

## ¿ES POSIBLE EL DESARROLLO ECONÓMICO SIN SOBERANÍA ENERGÉTICA?

Cecilia Graschinsky\* y Lara Bersten\*\*

### *Resumen*

El presente artículo aborda aspectos vinculados a la producción de hidrocarburos y su impacto en la Balanza Comercial Energética argentina desde la privatización de YPF en los 90 hasta el presente. Recupera asimismo la noción de *autoabastecimiento* y *soberanía energética* como herramientas fundamentales en la planificación las políticas sectoriales. El análisis se realiza a partir de datos públicos del Ministerio de Energía de la Nación e YPF.

### *Matriz energética y su dependencia de los hidrocarburos*

Por matriz energética se entiende a la energía disponible en el marco de un determinado territorio. En el caso argentino, esta se encuentra altamente concentrada en los recursos fósiles, lo que implica a la relevancia que tiene la producción hidrocarburífera a nivel local.

En Argentina, más del 80% de la oferta está representada por gas natural y petróleo, representando el el gas natural más del 50% de esta oferta. Esta configuración ubica a nuestro país a nivel mundial en el puesto 34 respecto al consumo de gas natural per cápita con un consumo superior a los 1.000 m<sup>3</sup> por año por habitante.

Esta distribución de fuentes primarias de energía tiene raíces históricas: el descubrimiento, a mediados de los años '70, del mayor yacimiento gasífero del país hasta ese momento: Loma La Lata. Este yacimiento permitió incrementar significativamente la producción de gas y, por lo tanto, aumentar su incidencia en la matriz energética y su utilización en la generación de electricidad. Mientras que en la década del 60 el gas natural representaba -en promedio- el 13,2% de la oferta primaria de energía dicha participación se había elevado a más del 30% dos décadas más tarde.

---

\* Dra. en Ingeniera Química, UBA. Investigadora de CONICET y Fundación Generación del Sur.

\*\* Dra. en Antropología, UBA Becaria Posdoctoral de CONICET y Fundación Generación del Sur.

El aumento en el consumo de gas natural a lo largo de las últimas décadas estuvo asociado también al incremento de la generación de energía eléctrica de origen térmico, proceso que se inició en los años noventa y se profundizó a lo largo de las últimas décadas. La reducción de las inversiones del Estado Nacional en la generación de energía eléctrica de origen hidroeléctrico desde el abandono del modelo sustitutivo de importaciones supuso una disminución progresiva de su incidencia en la generación total. Es más, desde mediados de los años setenta se han realizado pocas obras hidroeléctricas nuevas, ya que el incremento de la generación de esta fuente provino centralmente de la culminación de obras diseñadas y, por lo general, iniciadas a lo largo del modelo sustitutivo de importaciones. Si bien desde 2003 se han concluido y ampliado obras preexistentes en generación hidroeléctrica y se incorporaron algunas centrales de menor tamaño en la región cuyana, recién a mediados de la década pasada se llevó adelante el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas de envergadura, como Chihuidos y Kirchner-Cepernic, las cuales si bien se encuentran licitadas aún no comenzó su construcción.

De esta forma, el crecimiento en la capacidad de generación de energía eléctrica reposó centralmente en la expansión de las centrales térmicas que funcionan en base a la utilización de gas natural o combustibles líquidos. Mientras que la capacidad de generación creció a una tasa anual acumulativa del 4,3% entre 1990 y 2015, la incidencia de la generación de origen término pasó de representar el 45% al 63% del total en el período mencionado. El aumento en el sesgo térmico del parque de generación conjuntamente con la expansión de la demanda en un contexto de contracción de la oferta gasífera condujo a la importación de volúmenes crecientes de hidrocarburos desde 2008.

*(Des) Balance energético nacional: un problema estructural*

El sistema energético no solo se compone de la energía producida, sino también de la consumida y es a la relación oferta-demanda del sistema energético nacional lo que se denomina *Balanza Comercial Energética*.

Puede señalarse que a lo largo de la historia argentina la Balanza Comercial Energética se ha caracterizado por su fragilidad estructural, evidenciada en la necesidad de importación de energía para satisfacer la demanda. Esto a su vez, dado el alto costo (en dólares) de la energía, tiene implicancias macroeconómicas en la Balanza Comercial Argentina. Es por esto que a lo largo de

la historia del siglo XX el *autoabastecimiento* de energía ha sido una meta deseable en la medida que permite independizar al sector de la restricción externa (por el alto requerimiento de divisas que conlleva la importación de combustibles).

A comienzos de la década del noventa, Argentina, alcanzó finalmente el autoabastecimiento en materia hidrocarburífera, proceso que aconteció en el marco de una profunda reorganización a nivel sectorial como consecuencia del proceso de privatización y desregulación que se produjo a lo largo de dicha década.<sup>1</sup>

El proceso de desregulación, y en particular la venta de áreas centrales de YPF, permitió una rápida expansión en los niveles de producción, ya que YPF no disponía de los recursos requeridos para desarrollar los yacimientos. La inversión en el sector a lo largo de dicha década se concentró en el desarrollo de áreas previamente exploradas por YPF y en la sobreexplotación de los yacimientos que ya estaban en producción y que fueron transferidos al ámbito privado. En tanto, se verificaba una disminución en la inversión destinada a exploración.

De esta forma, una vez que se fueron agotando las posibilidades de inversión en la fase de desarrollo de los yacimientos, la inversión fue declinando progresivamente más aún cuando se asistió a una disminución en los precios internacionales de los productos hidrocarburíferos a finales de los años noventa del siglo pasado.

Este incremento en los niveles de producción hidrocarburífera conjuntamente con el lento crecimiento de la demanda local, producto de la consolidación del proceso de desindustrialización iniciado por la dictadura militar a mediados de los años setenta, permitieron alcanzar un saldo positivo en la balanza comercial energética. La misma alcanzó un superávit de USD 13.875 millones en el período comprendido entre los años 1991 y 2001.

---

<sup>1</sup> En el primer año se sancionaron una serie de decretos tendientes a reducir la intervención del Estado en el sector. En primer lugar, se autorizaron las concesiones de áreas secundarias, se otorgó la libre disponibilidad del recurso extraído, se eliminó el límite de permisos de exploración y/o concesiones que una empresa podía poseer y se eliminaron las retenciones a las exportaciones. Estas medidas propiciaron la concentración del mercado en manos de unas pocas empresas. El último paso en el proceso de fragmentación de YPF fue el Decreto N° 2.778/90 con el "Plan de Transformación Global de YPF" que convertía a la empresa en YPF SA a partir del 1 de enero de 1991. Este proceso de desregulación y reestructuración eliminaba el concepto de recursos estratégicos a la vez que otorgaba al mercado la capacidad de autoregulación. En tanto, el inicio del proceso de privatización de YPF S.A. se dio con la sanción de la Ley de Privatización en 1992 que establecía que el Estado Nacional debía mantener el control sobre el 20% de las acciones de la empresa. Dos años después se modificaba esa tenencia a un papel (acción de oro). El proceso de reestructuración del sector por parte del neoliberalismo concluyó en 1999 con la venta de la totalidad de las acciones de YPF SA que aún continuaban en manos del Estado Nacional y de algunos Estados provinciales a REPSOL.

El colapso del régimen de convertibilidad y la instauración de un nuevo patrón de crecimiento basado en un tipo de cambio competitivo no implicó, como si lo hizo en la inmensa mayoría de los sectores económicos, un impulso al crecimiento del sector. Por el contrario, la recuperación del tejido industrial y de los salarios reales fue potenciada con una estrategia de bajos precios domésticos de la energía que inicialmente potenciaron el crecimiento económico. Sin embargo, la persistencia de precios por debajo de los internacionales y los elevados costos de exploración y desarrollo en los hidrocarburos que posee nuestro país respecto a otros países productores condujeron a una sensible contracción en los niveles de inversión y, con ello, de la producción hidrocarburífera a lo largo de una de las décadas de mayor crecimiento económico de la historia Argentina.

En el año 2011 la producción de petróleo se había contraído un 25,4% respecto a la alcanzada en 1999, mientras que la de gas, luego de alcanzar el máximo de 142,5 MMm<sup>3</sup>/día en 2004, se redujo un 12,5% en 2011 respecto a ese hito. Esta contracción de la producción hidrocarburífera supuso la necesidad de crecientes importaciones de gas natural y, en menor medida, de combustibles líquidos. Se debe destacar que los niveles de importaciones requeridos no estuvieron determinados solamente por una oferta local decreciente sino que en el marco de un período de elevado crecimiento económico conjuntamente con el abaratamiento relativo de los bienes energéticos se asistió a un sensible incremento de la demanda. El consumo de combustibles líquidos se expandió a una tasa anual acumulativa del 5,3% entre 2003 y 2015, el de gas natural lo hizo al 3,0% y la demanda de energía eléctrica se expandió al 4,1% en idéntico período.

En el 2011 la expansión de las importaciones determinó la pérdida del superávit comercial del sector que pasó de ahí en más a verificar sensibles déficits. Entre los años 2011 y 2015 el déficit comercial energético totalizó USD 27.000 millones, explicando en buena medida la reducción del superávit comercial que presentó nuestro país a partir de ese momento.

#### *Hacia la soberanía energética: recuperación de YPF*

La pérdida del autoabastecimiento hidrocarburífero y su impacto sobre la balanza comercial condujeron a la necesidad por parte del Estado Nacional de intervenir en el sector para revertir el declino de la producción a través de la expansión de los niveles de inversión. En este sentido, la

Ley de Soberanía Hidrocarburífera (Ley N° 26.741), a través de la cual el Estado Nacional expropió el 51% del patrimonio de las empresas YPF S.A. e YPF Gas S.A., fue el puntapié inicial para la modificación de las políticas orientadas al sector.

La decisión de la recuperación de YPF se entiende, no sólo como la búsqueda de recuperar el autoabastecimiento, sino que también se ampara en los parámetros de la *soberanía energética*, entendida como la capacidad de decidir sobre la explotación de los recursos propios, sobre la definición de la matriz energética y sobre la evolución de la demanda<sup>2</sup>.

En este marco, la recuperación de la inversión en el sector hidrocarburífero se centró en tres ejes centrales. En primer lugar, en 2013 se creó el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural -Plan Gas- con el objetivo de incentivar la producción local de gas natural, a través de un incremento progresivo en el valor del gas percibido por la industria hidrocarburífera. El Programa consistió en un mecanismo mediante el cual el Estado Nacional otorgaba a las empresas productoras que cumplan con los objetivos de inversión una compensación equivalente a la diferencia entre 7,5 USD/MBTU y el precio percibido de la demanda por sus ventas, aplicado al volumen de gas inyectado por encima de la inyección base de cada empresa<sup>3</sup>. Estos incentivos permitieron, en una primera instancia, aminorar la curva de declino de la producción de gas natural y, posteriormente, revertirla. De esta forma, en el año 2015 se logró un incremento en la producción del 3,4%. A su vez, en 2013, por primera vez en una década, el nivel de reservas comprobadas aumentó (+4,0%) respecto al año anterior.

En segundo lugar, se aplicaron diversas medidas tendientes a reducir el declino en la producción de petróleo a través de una mejora en el precio percibido por los productores. En este sentido, la reducción de las retenciones a las exportaciones de crudo, el aumento en el precio de los combustibles en surtidor y la escasez de crudo medanita en el mercado local fueron determinantes para elevar el precio del crudo en boca de pozo.

---

<sup>2</sup> Se entiende a la soberanía energética como una condición necesaria para garantizar el desarrollo económico, ya que la escasez en la producción local de energía, en particular de hidrocarburos, fue una limitante recurrente para el crecimiento de la economía Argentina a lo largo de su historia.

<sup>3</sup> Se definió como inyección base de cada empresa a la producción gasífera en el año previo a la implementación del Plan Gas. A su vez, a dicha producción se le reconoció un declino acorde con la madurez que presentaban los yacimientos de cada una de las empresas-

La aplicación de retenciones a la exportación de petróleo crudo y sus derivados desde el año 2004, y actualizadas en el 2007<sup>4</sup>, tuvieron por objetivo proteger a los consumidores locales antes las fluctuaciones que experimentaban los precios en el mercado internacional. Sin embargo, la reducción de los precios locales respecto a los vigentes en el mercado internacional determinó un progresivo deterioro de la producción. A principios de 2013 a través de la Resolución N°1 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas redujo la alícuota aplicada a las exportaciones de petróleo crudo, elevando el precio percibido por los productores de 42 USD/bbl a 70 USD/bbl.

El incremento en el valor del crudo local fue absorbido por los consumidores a través de la elevación de los precios en surtidor, los cuales si bien aumentaron en dólares crecieron moderadamente en términos de la moneda local por la apreciación de la moneda acontecida en aquellos años.

La elevación del precio interno del crudo permitió una clara recuperación en el nivel de actividad del sector, sin embargo desde mediados del 2014 se asistió a una reducción progresiva en el precio internacional. En este contexto, se diseñaron una serie de medidas orientadas a procurar que las empresas del sector mantuvieran sus pautas de inversión tendientes a incrementar la producción y reponer reservas, plasmadas en el “Acuerdo Petrolero 2015” celebrado entre el Estado Nacional, las provincias, las empresas y los sindicatos. En este marco, se estableció un precio sostén para el petróleo crudo en el mercado interno por encima del internacional. Mientras que en el mercado mundial el valor promedio en 2015 fue de 52 USD por barril, el “barril criollo” alcanzó un promedio de 69 USD por barril. Esta diferencia reconocía los elevados costos de extracción en términos internacionales dados por las dos principales características de la actividad local: la mayor parte de la actividad en Argentina se realiza en campos maduros –de más de 30 años-, a la vez que las perspectivas a futuro se encuentran centradas en el desarrollo de yacimientos no convencionales. En consecuencia, las inversiones necesarias para producir localmente resultarían inviables a los niveles de precios internacionales alcanzados a fines de

---

<sup>4</sup> Resolución Ministerio de Economía y Producción N°532/2004. Mantiene los derechos de exportación establecidos por el Decreto N°310/2002 dictado en el marco de la Ley N°25.561 de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Establecía una alícuota del 25% si el precio era menor a 32 USD/bbl y una alícuota adicional para valores mayores. Este incremento del impuesto se realizó en un contexto de alza de precios internacionales. La Resolución Ministerio de Economía y Finanzas Públicas N°394/2007 estableció una fórmula para determinar la alícuota en función del precio internacional, fija en 45% si el precio era inferior a 60,9 USD/bbl y móvil por encima de ese valor. Mediante la “retención móvil” el valor percibido por el exportador se fijaba en 42 USD/bbl. La fórmula se actualizó mediante la Res. N°1/2013 bajando las retenciones llevando el valor percibido a 70 USD/bbl si el precio era mayor a 80 USD/bbl.

2014. En esta línea, se creó un programa de estímulo a la producción de petróleo por medio del cual el Estado Nacional le otorgaba 3 USD por barril a las empresas que mantuvieran o aumentaran su producción. A su vez, otorgaba un monto adicional de entre 2 y 3 USD por barril para las empresas que tuvieran que destinar parte de su producción al mercado externo (expuestas a la cotización internacional). Este programa implicó una transferencia de USD 450 millones desde el Estado Nacional a las empresas productoras en 2015. Como medida adicional orientada tanto al petróleo como a los derivados expuestos a precios internacionales se redujeron los derechos de exportación al 1% siempre y cuando el precio internacional de referencia fuera menor a 71 USD por barril. A las refinadoras locales que se vieron forzadas a comprar petróleo crudo más caro a nivel local se las compensó con la fijación de un precio sostén para el fuel oil producido localmente destinado a la generación de energía eléctrica. Como resultado de este acuerdo en 2015 se logró frenar el declino que venía mostrando la producción de petróleo. Asimismo, se alcanzó el objetivo planteado en el acuerdo de incremento del nivel de actividad: el número de plataformas de perforación activas, que había comenzado a aumentar en 2012 alcanzó el máximo promedio mensual durante 2015 (105 plataformas por mes en promedio).

En tercer lugar, la estatización del 51% de YPF SA permitió una abrupta recuperación de la inversión por parte de la principal empresa hidrocarburífera de nuestro país. Los niveles de inversión pasaron de un promedio de USD 2.225 millones en el período 2009-2011 a USD 5.730 millones entre los años 2012 y 2015. La recuperación de la inversión fue progresiva alcanzando en 2015 los USD 6.599 millones. Este proceso permitió pasar de 551 pozos conectados durante el año 2011 a 854 pozos en 2015, permitiendo que la producción de hidrocarburos de la empresa se expandiera a una tasa anual acumulativa del 6,8% entre los años 2012 y 2015, en tanto se había reducido al 6,6% anual en el quinquenio previo.

Parte de la inversión fue destinada al desarrollo del yacimiento no convencional de Vaca Muerta, el cual ubicó a la Argentina como el segundo país con mayores reservas de shale gas (801,5 TCF) y como el cuarto respecto a reservas de petróleo no convencional (27.000 Mbbl). El desarrollo masivo de este yacimiento podría revertir el déficit comercial energético en los próximos años. Por ejemplo, si la producción de gas natural se expandiera a una tasa anual acumulativa del 3%, podría reemplazarse en menos de un lustro las importaciones de gas oil y las de GNL durante la próxima década, permitiendo de esta forma reestablecer el saldo comercial energético.

### *Políticas energéticas actuales*

El cambio de gobierno a fines de 2015 lejos de dinamizar la producción sectorial condujo a una reducción de las inversiones en el sector, cuyo impacto en la producción se observará con intensidad en los próximos años. Este comportamiento estuvo asociado a la eliminación del precio sostén para la producción de crudo para converger al precio internacional, conjuntamente con falta de definición acerca del precio del gas que percibirán los productores una vez que finalice el plan gas a fines del presente año. La inversión en el sector se redujo sensiblemente durante 2016, en donde se conectaron 688 pozos, respecto a los 854 conectados durante 2015. En este contexto no es esperable una reactivación de la actividad en el sector, así lo demuestra la cantidad de plataformas de perforación activas destinadas a pozos petroleros que en febrero de 2017 era 46; es decir un 18% por debajo del mismo mes del año anterior y un 51% menos que en febrero de 2015.

Se debe destacar que el sendero del Precio del Gas en el Punto de Inyección (PIST) anunciado en octubre de 2016 por el Ministerio de Energía y Minería implica sensibles aumentos en las tarifas que deben afrontar los consumidores pero no se traduce en una mejora del precio que perciben los productores debido a que la eliminación de subsidios fue mayor. Se debe señalar además que el sendero de precios anunciado no se aplica a todo el volumen producido, ya que la región patagónica posee un sendero diferencial a un precio notablemente menor. Asimismo, la aplicación de una tarifa social a aproximadamente el 30% de los usuarios de gas natural, la absorben los productores de gas, en vez de ser un subsidio que otorga el estado nacional a la población más vulnerable. De esta forma, el precio percibido por los productores es sensiblemente más reducido que el publicitado por el Ministerio de Energía y Minería comprometiendo las inversiones futuras en el sector.

La reducción de la inversión tuvo un rápido impacto en la producción de crudo que se contrajo un 4% durante 2016 y en el caso de la producción gasífera si bien la producción continuó su ritmo ascendente esto obedeció centralmente al desarrollo del yacimiento Vega Pléyade en la cuenca Austral que había comenzado en los años previos y explica más del 90% del incremento que experimentó la producción en 2016.



Para alcanzar el objetivo de autoabastecimiento energético resulta fundamental incrementar el nivel de actividad y las inversiones en la industria hidrocarburífera local. La insuficiencia de la producción local para abastecer la demanda interna implica la agudización de la restricción externa ante los volúmenes de importaciones crecientes que requeriría nuestro país. Por ejemplo, aún suponiendo que la demanda de gas natural se mantuviera constante en los próximos 5 años y la oferta se reduzca a una tasa anual acumulativa del 1,0%, el impacto en la balanza comercial energética sería de más de USD 1.300 millones de dólares en el período 2017-2021, suponiendo un costo de importación del GNL de 5,5 USD/MMBTU. Esta situación empeora si se consideran incrementos en la demanda, en el declino de la producción local o un aumento en el costo de importación. Asimismo, para poder aumentar la importación de gas licuado se debería evaluar al menos al menos la instalación de una nueva planta regasificadora. Mientras las obras no se lleven a cabo, el déficit de gas debería ser reemplazado por gas oil, lo cual duplica el impacto sobre la balanza comercial si se tiene en cuenta el mayor precio de importación de ese combustible. En cuanto a la producción de petróleo liviano, si se mantiene en el período 2017-2021 la misma tendencia que en 2016 (-2,5%) el impacto en la balanza comercial, suponiendo un precio de importación promedio de 50 USD/bbl, también sumaría más de USD 1.300 millones adicionales.

### *Consideraciones finales*

En términos de política económica, la definición del nivel de precios internos del petróleo crudo, sus derivados y el gas natural resulta central. Por un lado, dado que las empresas operan a escala internacional, el nivel de precios local debe permitirles obtener cierto margen de rentabilidad que promueva la inversión en Argentina, dados los altos costos de extracción existentes en nuestro país. Por otra parte, los precios locales deben resultar accesibles para la población, en tanto el acceso a la energía significa una mejora en la calidad de vida de los ciudadanos y, al mismo tiempo, debe permitir que la industria local pueda desarrollarse a un nivel competitivo en términos internacionales.

La aplicación de incentivos por parte del estado nacional a las empresas del sector se realizó en un contexto de fuerte restricción externa, entendiendo que el objetivo de autoabastecimiento de hidrocarburos era central para recuperar la soberanía energética y revertir de esta forma el déficit comercial energético. En cambio, desde comienzos de 2016 la reducción de los incentivos a la

expansión de la producción hidrocarburífera estuvo asociada a una estrategia cortoplacista de endeudamiento externo que permite financiar los déficits crecientes del sector energético y que posibilita en el corto plazo abaratar los combustibles en el mercado local. Sin embargo, nuestro país tarde o temprano se enfrentará nuevamente a la restricción externa, ya sea por la imposibilidad de continuar con el proceso de endeudamiento, o por el incremento en los precios internacionales de los productos hidrocarburíferos. Lamentablemente la producción hidrocarburífera no se recupera en un lapso breve de tiempo, lo cual se traducirá en un persistente déficit estructural en el sector que impactará sensiblemente en el equilibrio del balance de pagos de nuestro país en el mediano y largo plazo.