 y 2011 el consumo final total de energía pasó de 42.566 kTEP¹⁰ a 53.555 kTEP. El Gráfico 1 muestra la incidencia del petróleo y el gas natural en la formación de la oferta interna de energía primaria en el mismo período.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía de la Nación.

A su vez, *los límites de la acumulación inducían al aprovechamiento mercantil de los recursos*. En una coyuntura de fuerte incremento del precio mundial, la exportación podía aportar tanto al equilibrio de la balanza de pagos, como al financiamiento de las capacidades estatales mediante la captura de rentas extraordinarias.

Sin embargo, esta condición social de valores ya no podía ser plenamente convalidada como en los noventa, pues del “manejo político” de los precios de la energía dependían tanto la competitividad de la producción local, como la legitimación que emanaba de la expansión del consumo de la población. Debido a su relación ambigua con el legado de la convertibilidad, la acción estatal se materializaría en un *set* descoordinado de políticas. Por un lado, la intervención no sólo buscaría garantizar abastecimiento al mercado doméstico, sino también subsidiarlo económicamente. Pero el cumplimiento de ambos objetivos estaría limitado por la vigencia de los principios de la reestructuración neoliberal. De modo tal que, por otro lado, la política energética se vería empujada

(10) Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

a dar cuenta de la producción de los hidrocarburos como valores subordinados a la competencia internacional.

3.1 Políticas de intervención: derechos de exportación y acuerdos de precios y abastecimiento

Según el artículo 3° de la Ley de Hidrocarburos n. 17.319/67, el propósito principal de la política definida por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) debe ser “satisfacer las necesidades del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad”. Entre 2002 y 2011, las administraciones de Eduardo Duhalde (2002-2003), Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández (2007-2011) privilegiaron dos mecanismos de articulación de ese objetivo con las necesidades del modo de acumulación: el sistema de derechos de exportación y la búsqueda de acuerdos voluntarios de precios y abastecimiento con las empresas.

3.1.1 Los derechos de exportación

Las retenciones fueron parte del paquete de medidas macroeconómicas que puso fin a la convertibilidad. El artículo 6° de la Ley de “Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario” N° 25.561/02 afectó la libertad de precios y de exportación mediante la creación de un régimen de retenciones por un período de cinco años. Los ingresos generados por estos derechos servirían, originalmente, para garantizar la emisión de títulos en moneda extranjera del Gobierno nacional, compensatorios de los desequilibrios ocasionados en el sistema financiero por la modificación del tipo de cambio y la reestructuración de las deudas.

Como se aprecia en el Cuadro 1, el régimen fue objeto de una profusa actividad legislativa.

Cuadro 1
Régimen jurídico del sistema de derechos de exportación

<i>Norma principal</i>	<i>Mes y año</i>	<i>Contenido y normas relacionadas</i>
Ley n. 25.561	Enero de 2002	Creó el régimen de retenciones por un período de cinco años. Fue renovado por las leyes n. 26.217/06 y n. 26.732/11.
Decreto n. 310	Marzo de 2002	Fijó alícuotas de retención del 20% para el crudo y del 5% para los refinados. El Decreto n. 809/02 ratificó esas alícuotas y las hizo extensivas a otros hidrocarburos.
Decreto n. 645	Abril de 2002	Creó un “Registro de Contratos de Operaciones de Exportación”, reglamentado por la Resolución n. 38/02 de Secretaría de Energía de la Nación. La Resolución n. 1.338/06 incorporó otros hidrocarburos.
Decreto n. 867	Mayo de 2002	Declaró en emergencia el abastecimiento de hidrocarburos en todo el territorio nacional. Las resoluciones n. 140/02 y n. 166/02 de Secretaría de Energía de la Nación establecieron límites a la exportación de petróleo crudo. Al poco tiempo, fueron abrogadas por la Resolución n. 341/02. La Resolución n. 265/04 de Secretaría de Energía de la Nación suspendió temporalmente la exportación de excedentes de gas.

Continúa...

Cuadro 1 – Continuación

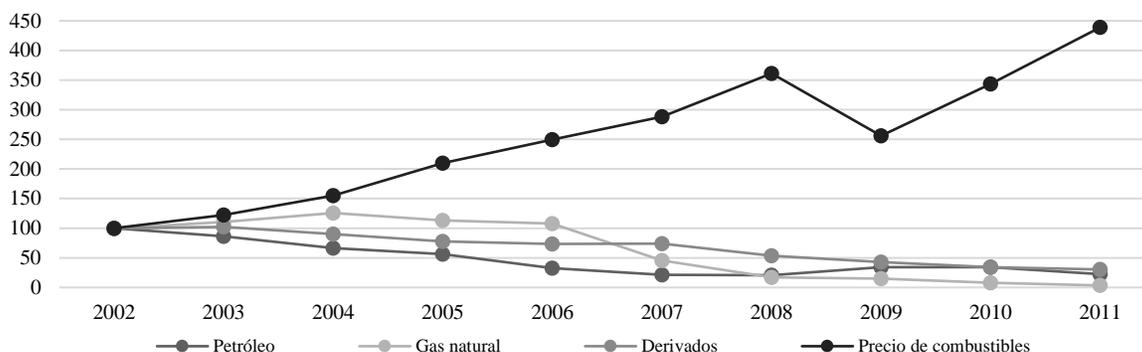
<i>Norma principal</i>	<i>Mes y año</i>	<i>Contenido y normas relacionadas</i>
Decreto n. 2.703	Diciembre de 2002	Ratificó la libre disponibilidad del 70% de las divisas obtenidas por la exportación, siempre que garantizaran el suministro y precios estables. En 2011, el Decreto n. 1.722 restableció la obligatoriedad del ingreso y la negociación en el mercado de cambios de la totalidad.
Resoluciones n. 335 y 337 del Ministerio de Economía y Producción (MEP)	Mayo de 2004	Elevaron al 20% la retención de GLP, al 25% el impuesto a la exportación de crudo y ratificaron la alícuota del 5% para los productos refinados.
Decreto n. 645	Mayo de 2004	Estableció una retención del 20% para las exportaciones de gas natural y autorizó al MEP a modificar las alícuotas de los derechos de exportación.
Resolución n. 532 del MEP	Agosto de 2004	Fijó un mínimo de retención del 25%, mientras el precio internacional del crudo WTI se mantuviera por debajo o fuera igual a los US\$ 32; en caso de una cotización superior, se establecieron alícuotas adicionales variables del 3% al 20%.
Resolución n. 534 del MEP	Julio de 2006	Incrementó del 20% al 45% el impuesto a las exportaciones de gas natural, tomando como base el precio fijado por el convenio de abastecimiento con Bolivia.
Resolución n. 394 del MEP	Noviembre de 2007	Fijó un valor de corte de US\$ 42 para el barril de crudo en el mercado interno y otro mecanismo progresivo de cálculo de las alícuotas de retención de acuerdo a la cotización internacional. También se establecieron nuevos valores de corte y de referencia que elevaron las retenciones para otro tipo de hidrocarburos y productos elaborados.
Resolución n. 126 del MEP	Marzo de 2008	Incrementó al 20% la retención en concepto de exportación de biodiesel.
Resolución n. 127 del MEP	Marzo de 2008	Se elevó una vez más la retención al gas de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos, pudiendo alcanzar el 100% en caso de que el precio internacional igualara o superara los valores de referencia.

Fuente: Elaboración propia en base a normativa citada.

Con cada modificación, el sistema mutó gradualmente de un paliativo de la crisis y las consecuencias de la salida de la convertibilidad, a un mecanismo permanente de intervención estatal frente a la contradicción valor/valor de uso. Sus efectos pueden agruparse en tres dimensiones.

En primer término, se modificó la dinámica exportadora del sector energético. Como muestra el Gráfico 2, durante la postconvertibilidad tuvo lugar una gradual caída de las cantidades comercializadas internacionalmente, pese al fuerte crecimiento de los precios en el mercado mundial.

Gráfico 2
Exportaciones de petróleo, gas y derivados* según índice de cantidad y precios internacionales

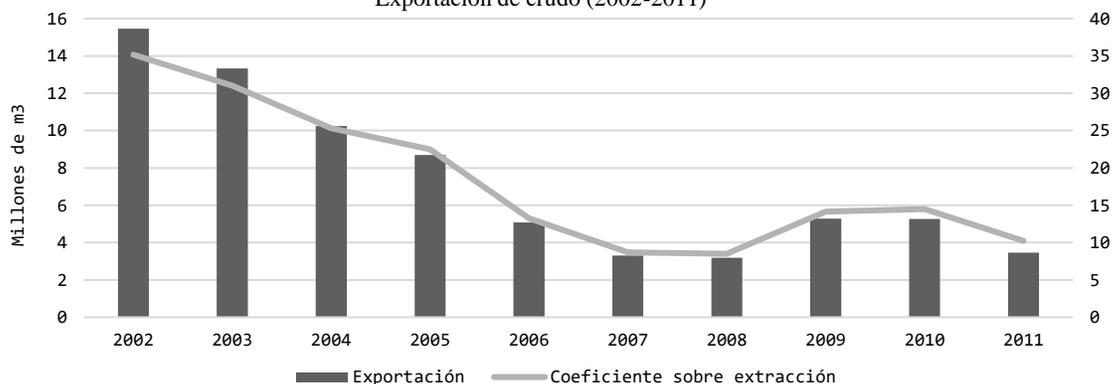


* Naftas, fuel oil, diesel oil, gas oil, aerokerosene, lubricantes, asfaltos, coke y derivados para uso petroquímico

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ministerio de Economía y Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

La exportación de petróleo crudo prolongó la declinación iniciada en 1998, aunque durante buena parte de esta etapa continuó siendo elevada en términos absolutos e históricos¹¹.

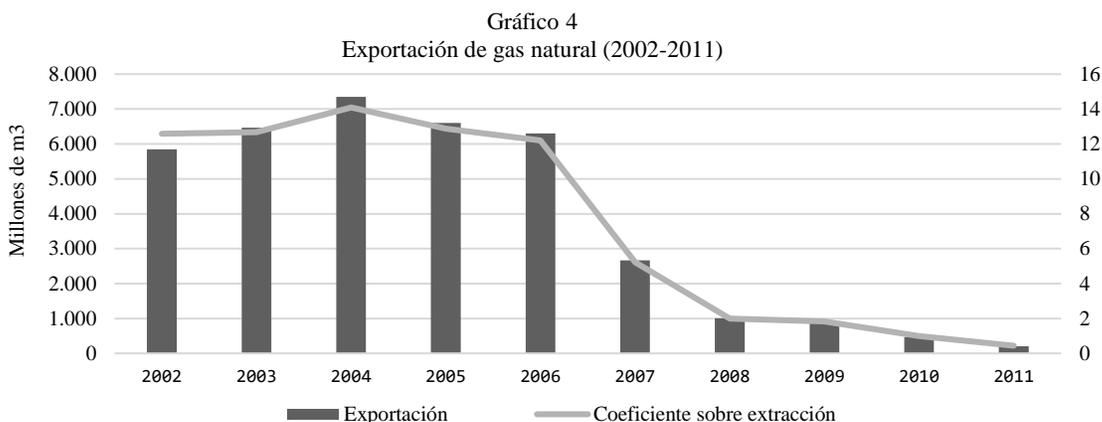
Gráfico 3
Exportación de crudo (2002-2011)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación e IAPG.

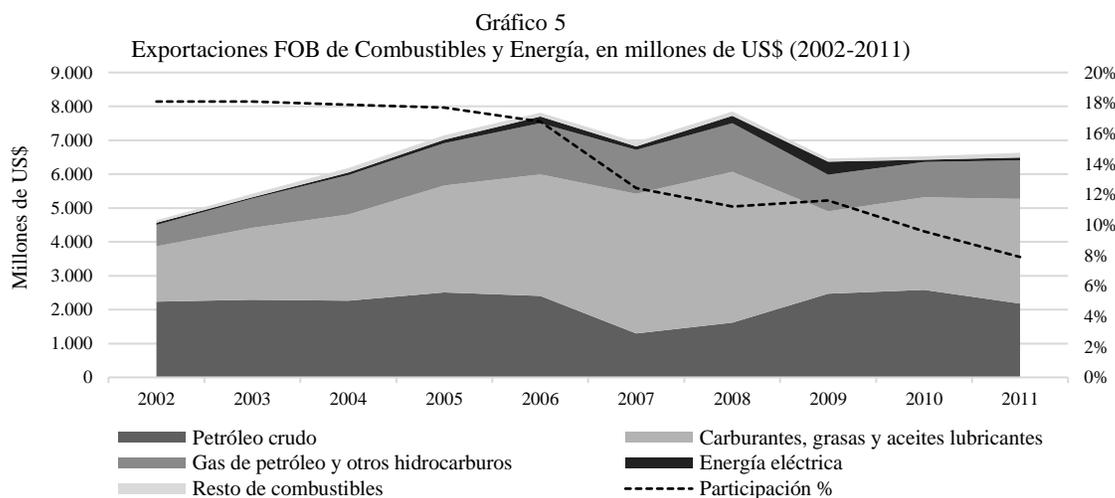
En el caso del gas natural, el progresivo incremento de las alícuotas aplicadas expresa la condición “estratégica” atribuida al recurso. Como se observa en el Gráfico 4, en 2007 hubo un quiebre del comportamiento exportador, que pasó a ser marginal a partir de 2008.

(11) En 1989, las exportaciones de crudo significaron tan sólo un 2,6% del total extraído a nivel nacional. Ese porcentaje se incrementó a lo largo de la convertibilidad, hasta alcanzar un pico del 41,3% en 1996, y un máximo absoluto de 19,1 MMm³ en 1998. Como muestra el Gráfico 3, la caída iniciada a partir de aquí continuó durante la postconvertibilidad. Sin embargo, si observamos el período 2002-2006, las exportaciones representaron, en promedio, un 25% de la extracción. En 2010 y 2011, esa relación todavía se ubicó en un 14,5% y 10,2%, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación e IAPG.

Finalmente, los productos refinados fueron alcanzados de manera diferencial por los derechos de exportación – ver Cuadro 1. En la medida en que pagaban menor retención, pero su precio internacional seguía al del crudo, la exportación permitía a las empresas asegurarse una mayor rentabilidad. Los Gráficos 2 y 5 muestran que, durante los primeros años de la postconvertibilidad, las ventas externas de derivados cayeron más lentamente que las de hidrocarburos sin procesamiento. Sobre la base de la capacidad ociosa existente, ese comportamiento contribuyó a una efímera “reindustrialización” de las exportaciones de combustibles.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación.

En términos agregados, el movimiento ascendente de los precios internacionales compensó la caída de las cantidades exportadas. Como se observa en el Gráfico 5, las ventas externas crecieron sostenidamente hasta 2006 y mantuvieron una importante participación sobre el total, cercana al pico del 18% alcanzado entre los años 2000-2001. Posteriormente, hasta 2011, se estabilizaron en torno a

los US\$ 6.500 millones y redujeron su gravitación en el conjunto – aunque ésta se mantuvo próxima al promedio de los noventa y continuó siendo elevada en términos históricos.

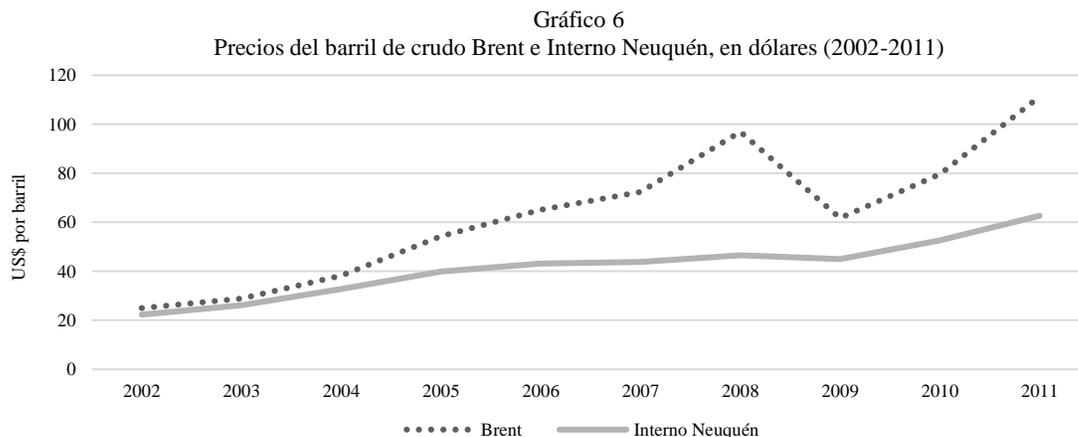
En segundo lugar, los derechos de exportación tornaron más equitativa la apropiación de la renta petrolera. De acuerdo con estimaciones de Barrera (2013), *los actores más beneficiados fueron las refinerías y los consumidores*, que entre 2001 y 2011 incrementaron su participación del 9,2% (US\$ 512 millones) al 42,1% (US\$ 6.573 millones). Esta transferencia dio un primer salto en 2002, cuando se implementaron las retenciones – pasó a ser del 18,3% – y continuó incrementándose hasta 2008 – cuando sobrepasó el 50% –, a medida que se modificaban las alícuotas aplicadas y crecía la brecha entre los precios local e internacional¹². Tal crecimiento se produjo, fundamentalmente, a expensas del sector privado-extractivo. En el mismo período, su apropiación sobre el total de la renta disminuyó del 59,8% (US\$ 3.356 millones) al 31,5% (US\$ 4.917 millones). Finalmente, la participación del Estado Nacional y las provincias fue oscilante, aunque de punta a punta se mantuvo relativamente estable en torno al 30%.

Al margen de las modificaciones en la distribución, todos los actores se vieron favorecidos por una masa mayor, que ascendió de US\$ 5.500 millones a US\$ 13.800 millones entre 2001 y 2010. En el caso del Estado, medidos en términos absolutos, los ingresos se incrementaron un 135%, hasta alcanzar los US\$ 4.101 millones. Más de la mitad se originó gracias al cobro de derechos de exportación, mientras que el 25,7% y 22,7% restantes se obtuvieron por la tributación de impuesto a las ganancias y el pago de regalías, respectivamente (Barrera, 2013). De esta manera, las retenciones contribuyeron al sostenimiento del superávit fiscal. Entre 2003 y 2011, la recaudación por derechos de exportación de hidrocarburos y sus derivados pasó de \$ 1.312 millones a \$ 10.085 millones (AFIP). En 2008, gracias al aumento en los precios y la fijación de nuevas alícuotas, estos ingresos alcanzaron una gravitación máxima del 27,6% y del 3,7% sobre el total de derechos de exportación y de los recursos tributarios, respectivamente (Barrera, 2013).

En tercer lugar, al desacoplar las dinámicas del espacio nacional y el mercado mundial, las retenciones funcionaron como un mecanismo de control de los precios, moderando las tendencias al alza en el ámbito local y sus impactos sobre la competitividad de la economía y la inflación. Según muestra el Gráfico 6, entre 2002 y 2008, la brecha entre el precio *spot* del barril de Brent y el crudo neuquino comercializado internamente se ensanchó ininterrumpidamente¹³.

(12) Como referencia de la singularidad de esta distribución, puede tomarse el estudio de Campodónico (2008). Allí el autor determina que, en 2006, los consumidores argentinos se vieron beneficiados con un 38% de la renta petrolera – resultado que es consistente con el estudio de Barrera (2013). Esa magnitud se encuentra poco por debajo de la estimada para el caso venezolano (43% en 2005) y prácticamente duplica la del caso ecuatoriano (20% en 2005).

(13) Ver más abajo la diferencia entre los precios internos y de importación de gas natural (Gráfico 7 y Cuadro 4).



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación y US Energy Information Administration.

En 2009, la diferencia se redujo debido al derrumbe de las cotizaciones internacionales, aunque rápidamente volvió a crecer conforme aquellas se recuperaron.

3.1.2 Acuerdos de precios y abastecimiento

Al margen del desacople producido por las retenciones, el único control directo sobre los precios internos fue establecido por el artículo 8° de la Ley n. 25.561/02, que anuló la indexación y “desdolarizó” las tarifas de servicios públicos. Con esta salvedad, la intervención ensayada a lo largo del período intentó respetar el régimen jurídico legado por la convertibilidad. El Gobierno desechó la posibilidad de fijar estratégicamente los precios de la cadena de comercialización y optó, en cambio, por una política de acuerdos voluntarios (Ramos Mejía, 2008).

En lo referido a los combustibles líquidos, en enero de 2003 la Resolución n. 85 de Secretaría de Energía de la Nación homologó el “Acuerdo de Bases”, un entendimiento entre empresas de los segmentos de extracción, refinación y comercialización. Con el objetivo de asegurar la estabilidad de precios, se fijó en US\$ 28,5 la cotización de referencia del barril de WTI para el cálculo y la liquidación de regalías de petróleo crudo. Adicionalmente, se celebraron diversos acuerdos para garantizar el abastecimiento en la provisión de gasoil al transporte público de pasajeros.

En el caso del gas natural, en febrero de 2004 se dictaron dos decretos con el objetivo de “normalizar” la extracción y el abastecimiento. El Decreto n. 180 creó un fondo fiduciario para “atender inversiones de transporte y distribución de gas”. Asimismo, la norma constituyó un “Mercado Electrónico de Gas”, cuya función primordial sería transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria. El propósito general era que se diversificaran las alternativas de contratación en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y que los precios en los mercados *spot* y secundarios se conformaran eficientemente por la libre interacción de oferta y demanda. De esta manera, siempre que no existieran restricciones de abastecimiento para el mercado interno, la actividad volvería a operar en el marco de la desregulación establecida por el Decreto n. 2.731/93. En este sentido, el Decreto n. 181 encomendó a la Secretaría de Energía la elaboración de un “esquema

de normalización” a ser acordado con los productores, aunque la mejora del precio del gas natural en el PIST estaría sujeta a la formación de un cuadro de segmentación tarifaria por tipos de usuarios.

En aquel momento, existían indicios de que el sector podía entrar en crisis debido a una fuerte disminución de la inversión en exploración y desarrollo. En marzo de 2004, se adoptaron medidas “de prevención” para evitar restricciones, sobre todo del abastecimiento destinado al parque eléctrico. *Fueron suspendidas las exportaciones de excedentes de gas natural* – o la utilización de volúmenes para la generación de electricidad para exportar –, así como la tramitación de nuevas autorizaciones. A su vez, se instruyó a la Subsecretaría de Combustibles para que elaborara un programa orientado a racionalizar las ventas externas y la utilización de la capacidad de transporte instalada a tales efectos. *Estas decisiones comenzaron a afectar la interconexión con Chile*, consistente en siete gasoductos transcordilleranos construidos durante la década del noventa. Hasta el comienzo de las restricciones, se estima que la política de integración había ahorrado US\$ 1.000 millones al país trasandino entre 1998 y 2003 (Galetovic; Inostroza; Muñoz, 2004). Las consecuencias de la “crisis del gas” condujeron al gobierno de Michelle Bachelet (2006-2010) a la implementación de un “Plan de Seguridad Energética” que, entre otras medidas, contemplaba la necesidad de construir plantas para la importación de GNL (Ruiz Caro, 2010).

En abril de 2004, la Resolución n. 208 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios homologó el acuerdo previsto por el Decreto n. 181/04. De esta manera, el ajuste se escalonaría de acuerdo con un *set* de precios diferenciados para la industria, la generación de energía eléctrica, el abastecimiento de GNC, los pequeños usuarios y el consumo residencial. Para estos últimos dos segmentos, los precios se mantendrían sin modificación hasta tanto no se avanzase en la implementación del esquema de normalización de los restantes. En este marco, la recomposición de los precios en boca de pozo alcanzó los niveles máximos de la convertibilidad a principios de 2006.

La formalización de este acuerdo fue complementada por la reanudación de las importaciones de Bolivia, así como por la compra de combustibles a Venezuela. Considerando que estos y otros acuerdos¹⁴ contribuirían a asegurar el abastecimiento energético del ámbito doméstico, la Resolución n. 659/04 de Secretaría de Energía flexibilizó las restricciones. El nuevo “Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural” preveía que, en caso de insatisfacción de demanda del mercado local, los productores exportadores inyectaran los volúmenes adicionales necesarios o que, en su defecto, los reemplazaran “por cantidades de energía equivalentes”. De esta manera, se buscaba reducir al mínimo o evitar las eventuales afectaciones que pudieran sufrir las exportaciones de gas.

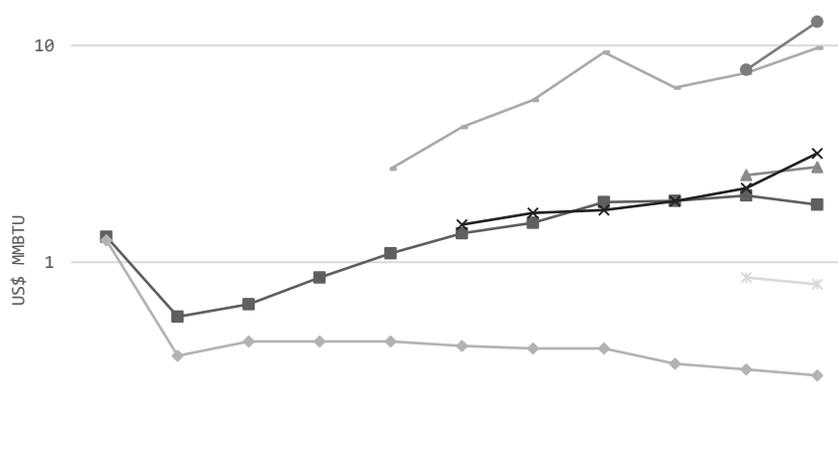
En junio de 2007, la Resolución n. 599 de Secretaría de Energía homologó un nuevo acuerdo para el período 2007-2011. Si bien se mantuvieron los objetivos pautados en el entendimiento anterior, tanto los considerandos de la medida, así como sus términos, revelan la creciente consideración “estratégica” del recurso en la orientación de la política hidrocarburífera. La satisfacción del mercado interno como “postulado fundamental de la política energética del gobierno”, tendió a subordinar el propósito de normalizar los precios de acuerdo con los costos reales de la energía. En este sentido, la norma privilegiaba la definición de los lineamientos de intervención

(14) Decidimos desarrollar las políticas de integración en el siguiente apartado, debido a que sus frustrantes resultados tienen un nexo explicativo más fuerte con aquellas que buscaron incentivar la inversión doméstica.

de la Secretaría y los compromisos que debían asumir los productores, por sobre la fijación de los nuevos segmentos de precios.

Tal conjunto de decretos, resoluciones y disposiciones fue conformando un mosaico de intervenciones *ad hoc* sobre el sector gasífero, entre cuyas consecuencias dos merecen ser destacadas. Por un lado, en lo que a la investigación concierne, se opacaron “referencias estables y comprensibles de los valores a los que efectivamente ha sido transado el gas en el mercado interno y externo” (Kozulj, 2012, p. 19). En el caso de los precios en boca de pozo, sólo es posible una aproximación a partir de distintas estimaciones y fuentes – que en varios aspectos tienden a diferir entre sí.

Gráfico 7
Estimación del precio del gas en boca de pozo, promedio total*, promedio anual por sector e importaciones, en US\$ por MMBTU (2001-2011)



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
■ Promedio*	1,31	0,56	0,64	0,85	1,10	1,36	1,52	1,89	1,92	2,03	1,84
◆ Residencial	1,26	0,37	0,43	0,43	0,43	0,41	0,4	0,4	0,34	0,32	0,3
▲ Industrial										2,52	2,75
✕ Generación eléctrica						1,49	1,69	1,74	1,91	2,2	3,18
* GNC										0,85	0,79
— Importaciones desde Bolivia					2,7	4,2	5,6	9,3	6,4	7,46	9,74
● GNL										7,72	12,86

* De acuerdo a precios totales del gas natural ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación, BCRA, MEGSA, Kozulj (2012) y López Crespo, García Zanotti y Kofman (2016).

Por el otro, como se desprende del Gráfico 7, la segmentación del mercado y los diferentes criterios de intervención aplicados condujeron tanto a una gran dispersión de los precios internos (López Crespo, García Zanotti y Kofman, 2016), como a una creciente brecha entre éstos – *pero sobre todo el residencial* – y los abonados en concepto de importaciones desde Bolivia o mediante la contratación de embarques de GNL.

3.2 Políticas de incentivos: la trunca promoción de formas “no convencionales” de energía

Las medidas analizadas imponían límites a las posibilidades de realización de los capitales petroleros, en un marco de relativa madurez de la geología nacional que empujaba a la industria a la exploración de “prospectos” de mayor complejidad. Esta situación concitaba cada vez más atención en el sector y era el *leitmotiv* de un conjunto de demandas: eliminación de las retenciones e implementación de otros incentivos fiscales; formulación de un nuevo corpus normativo que receptara las especificidades de los diferentes proyectos; así como políticas de promoción que implicaban que el Estado asumiera un rol catalítico para la inversión¹⁵. *El Gobierno no ignoraba estas exigencias, pero sólo era capaz de integrarlas en su marco nacional de referencia, es decir, conforme a criterios de rentabilidad y objetivos emanados de las peculiaridades del modo de acumulación.* Como veremos en este apartado, ello limitó las posibilidades de éxito de las diferentes políticas implementadas con el propósito de incentivar la incorporación de reservas y la producción.

3.2.1 ENARSA: la fallida apuesta al offshore y a la integración regional

En octubre de 2004, la Ley n. 25.943 formalizó la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). ENARSA se encontraba controlada por el Estado nacional y fue concebida con un doble carácter. Por un lado, se la facultó para intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante. Por el otro, su desempeño debía propiciar la apertura de áreas a la valorización de capital y cumplir un rol dinamizador en emprendimientos conjuntos con agentes privados.

Con el propósito de alentar el *offshore*, ENARSA recibió la titularidad de los permisos de exploración y concesiones de explotación nacionales que se encontraban vacantes. Así, se amplió notablemente la extensión de la plataforma continental considerada “prospectable” y abierta a inversiones. La promoción oficial coincidió con un relevante desarrollo de este tipo de explotaciones a nivel mundial (World Ocean Review, 2014). Sin embargo, sus objetivos se vieron prematuramente bloqueados por una pobre capitalización de la empresa, que impidió el desarrollo de inversiones en tecnología y la contratación acorde de personal. El estatuto de ENARSA fijó un capital social de \$ 50 millones (Decreto n. 1.692/04) y, para el desarrollo de actividades durante 2005, el Gobierno nacional presupuestó una suma de tan sólo \$ 100 millones. De esta manera, quedó establecido un esquema de negocios basado en la modalidad *carry*. ENARSA únicamente aportaría la titularidad sobre las áreas, mientras que sus socios cargarían con la totalidad de los costos de las operaciones. La empresa estatal reintegraría a las demás partes sólo si el resultado fuera positivo, y lo haría con ingresos o hidrocarburos provenientes del área.

Bajo esta modalidad, sólo pudieron suscribirse acuerdos por los bloques marinos denominados E-1, E-2 y E-3 entre 2006 y 2008.

(15) Entre otros foros, estas demandas fueron el corazón del simposio “Frontera exploratoria de la Argentina”, en el marco del VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) en noviembre de 2005.

Cuadro 2
ENARSA – Asociaciones *offshore*

Área	Cuenca	Participación Porcentual de ENARSA	Operador	Socios
E-1	Colorado Marina	35	YPF S.A.	YPF S.A., Petrobras y Petrouuguay
E-2	Austral Marina	33,3	Enap SIPETROL	ENAP Sipetrol, YPF S.A.
E-3	Colorado Marina	35	Petrobras	Petrobras, YPF S.A.

Fuente: ENARSA.

De los tres, el único que recibió perforaciones exploratorias fue E-2 durante 2008, en el marco del “Proyecto Hélix E2” operado por Enap Sipetrol. Luego de un año y medio de trabajos, el proyecto fue abandonado y se revirtió el 50% del área original.

Por otro lado, en noviembre de 2005, Argentina y Venezuela firmaron un memorando de entendimiento en el que se establecieron pautas para la exploración y eventual explotación conjunta de PDVSA y ENARSA en los bloques CAA-16, CAA-20 (Cuenca del Golfo San Jorge), Calamar y Salmón (Cuenca Malvinas). Luego de la realización de estudios y la interpretación de datos sísmicos 2D en CAA-16 y CAA-20, en 2007 se decidió abandonar la zona y concentrar los esfuerzos en la Cuenca Malvinas. La actividad en los bloques Calamar y Salmón se inició recién en septiembre de 2012, sin lograr avances significativos.

En los hechos, el rol de ENARSA se redujo, fundamentalmente, a la de un vehículo para la firma de acuerdos interestatales con Bolivia y Venezuela. En el caso del país andino, los convenios apuntaron a subsanar los déficits de abastecimiento de gas provocados por la caída de la producción interna. Argentina reanudó sus compras en 2004, luego de una interrupción de cinco años. El acuerdo fue renovado y posteriormente renegociado en 2006, tras el arribo de Evo Morales a la presidencia. Este último “Convenio Marco” estableció un contrato de compraventa de gas natural a veinte años entre YPFB y ENARSA, por el cual se fijaron un nuevo precio – de US\$ 3,5 a US\$ 5/MMBTU – y mayores volúmenes de entrega – que debían ascender de 7,7 MMm³/d a 27,7 MMm³/d. Al mismo tiempo, se instruyó a las compañías el estudio de actividades conjuntas de exploración y explotación en territorio boliviano, así como el diseño y gestión del proyecto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA)¹⁶.

En el caso de Venezuela, si bien los acuerdos fueron más ambiciosos, *tampoco alcanzaron resultados relevantes* desde el punto de vista del fortalecimiento de la integración (ver Sabbatella, 2013). Del conjunto de los convenios rubricados, deben destacarse tres propósitos. En primer lugar, la firma de compromisos de compraventa de fueloil y gasoil venezolano destinados a la generación termoeléctrica, así como a la demanda energética de la producción agraria. Este fue el aspecto más concreto de la cooperación, dado el creciente consumo de combustibles fósiles del parque eléctrico¹⁷.

(16) El objetivo de la obra era transportar los volúmenes adicionales a distintas localidades que no contaban con gas de red. Sin embargo, las dificultades de Bolivia para incrementar la producción, así como los incumplimientos de los contratistas que ganaron licitaciones del lado argentino, postergaron su realización.

(17) Según datos de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), entre 2002 y 2011 el consumo de fuel-oil para generación eléctrica pasó de 39.372 toneladas (t) a 2.573.500 t, mientras que el de gas oil se incrementó desde 14.929 m³ a 2.019.300 m³. Ese organismo controlado por el Estado fue el encargado de suscribir los acuerdos de importación con PDVSA. Durante años, las cantidades, calidades y pagos realizados en el marco de esos convenios fueron objeto de múltiples denuncias, y no hemos podido determinar cuál fue su verdadera incidencia sobre el abastecimiento total.

En segundo lugar, la conformación de un consorcio de cooperación energética denominado PETROSUR, del cual también participarían ANCAP y Petrobras. Bajo este paraguas, el Gobierno venezolano manifestó su intención de realizar actividades de exploración, explotación y refinación en territorio argentino, pero el desembarco sólo se materializó en un puñado de permisos exploratorios que culminaron sin hallazgos de importancia, así como en la instalación de algunas bocas de expendio de combustibles. En suelo del país caribeño, a su vez, se conformó una sociedad para la explotación de un bloque en la Faja del Orinoco. Si bien se realizaron perforaciones exploratorias, la complejidad del proyecto y los montos de inversión necesarios no permitieron ir más allá de estimaciones respecto de la magnitud de los recursos – hasta 3.000 millones de barriles.

En tercer lugar, la realización de una obra de interconexión gasífera, bautizada “Gasoducto del Sur”. El proyecto fue presentado y ratificado por los gobiernos de Argentina, Brasil y Venezuela entre fines de 2005 y principios de 2006. Inicialmente, tendría una extensión de 8 mil kilómetros y alcanzaría una inversión aproximada de US\$ 20.000 millones a diez años. Con la posterior incorporación de Bolivia, el sistema de transporte adoptó un trazado reticular, por medio del cual Venezuela abastecería de gas al norte y nordeste de Brasil, mientras que el país andino haría lo propio con el sur brasileño, el Nordeste argentino y el Área Metropolitana de Buenos Aires. Pese a los beneficios previstos para todos los países participantes, hacia mediados de 2007 el proyecto ya había sido abandonado. Si bien el golpe de gracia se produjo a fines de ese año cuando Brasil decidió retirarse formalmente, desde un comienzo el emprendimiento había despertado múltiples interrogantes acerca de su factibilidad (Barreiro, 2006).

3.2.2 La Ley de regímenes promocionales n. 26.154

En paralelo a esas iniciativas, el PEN diseñó un paquete de incentivos para favorecer la incorporación de reservas y la producción. El proyecto de ley – enviado al Congreso en mayo de 2005 – proponía la creación de dos regímenes promocionales. El primero sería aplicable a todos los bloques con potencial geológico que se encontraran vacantes. Las áreas serían asignadas por la autoridad de aplicación correspondiente, mediante la realización de concursos públicos. Salvo renuncia explícita, ENARSA debía formar parte de la asociación para que los beneficios otorgados fueran efectivos. Una vez logrado el permiso, los titulares podrían acceder a áreas adyacentes sin mediar concurso, siempre que demostraran la existencia de continuidades geológicas y no se afectaran derechos preexistentes de terceros.

En lo referido a los incentivos fiscales, se recuperaba el sistema de devolución anticipada de IVA y amortización acelerada del Impuesto a las ganancias para las inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura. Asimismo, se excluía de la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta a todos aquellos bienes que, pertenecientes a los titulares de los permisos, se encontraran afectados al desarrollo de las actividades exploratorias. Finalmente, también se eximía de pago de derechos de importación y otros tributos a la introducción de bienes de capital, partes o elementos componentes de estos bienes que no fueran fabricados en el país y que resultaran necesarios para llevar a cabo las tareas de prospección.

Por su parte, el segundo régimen promocional establecía la posibilidad de que los titulares de concesiones de explotación hicieran una propuesta de subdivisión del área, a fin de generar una nueva

que sería alcanzada por aquellos beneficios. El permiso de exploración resultante estaría sometido a licitación, dando al antiguo titular el derecho de preferencia a igualar la mejor oferta recibida. Si así ocurriera, se haría efectiva una prórroga anticipada de diez años, que comenzaría a contarse a partir del plazo de vencimiento original. Nuevamente, salvo renuncia explícita, ENARSA debía integrar la asociación.

Los directivos de las empresas recibieron el anuncio con cautela, pero una vez conocidos los detalles del proyecto, *no tardaron en expresar abiertamente sus críticas*. La evaluación era que, más allá de los beneficios previstos, se mantenía un *government take* – compuesto por la suma de Impuesto a las Ganancias, regalías y derechos de exportación – demasiado alto para la seducción que podían ejercer las condiciones geológicas locales (La Nación, 9/2/2006). Al mismo tiempo, se reclamaba una participación activa del Estado a través de ENARSA, que no debía reducirse a la de un socio minoritario que “parasitara” los desembolsos del capital privado. Las compañías con un *portfolio* internacionalizado no iban a realizar grandes apuestas, si en primer lugar no arriesgaba la empresa estatal. *El fuerte rechazo empresario demoró el tratamiento de la iniciativa y acabó tornándola estéril*. Tras su paso por ambas cámaras, la propuesta sólo sufrió modificaciones menores y fue publicada en el Boletín Oficial el 1 de noviembre de 2006. Pese a recibir la adhesión de varias provincias, la norma nunca fue reglamentada.

3.2.3 Los planes “plus”

A comienzos de 2008, distintos factores empujaban al Gobierno a la implementación de otro tipo de incentivos. En primer término, las modalidades de promoción del *offshore* y nuevas áreas en tierra *resultaban poco acordes a las evaluaciones de riesgo hechas por las compañías*. A este factor se añadía una creciente expectativa – azuzada por los capitales y las provincias petroleras – por la posibilidad de emular en el país la “revolución de los no convencionales” que tenía lugar en Norteamérica. En segundo término, aunque el oficialismo había descartado la opción de recuperar el control estatal de YPF, sí se encontraba auspiciando el ingreso de un grupo de la burguesía local a su composición accionaria¹⁸. Desde su óptica, tal incorporación permitía asumir que la empresa sería más sensible a los requerimientos energéticos y económicos del país, pero, al mismo tiempo, *suponía el compromiso de una mayor flexibilidad frente a las demandas del sector*. La progresiva caída de la producción (ver apartado 3.3.) era un factor empleado por las compañías para forzar una convergencia de los precios locales con los internacionales¹⁹. En tercer término, *distintas limitaciones económicas, técnicas y políticas imposibilitaban la instrumentación de soluciones regionales a la cuestión energética*. Al abandono del proyecto del “Gasoducto del Sur”, se adicionaron las dificultades de Bolivia para ampliar su producción según lo pactado tras la asunción de Morales. Luego de reiterados incumplimientos, a comienzos de 2008 el país andino sólo lograba exportar 33 MMm³/d de los 7,7 MMm³/d y 30 MMm³/d contratados con Argentina y Brasil, respectivamente. Por las penalidades previstas en los contratos, Brasil recibía la totalidad de lo acordado, mientras que Argentina debía conformarse con importar 3 MMm³/d, pese a pagar un 30% más.

(18) Entre febrero de 2008 y mayo de 2011, el Grupo Petersen pasó a controlar un 25,4% del capital social de YPF y a ejercer la Vicepresidencia Ejecutiva (ver Pérez Roig, 2020b).

(19) El *Informe Mosconi*, documento oficial que sintetiza los resultados de la intervención de YPF en 2012, prueba este accionar en el caso de Repsol. Sin embargo, es una hipótesis que puede hacerse extensiva al comportamiento del conjunto de los capitales del sector.

Esta articulación de factores internos y externos colocó presión sobre la necesidad de apelar a la geología nacional para hacer frente a los problemas de abastecimiento. “Gas Plus” fue creado en marzo de 2008 mediante la Resolución n. 24 de Secretaría de Energía de la Nación. Con el fin de fomentar las inversiones requeridas para incrementar la producción, se mejoraron las condiciones de comercialización interna de aquellos volúmenes que se adicionarán con respecto a la “producción base” acordada para el período 2007-2011. Los proyectos podían desarrollarse tanto en áreas sin explotación o inactivas desde 2004, como en aquellas que, encontrándose en producción, logran mayores excedentes. Tanto esta resolución como las que la modificaron posteriormente, otorgaron relevancia a los reservorios de *tight gas* y otros de mayor complejidad geológica, dando cuenta de su especificidad y de la necesidad de flexibilizar las condiciones de ingreso al programa.

El programa “Petróleo Plus” – instrumentado junto a “Refinación Plus” mediante el Decreto n. 2.014/08 y la Resolución n. 1.312/08 – también asumía que las mejoras de la producción y el aumento de las reservas dependían de inversiones en “tecnologías de avanzada”. Con tal propósito, se creó un régimen de incentivos consistente en el otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal aplicables al pago de derechos de exportación, así como mecanismos de descuento, devoluciones y amortizaciones de impuestos para las “Obras de Infraestructura Crítica”. Serían alcanzadas por el plan las empresas que incrementaran la extracción y las reservas de petróleo, o ampliaran su capacidad de producción de combustibles.

Cada programa replicaba, pues, distintos propósitos de los derechos de exportación y los acuerdos de precios y abastecimiento²⁰. Si Gas Plus priorizaba la apropiación “estratégica” del fluido – en tanto recurso cardinal del autoabastecimiento –, Petróleo Plus, en cambio, proponía estímulos entre cuyos efectos se encontraba el incentivo a la exportación.

3.2.4 Análisis de resultados

La evaluación de las políticas de incentivos arroja resultados divergentes. En el caso del *offshore*, la década de 2000 muestra un estancamiento de la actividad exploratoria. Hasta 2012, sólo se perforaron 11 pozos de exploración – 6% del total histórico –, sin hallazgos comercialmente viables. Al margen de los proyectos auspiciados por ENARSA, los esfuerzos privados más relevantes continuaron centrados en la Cuenca Austral y supusieron el desarrollo de yacimientos en áreas ya productivas o de bajo riesgo minero (Pérez Roig, 2020c). Entre 2001 y 2011, la producción de petróleo costa afuera se redujo en términos absolutos – pasando de 2,1 MMm³ a 600 mil m³ –, mientras que la de gas creció hasta los 5.900 MMm³, pero sólo gracias al desarrollo de los yacimientos ya operados por Total Austral.

En cambio, los programas “plus” ameritan otra evaluación. Gas Plus fue recibido con expectativa en el sector, puesto que satisfacía parcialmente la demanda de mejores precios de comercialización. Con los años, la consideración del plan siguió siendo favorable, aunque con mayores reservas (Contacto SPE, 2013). Durante su implementación, las compañías plantearon dos tipos de objeciones. Como puede observarse en la aproximación del Cuadro 3 para los años 2010 y 2011, la primera se relacionaba con los bajos volúmenes de gas adquiridos por la industria.

(20) Como también observa Barrera (2013).

Cuadro 3

Precio ponderado y volumen asignado por destino de contratos Programa Gas Plus (US\$/MMBTU)

		<i>Promedio anual</i>	<i>% Volumen comercializado</i>
2010	Central Térmica	4,02	94,2
	Transportista	2,47	4,4
	Industria	3,39	1,3
	Comercializadora	1,43	0,1
2011	Central Térmica	4,76	95
	Transportista	2,54	0,5
	Industria	4,18	1
	Comercializadora	4,14	2,8

Fuente: Elaboración propia en base a reportes del Mercado Electrónico de Gas y BCRA.

Ello se debía tanto a su mayor precio respecto del gas convencional, como también al temor de que los encargos no evitaran cortes de suministro motivados por el redireccionamiento de la oferta hacia el sector domiciliario. Los productores exigían que el Gobierno incentivara los acuerdos con las industrias, al menos para satisfacer sus consumos mínimos técnicos cuando se presentaran restricciones.

El segundo reclamo apuntaba a la política de precios e involucraba varios ejes. Al no contar con una venta asegurada en los términos aprobados por Secretaría de Energía, muchos proyectos se veían obligados a comercializar la producción al precio promedio del gas en boca de pozo, o, en su defecto, al que se autorizara a CMMESA²¹ con el objetivo de abastecer al segmento de generación eléctrica. A su vez, las compañías denunciaban una “competencia desleal” por parte de ENARSA, dado que abastecía el mercado con gas boliviano y sobrantes de GNL, comercializándolos muy por debajo de su precio de compra y distorsionando, de esta manera, la percepción existente.

Cuadro 4

Estimación del precio del gas importado y su comercialización en el mercado interno (US\$/MMBTU)

	Bolivia			GNL	
	Importación	Centrales térmicas	Industria	Importación	Industria
2010	7,46	2,58	–	7,72	–
2011	9,74	2,58	3,37	12,86	4,13

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación y Mercado Electrónico de Gas

(21) Este precio fue ascendiendo de US\$ 4,1 MBTU hasta un límite de US\$ 5,2 MBTU en 2015 – Nota n. 3.456/12 de Secretaría de Energía de la Nación.

Al margen de estas disconformidades, funcionarios y empresarios coincidían en que Gas Plus había cumplido un rol importante en la promoción del gas “no convencional”, particularmente del que se obtiene de arenas compactas (Masarik, 2014). Entre 2008 y 2011, fueron reconocidos 57 proyectos. En ese período, la producción de Gas Plus creció rápidamente hasta representar el 8% del total de la producción nacional; un 44% de ese aporte se logró gracias a la extracción *tight*. Sin embargo, como veremos a continuación, estos resultados fueron insuficientes en vistas de los desequilibrios del modo de acumulación.

Cuadro 5
Producción de “Gas Plus” (2008-2011)

	2008	2009	2010	2011
Gas Plus (miles de m3)	578.530,8	1.526.200,7	2.310.311,9	3.603.381,9
<i>Pozos de explotación al 31 de diciembre</i>	137	187	269	322
<i>Producción por pozo de explotación (m3/d)</i>	18.167,2	25.153,2	27.345,2	36.012,1
<i>Gas Plus como % de la producción nacional</i>	1%	3%	5%	8%
Gas Plus convencional (miles de m3)	207.985,3	796.553,0	1.330.651,6	2.015.956,4
Gas Plus no convencional (miles de m3)	370.545,6	729.647,7	979.660,3	1.587.425,6
<i>Pozos de explotación no convencional al 31 de diciembre</i>	50	64	97	122
<i>Producción por pozo de explotación no convencional en diciembre (m3/d)</i>	35.748,2	28.500,3	35.007,8	41.294,8
<i>Producción no convencional como % de Gas Plus</i>	64%	48%	42%	44%
<i>Producción no convencional Gas Plus como % de la producción no convencional total</i>	52%	71%	78%	85%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación.

Petróleo Plus, en cambio, benefició fundamentalmente a PAE, compañía que se encontraba mejor posicionada para sacar provecho de los términos del programa. Entre 2002 y 2007, había incrementado un 127% y 31,3% sus reservas comprobadas y su extracción de crudo, respectivamente; era operadora de Anticlinal Grande-Cerro Dragón, concesión que en 2007 daba cuenta del 12,3% de la producción nacional y concentraba el 31,2% de las reservas comprobadas; y era la principal exportadora, acaparando el 67,3% del total de las ventas externas en 2007. La merma de su performance a partir de 2008 no obstó para que obtuviera importantes réditos.

A partir de la vigencia de Petróleo Plus, sus exportaciones de crudo pasaron de 2,2 MMm³ a 5 MMm³ y su valor FOB se duplicó de US\$ 869 millones a US\$ 1.730,9 millones. Dado este perfil, PAE había sido la principal afectada por la reforma del cálculo de retenciones dispuesto por la Resolución N° 394/07. Durante ese año, con el antiguo esquema, el pago neto de derechos de exportación había representado un 29,4% del valor FOB de la comercialización externa de crudo y un 12,5% de las ventas brutas²². En 2008, con el nuevo sistema, e incremento de la cotización internacional mediante, aquellos porcentajes crecieron a un 50% y un 26,2%, respectivamente. Sin embargo, gracias a los certificados de crédito fiscal otorgados por Petróleo Plus, el pago neto de derechos de exportación se retrajo sustancialmente entre 2009 y 2011. Luego de abonar US\$ 684,8 millones en concepto de retenciones durante 2008, en 2009 únicamente debieron descontarse

(22) Fuentes: Secretaría de Energía de la Nación y Balance Contable 2007 de Pan American Energy.

US\$ 143,6 millones, lo cual redujo a apenas un 5,5% la relación entre derechos de exportación y ventas brutas. Si bien en 2010 el pago del tributo aumentó hasta US\$ 724 millones – 22,6% de las ventas brutas –, durante 2011 el monto volvió a caer a US\$ 428 millones – 11,7% de las ventas brutas. De acuerdo a nuestra estimación, durante el trienio 2009-2011, PAE descontó más de US\$ 1.200 millones del pago de retenciones a las exportaciones (Pérez Roig, 2018).

3.3 La imposibilidad de conjurar el dilema

Hasta aquí, *comprobamos que, en su intento de garantizar condiciones generales para la reproducción del modo de acumulación, la política hidrocarburífera tendió al desdoblamiento*. Los derechos de exportación, así como los acuerdos de precios y abastecimiento, priorizaron la apropiación de los hidrocarburos en tanto recursos que debían subsidiar al capital y al consumo de la población en el espacio nacional. Las políticas de incentivos, en cambio, intentaron dar cuenta de la internacionalización y del entrelazamiento *valor de uso*/\$*valor* legado por la convertibilidad, en un contexto en el que tanto la declinación de la producción doméstica, como las dificultades para ampliar la oferta a través de la integración regional, presionaban sobre la necesidad de recurrir a nuevos horizontes geológicos. El escaso interés despertado por el *portfolio* de ENARSA y los regímenes promocionales, así como los acotados resultados del plan Gas Plus, muestran la desarticulación de ambos propósitos, pues las primeras medidas no podían sino limitar el alcance de las segundas.

Desde esta óptica, la profusa actividad legislativa del período 2002-2011 expresaba, en realidad, una parálisis frente a los términos del dilema. Por un lado, no se consumó una ruptura con el legado neoliberal que sustrajera la apropiación “estratégica” de los recursos de las compulsiones de la acumulación²³. Pero, por el otro, la política hidrocarburífera tampoco convalidó a la competencia internacional como principio organizador y condición de las inversiones necesarias para lograr el autoabastecimiento. Cristalizó, así, un doble límite: las políticas de intervención restringieron los impactos de la dinámica mundial de precios en el espacio nacional, pero se vieron al mismo tiempo cercenadas en sus posibilidades de “disciplinar” al capital petrolero debido a la propia internacionalización del sector.

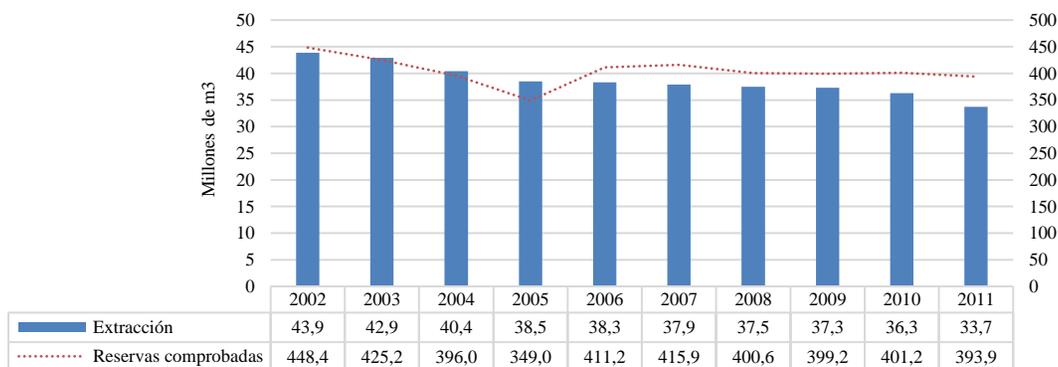
Ese *impasse* condujo, finalmente, a un pronunciado deterioro de los principales indicadores. Si consideramos la evolución de las inversiones mediante el *proxy* de pozos perforados, podemos observar que entre 2002 y 2011 el porcentaje promedio de pozos de exploración terminados respecto del total de perforaciones cayó a un 3,6%. En 1989, esta relación era del 12,1% y durante el auge de la convertibilidad fue del 9,4%. Por su parte, la media anual de pozos de desarrollo fue superior a cualquiera de los períodos anteriores²⁴, pero la baja inversión en metodologías de recuperación secundaria y asistida determinó una pronunciada caída de la productividad, que pasó de 8 m³/d a 4 m³/d por pozo. Como muestra el Gráfico 8, entre 2002 y 2011 la producción anual de petróleo cayó ininterrumpidamente de 43,9 MMm³ a 33,7 MMm³. Tal disminución prolongó la declinación iniciada

(23) En un sentido inmediato, las razones de esta continuidad pueden hallarse en las convicciones político-ideológicas del elenco gobernante. Como señalamos, hasta 2012, los gobiernos de Kirchner y Fernández siempre se habían manifestado contrarios a la posibilidad de recuperar el control estatal de YPF. Tanto la creación de ENARSA, como el auspicio del ingreso del Grupo Petersen a la dirección de la compañía, fueron vías exploradas con el fin de fortalecer esa apropiación “estratégica”, sin retrotraer al sector hidrocarburífero a la estructura previa a las reformas neoliberales. En un sentido más profundo, no obstante, tal continuidad expresaba el mencionado balance paradójico de relaciones de fuerza que había arrojado la crisis de 2001.

(24) Entre 2002 y 2011 fue de 1.150, mientras que en 1989-2001 fue de 979 y en 1991-1998 de 1.046.

en 1999. Las reservas comprobadas también siguieron una tendencia decreciente, con una disminución de 448,4 MMm³ en 2002 a 393,9 MMm³ en 2011²⁵.

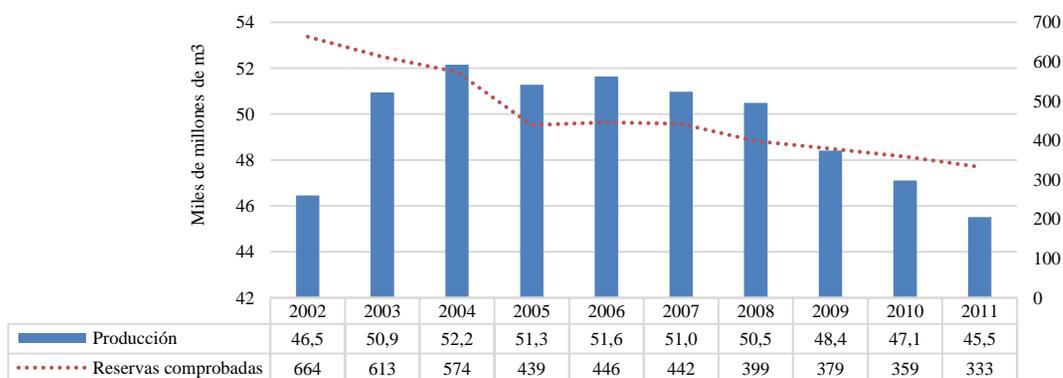
Gráfico 8
Producción y reservas comprobadas de petróleo, en millones de m3 (2002-2011)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación e IAPG.

En el Gráfico 9 se observa que la extracción de gas natural alcanzó un pico histórico en 2004 con 52.000 MMm³. Entre 2005 y 2008, la producción se mantuvo en torno a los 50-51.000 MMm³, para luego comenzar a caer. En 2011, la producción fue de 45.000 MMm³, un 12% menos que en 2004. Luego de mantenerse en un nivel relativamente estable entre 1989-2001, a partir de 2002 comenzó un invariable descenso de las reservas comprobadas, que las llevó desde 663.500 MMm³ a 332.000 MMm³ en 2011 – es decir, una disminución del 56,4%.

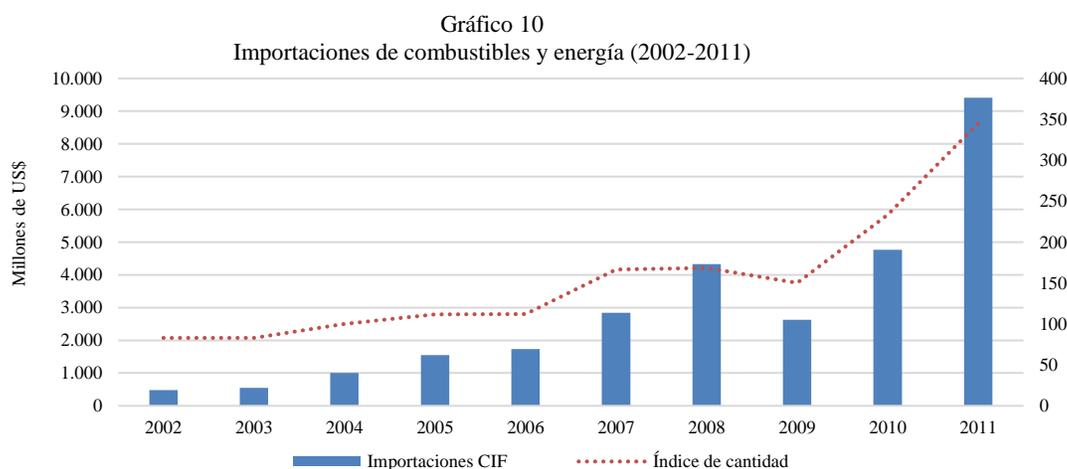
Gráfico 9
Producción y reservas comprobadas de gas natural, en miles de millones de m3 (2002-2011)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación e IAPG.

(25) Con la salvedad del año 2006, producto de un incremento de las reservas del yacimiento Cerro Dragón, logrado a partir de la adquisición de sísmica 3D y cambios en la metodología de perforación.

En un contexto de crecimiento económico sostenido, de revitalización de ramas “mercado-internistas” del aparato industrial, así como de aumento del consumo de los hogares, la brecha entre oferta y demanda interna de hidrocarburos disparó la importación de combustibles. El Gráfico 10 muestra el vertiginoso crecimiento de las compras externas, medidas tanto en importaciones CIF como en cantidades²⁶.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ministerio de Economía de la Nación e INDEC.

Entre 2002 y 2011, las compras externas de combustibles ascendieron de US\$ 482 a US\$ 9.413 millones, de modo que su gravitación sobre el total de importaciones CIF pasó del 5,3% al 12,7%. En el mismo período, las erogaciones en concepto de subsidios al consumo energético pasaron a representar un 49% de los Servicios Económicos y a tener una gravitación de más del 8% sobre el gasto público total (Goldstein et al., 2016). Bajo la presión de estas y otras transferencias²⁷, en 2011 la Cuenta Ahorro-Inversión-Financiamiento del Sector Público Nacional arrojó un superávit primario de tan sólo \$ 4.920 millones – el más bajo desde 2002 – y un resultado financiero negativo de \$ 30.664 millones.

4 Reflexiones finales

Este resultado general presenta una apariencia paradójica. Las políticas de intervención implementadas con el propósito de regular el desempeño del sector hidrocarburífero de acuerdo con las necesidades del modo de acumulación, *acabaron convirtiéndolo, a corto plazo, en uno de los principales cuellos de botella de la postconvertibilidad*. Pero lo que cobraba expresión aquí, en realidad, era la contradicción de las premisas que daban fundamento a la acción estatal. En términos más generales, la oposición existente entre acumulación y legitimación. Como planteamos en la

(26) Con la excepción del año 2009, que se explica por los efectos de la crisis internacional sobre la actividad económica – caída del 5,9% del PIB – y el consumo energético – disminución del 7% del consumo final total.

(27) El gasto en servicios económicos impulsado por los subsidios a la energía y el transporte fue el de mayor crecimiento entre 2002 y 2011 (5.745%), con un peso que varió del 0,5% al 5,5% del PIB. No obstante, las transferencias en concepto de servicios sociales – destinadas fundamentalmente a la contención del conflicto – continuaron siendo las de mayor peso en relación con el PIB, con una gravitación que pasó del 9,5% al 13,8%.

primera parte del artículo, *la estructuración económica nacional era incapaz de expandir la producción de excedentes a un ritmo y en proporciones consistentes con la lógica que seguía la recomposición del consenso.*

En términos más específicos, y derivada de esas debilidades del modo de acumulación, se desplegó la tendencia a desgarrar el entrelazamiento *valor de uso* y *valor* legado por la convertibilidad. Debido a las características del ciclo de crecimiento, los hidrocarburos revalidaron su condición de objetos de uso indispensables para la reproducción. A su vez, tanto los límites de la acumulación, como la política fiscal expansiva espoleada por la reproducción de la dominación, inducían a la “comoditización” de los recursos y a la captación de rentas extraordinarias. *Ahora bien, a diferencia de la convertibilidad, esa condición social de valores ya no podía ser plenamente convalidada.* Por un lado, la liberalización de las exportaciones hubiese producido una vertiginosa depredación de las reservas existentes. Por el otro, la convergencia de los precios locales con los internacionales hubiese erosionado tanto la competitividad de la economía, como la legitimación del Gobierno emanada, entre otras políticas, del atraso tarifario y la ampliación de la capacidad de consumo de la población.

Así pues, el modo acumulación postconvertibilidad planteaba un dilema. La política hidrocarburífera del Estado debía garantizar el abastecimiento en las cantidades y precios requeridos por el ámbito doméstico, pero, en tanto no se revirtiera la reestructuración neoliberal del sector, esa apropiación “estratégica” continuaría entrelazada a la producción de los recursos como valores subordinados a la competencia internacional. Esas necesidades y límites pivotaban sobre el basculamiento de las relaciones sociales de fuerza ocurrido tras la crisis de 2001. *El resultado fue, como demostramos, la producción de un set de políticas descoordinado en sus objetivos.* Las retenciones a las exportaciones, así como la búsqueda de acuerdos de precios y abastecimiento, actuaron sobre el mercado con el propósito general de asegurar una “adecuada” oferta energética. Pero las restricciones que impusieron a las posibilidades de realización de ganancias de los capitales petroleros desincentivaron la inversión y, posteriormente, limitaron el alcance de aquellas políticas que buscaron estimularla.

Tanto la sostenida declinación del sector, como las dificultades que enfrentaban los distintos planes y acuerdos de interconexión ensayados a nivel regional, presionaron sobre la política hidrocarburífera del Estado, empujándola a una promoción cada vez más decidida de horizontes geológicos “no convencionales”. Gas Plus pudo aproximarse a las exigencias planteadas por los capitales petroleros. Sin embargo, los incentivos otorgados a través del mecanismo de precios siguieron siendo acotados y tampoco se atendía la demanda de una mayor participación estatal en el desarrollo de las inversiones más riesgosas. De modo tal que, si bien se lograron resultados promisorios en lo referido a la obtención de *tight gas*, el incremento de la extracción no fue suficiente para reducir la brecha entre demanda y producción.

La naturaleza fragmentaria, imperfecta y contingente que es un rasgo general de la política del Estado, muestra, en este caso, la existencia de una parálisis frente a la contradicción valor de uso/valor abierta en la postconvertibilidad. Tal embotamiento llevó los desequilibrios del sector hidrocarburífero hasta el extremo de una inminente crisis de balanza de pagos gatillada por las importaciones energéticas. La resolución entonces adoptada fue la intervención sobre YPF y la sanción de la Ley de “soberanía hidrocarburífera” n. 26.741/12, norma que restableció el control

estatal de la compañía y fijó nuevos principios orientadores de la política hidrocarburífera. *Como señalamos en la introducción, esta determinación y el inicio de una fase de estancamiento de la postconvertibilidad marcan el comienzo de una nueva etapa.* En vista de los crecientes desajustes macroeconómicos, así como de la volatilidad que atraviesa la cotización internacional del petróleo desde mediados de 2014, *parece productivo continuar observando la relación entre la política hidrocarburífera y el modo de acumulación a través de aquella contradicción.* En este sentido, ¿fue posible superar la oposición valor de uso/valor mediante las determinaciones adoptadas en 2012? ¿De qué manera fue receptada en la forma que asumió la reestatización de YPF, así como por los nuevos principios que debían guiar la política del Estado? Finalmente, ¿cuáles fueron los efectos de la dinámica internacional de precios sobre la política hidrocarburífera y los desequilibrios de la acumulación?

Referencias bibliográficas

- ACQUATELLA, J. *Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada en América Latina y el Caribe.* Santiago de Chile: CEPAL, 2008.
- ALTVATER, E. Notas sobre algunos problemas del intervencionismo de Estado. In: SONNTAG, H. R.; VALECILLOS, H. (Ed.). *El Estado en el capitalismo contemporáneo.* México D.F.: Siglo XXI Editores, 1977. p. 88-133.
- ASTARITA, R. *Economía política de la dependencia y el subdesarrollo.* Bernal: Universidad Nacional de Quilmes, 2010.
- BARREIRO, E. El suministro de gas y petróleo en la Argentina durante el próximo decenio. *Petrotecnia*, año XLVI, n. 3, p. 26-40, 2006.
- BARRERA, M. Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino. *Desarrollo Económico*, Buenos Aires, v. 53, n. 209/210, p. 169-194, 2013.
- BARRERA, M.; SERRANI, E. Energía y restricción externa en la Argentina reciente. *Realidad Económica*, Buenos Aires, n. 315, p. 9-45, 2018.
- BARRERA, M.; SABBATELLA, I.; SERRANI, E. *Historia de una privatización. Cómo y por qué se perdió YPF.* Buenos Aires: Capital Intelectual, 2012.
- BRAVO, V. *Análisis de la Ley 27007, llamada de hidrocarburos, y de la política hidrocarburífera del periodo 2003 a 2014.* Bariloche: Fundación Bariloche-CONICET, 2015. (Documento de Trabajo).
- BONNET, A. *La hegemonía menemista. El neoconservadurismo en Argentina, 1989-2001.* Buenos Aires: Prometeo Libros, 2008.
- BONNET, A. *La insurrección como restauración.* Buenos Aires: Prometeo, 2015.
- BRESSER-PEREIRA, L. C. Estado y mercado en el nuevo desarrollismo. *Nueva Sociedad*, n. 210, p. 110-125, 2010.
- CAMPODÓNICO, H. *Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina.* Santiago de Chile: CEPAL, 2008.

- CEPPI, N. Política energética argentina: un balance del periodo 2003-2015. *Problemas del desarrollo*, n. 192 (49), p. 37-60, 2018.
- CONTACTO SPE. A 5 años del nacimiento del Programa Gas Plus. *Contacto SPE*, n. 43, p. 10-15, 2013.
- CRUZ, C. E. El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración. *Petrotecnia*, Buenos Aires, año XLV, n. 6, p. 8-26, 2005.
- FERRER, A. Globalización, desarrollo y densidad nacional. In: VIDAL, G.; GUILLÉN, A. (Comp.). *Repensar la teoría del desarrollo en un contexto de globalización*. Homenaje a Celso Furtado. Buenos Aires: CLACSO, 2007, p. 431-437.
- FONTAINE, G.; PUYANA, A. (Coord.). *La guerra del fuego*. Políticas petroleras y crisis energética en América Latina. Quito: FLACSO-Ecuador, 2008.
- GAGGERO, A.; SCHORR, M.; WAINER, A. *Restricción eterna*. El poder económico durante el kirchnerismo. Buenos Aires: Futuro Anterior, 2014.
- GALETOVIC, A.; INOSTROZA, J.R.; y MUÑOZ, C.M. Gas y electricidad: ¿Qué hacer ahora? *Estudios Públicos*, n. 96, p. 49-106, 2004.
- GOLDSTEIN, E.; KULFAS, M.; MARGULIS, D. y ZACK, G. (2016). Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el período 2003-2014. *Realidad Económica*, n. 298, p. 32-52, 2016.
- HIRSCH, J. The State Apparatus and social reproduction: elements of a theory of the Bourgeois State. In: HOLLOWAY, J.; PICCIOTTO, S. (Ed.). *State and Capital*. A Marxist Debate. London: Edward Arnold, 1978, p. 57-107.
- HONTY, G. Energía en Sudamérica. Una interconexión que no integra. *Nueva Sociedad*, n. 204, p. 119-135, 2006.
- KATZ, C. ¿Qué es el neodesarrollismo? Una visión crítica. Argentina y Brasil. *Serviço Social & Sociedade*, n. 122, p. 224-249, 2015.
- KOZULJ, R. *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas*. Santiago de Chile: CEPAL, 2002.
- KOZULJ, R. *La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados*. Santiago de Chile: CEPAL, 2004.
- KOZULJ, R. *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*. Santiago de Chile: CEPAL: 2012.
- KOZULJ, R.; BRAVO, V. *La política de desregulación petrolera argentina*. Antecedentes e impactos. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina, 1993.
- LARA, I. F. Los obstáculos para la integración energética entre los países del Mercosur. *Mural Internacional*, n. 1 (3), p. 24-29, 2012.

LE CALVEZ, M. *La integración energética en la región latinoamericana desde la perspectiva bolivariana: estudio de sus fundamentos, procesos y necesidades*. FLACSO Ecuador, 2008. (Working Paper, n. 10).

LINKOHR, R. La política energética latinoamericana: entre el Estado y el mercado. *Nueva sociedad*, n. 204, p. 90-103, 2006.

LÓPEZ CRESPO, F.; GARCÍA ZANOTTI, G.; KOFMAN, M. *Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina*. Rosario: EJES, 2016.

MASARIK, G. *Tight*, el no convencional de bajo perfil. *Petrotecnia*, Buenos Aires, año LV, n. 3, p. 10-13, 2014.

MENDES DA FONSECA, M.; DUQUE DUTRA, L.E. Energy integration in South America: driving force for regional integration process? Fifth ELSNIT Annual Conference on Integration and Trade, 26 y 27 de Octubre de 2007.

MORA CONTRERAS, J. Ventajas para la integración energética de América del Sur. In: FONTAINE, G.; PUYANA, A. (Coord.). *La guerra del fuego*. Políticas petroleras y crisis energética en América Latina. Quito: FLACSO-Ecuador, 2008, p. 33-52.

MORAIS, L.; SAAD-FILHO, A. Da economia política à política econômica: o novo desenvolvimentismo e o governo Lula. *Revista de Economia Política*, v. 31, n. 4 (124), p. 507-527, out./dez. 2011.

OSZLAK, O.; O'DONNELL, G. Estado y políticas estatales en América Latina: hacia una estrategia de investigación. *REDES*, n. 2 (4), p. 99-128, 1995.

PÉREZ ROIG, D. *Políticas de promoción de «formas extremas» de energía en la Argentina postconvertibilidad (2002-2015)*. Tesis (Doctor en Ciencias Sociales)–Universidad de Buenos Aires, 2018.

PÉREZ ROIG, D. Reestructuración del sector hidrocarburífero argentino y «estrategia de acumulación» de capital en la convertibilidad. *Papers. Revista de Sociología*, v. 105, n. 3, p. 449-481, 2020a.

PÉREZ ROIG, D. La recuperación del control de YPF: lógica política y constricciones económicas de la intervención estatal en la postconvertibilidad. *Trabajo y Sociedad*, v. XXI, n. 35, p. 517-543, invierno 2020b.

PÉREZ ROIG, D. Promoción y declive de la actividad petrolera costa afuera en el margen continental argentino (2002-2011). *Pilquen*, v. 23, n. 4, p. 79-104, oct./dic. 2020c.

PIVA, A. *Acumulación y hegemonía en la Argentina menemista*. Buenos Aires: Biblos, 2012a.

PIVA, A. Los límites económicos de una lógica política. V Jornadas de Economía Crítica. La crisis global como crisis del pensamiento económico. Buenos Aires, 2012b.

PIVA, A. *Economía y política en la Argentina kirchnerista*. Buenos Aires: Batalla de Ideas, 2015.

- PIVA, A. Política económica y modo de acumulación en la Argentina de la postconvertibilidad. *Perfiles Latinoamericanos*, Ciudad de México, v. 26, n. 52, 2018.
- PIVA, A. El modo de acumulación de capital en Argentina (1989-2015). In: BONNET, A.; PIVA, A. (Comp.). *El modo de acumulación en la Argentina contemporánea*. Buenos Aires: Imago Mundi, 2019.
- RAMOS MEJÍA, J. F. El régimen jurídico del abastecimiento interno de hidrocarburos. *Petrotecnica*, Buenos Aires, v. XLIX, n. 2, p. 32-52, 2008.
- ROMANO SCHUTTE, G. Neodesenvolvimentismo e a busca de uma nova inserção internacional. *Austral: Revista Brasileira de Estratégia e Relações Internacionais*, n. 2 (1), p. 61-97, 2012.
- ROMANO SCHUTTE, G. Brazil: new developmentalism and the management of offshore oil wealth. *European Review of Latin American and Caribbean Studies*, n. 95, p. 49-70, 2013.
- RÍOS SIERRA, J. Los múltiples encuentros y desencuentros de la integración energética suramericana. *Revista Electrónica Iberoamericana*, n. 2 (4), p. 126-160, 2010.
- RUIZ-CARO, A. *Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: CEPAL, 2006.
- RUIZ-CARO, A. *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: CEPAL, 2010.
- SABBATELLA, I. La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. Argumentos. *Revista de Crítica Social*, Buenos Aires, n. 14, p. 149-180, 2012.
- SABBATELLA, I. *¿Commodities o bienes estratégicos para el crecimiento económico? La ecología política del petróleo y gas en la etapa posneoliberal*. Tesis (Doctor en Ciencias Sociales)–Universidad de Buenos Aires, 2013.
- SERRANI, E. Transformaciones recientes en la industria petrolera argentina: el caso de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, 1989-2012. *Revista de Gestión Pública*, Santiago de Chile, v. II, n. 1, p. 247-280, 2013.
- WORLD OCEAN REVIEW. *World Ocean Review 3*. Marine Resources – Opportunities & Risks. Hamburgo, 2014.
- ZANONI, J.R. ¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración? *Nueva Sociedad*, n. 204, p. 176-185.