



**¡NO
AL
FRACKING!**
NI AQUÍ, NI ALLÁ,
NI HOY, NI NUNCA

ANUARIO 2018

**Informes económicos
sobre los hidrocarburos
no convencionales
en Argentina**

**Facundo López Crespo
Marco Kofman**

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

**observatorio
petrolero sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

**TALLER
Ecologista**
maría / república

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina. Enfocados sobre los ángulos económico financieros y de justicia socioambiental para exponer las implicancias ocultas de la obstinación hidrocarburífera. Con el horizonte de una transición hacia fuentes de energías renovables y sustentables, y desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, pretendemos abordar fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta teniendo en cuenta las políticas y territorios implicados en el largo plazo.

Más información en:

ejes.org.ar

Autores: Facundo López Crespo y Marco Kofman

Edición: Mariana Fernández Massi y Fernando Cabrera

Fotografías: Martín Álvarez Mullally

Diseño y diagramación: dosRíos [diseño & comunicación]

1. Hidrocarburos no convencionales, 2. Vaca Muerta, 3. Políticas públicas, 4. Argentina.

Enero de 2019. Rosario, Neuquén y Buenos Aires, Argentina.

¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite

Esta edición se realiza bajo la licencia de uso creativo compartido. Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de la obra bajo las siguientes condiciones: Atribución: Reconocer a los autores como fuente. No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.



Índice

Presentación	5
Úselo y tírelo. Empleo petrolero en la Argentina no convencional	9
Introducción	9
El impacto de las políticas energéticas sobre el empleo del sector	10
Las características regionales de la evolución del empleo	12
Un mapa del empleo petrolero	14
La vulnerabilidad de las economías regionales	15
La masa salarial perdida en 2016-2017	17
La evolución de los salarios petroleros	19
Comentarios finales	21
Resfriados. Hogares argentinos y política energética	23
Resumen ejecutivo	23
Introducción	24
Los números del incremento en la factura residencial de gas	25
Los motivos del aumento de las facturas de gas	31
Comentarios finales	40
La exportación y el desplazo de YPF: pilares del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Argentina	43
Introducción	43
De exportadores a importadores de energía. El caso de un problema sectorial devenido en problema macroeconómico	43
Cambios y continuidades en la política sectorial a partir de la gestión de Cambiemos	50
Comentarios finales	61



Presentación

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina. Desde la conformación de este espacio, en 2016, uno de los ejes de nuestro trabajo ha sido analizar desde un ángulo económico financiero los cambios en la política energética, la dinámica empresarial en el sector hidrocarburífero y sus implicancias en términos de justicia socioambiental.

A lo largo de 2018 las noticias sobre temas energéticos no dieron tregua: cambios de nombres, anuncios de aumentos de tarifas y marchas y contramarchas en las políticas para el sector. En junio Juan José Aranguren dejó el Ministerio de Energía y fue reemplazado por Javier Iguacel, quien renunció el último día hábil del año tras anunciar los incrementos de tarifas para 2019. En septiembre, en el marco de la reestructuración de ministerios, el Ministerio de Energía bajó de rango para transformarse en Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda. Este cambio institucionalizó una tendencia que se observa desde el principio de la gestión de Cambiemos: la política energética, y en particular, tarifaria, está orientada fundamentalmente por las metas fiscales comprometidas con los acreedores externos y al mismo tiempo pretende atender los intereses de los principales actores del sector.

En este contexto, es preciso alzar la mirada más allá de cada anuncio específico para comprender la orientación de la política energética y, fundamentalmente, sus resultados. Los informes económicos publicados durante 2018, aquí compilados, tienen como principal objetivo ofrecer nuestra interpretación sobre la coyuntura del sector hidrocarburífero. Nuestra propuesta es hacerlo identificando quiénes son los ganadores y quiénes los perdedores en este derrotero de anuncios grandilocuentes, pedidos de austeridad y promesas eldoradistas para la Argentina.

El primero de los informes publicados en 2018, “Úselo y tírelo. Empleo petrolero en la Argentina no convencional”, ofrece un recorrido por la evolución reciente de las relaciones laborales en la industria hidrocarburífera y la volatilidad del mercado de trabajo petrolero, y caracteriza lo ocurrido con uno de los perdedores de la política energética: los trabajadores petroleros. Solamente considerando los trabajadores registrados en el sector privado, en 2016 y 2017 los hogares argentinos perdieron 156 mil millones de pesos de capacidad de consumo, por la caída del salario real y por la pérdida de puestos de trabajo. El sector petrolero, con el 1% de la fuerza laboral del país, explica el 23% de esa pérdida. Si bien los datos publicados con posterioridad a este informe dan cuenta de una leve recuperación del empleo petrolero en Neuquén durante el primer semestre de 2018, la cuenta sigue siendo negativa: 1.372 empleos registrados menos en relación al mismo período de 2015.

Más allá de los niveles de empleo y salario, la principal pérdida para los trabajadores es de orden cualitativa. En el marco del retraimiento de las inversiones, las compañías del sector interesadas en la explotación no convencional presionaron para la firma de un acuerdo junto al gobierno y al sindicato que modificó varios elementos de las relaciones laborales de la actividad para el caso específico de la explotación no convencional. En 2018 quedó en evidencia cuán graves pueden ser las consecuencias de la flexibilización en el sector: se registraron cinco muertes de trabajadores petroleros en la Cuenca Neuquina. La firma de un acuerdo similar a principios de 2019 en Mendoza da cuenta de que esta flexibilización es un requisito de las empresas para avanzar en la explotación no convencional.

En el informe “Resfriados. Hogares argentinos y política energética” se analizan dos ejes centrales de la política tarifaria de gas de Cambiemos: la dolarización del precio que recibe el productor del hidrocarburo y la Revisión Tarifaria Integral que definió las tarifas de las transportistas y las distribuidoras de gas. Como resultado, el aumento acumulado desde el comienzo del reajuste tarifario hasta mediados de 2018 fue, en promedio, de 600% y de 362% en el caso de un hogar con tarifa social. Así, si bien el conjunto de los hogares puede considerarse un segundo actor perdedor de la política energética, el informe destaca su sesgo profundamente regresivo: la pérdida de poder adquisitivo como consecuencia del tarifazo para los hogares de bajos recursos fue aproximadamente tres veces mayor a la que sufrieron el resto de los hogares. Este sesgo continúa profundizando, ya que mediante la Resolución SGE 14/2018 en octubre el alcance de la tarifa social se redujo aún más y se traspasó su financiamiento a las provincias.

Para 2019 este mal escenario parece solo profundizarse: el anteúltimo día hábil de 2019, Javier Iguacel anunció el incremento de las tarifas de electricidad y gas. Aunque fue menos preciso respecto a esta última, trascendió que el aumento promedio sería del 35% aproximadamente a partir de abril de 2019.

Los ganadores de este proceso han sido, por un lado, las empresas transportistas y las distribuidoras. Por cada U\$D 100 que percibieron por el cobro de tarifas (descontados los gastos operativos), en el 2015 perdieron U\$D 15, mientras que en 2017 ganaron U\$D 19. Por otro lado, la reducción del gasto en subsidios energéticos destinado fundamentalmente a las operadoras permitió destinar esos fondos al pago de intereses de la deuda pública, transfiriendo estos recursos a los prestamistas internacionales. Ese recorte, sin embargo, fue suplido con un aumento de las tarifas al consumo por lo que no perjudicó a las compañías que se beneficiaban del subsidio.

El tercer y último informe que presentamos en esta compilación, “La exportación y el desplazo de YPF: pilares del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Argentina”, evalúa cuáles han sido los resultados de la política energética sobre la dinámica de producción e inversión de las principales empresas del sector hidrocarburífero. A partir de un recorrido sobre la política energética de los últimos años se identifican rupturas y continuidades entre el último gobierno kirchnerista y la gestión de Cambiemos. La principal continuidad es la profundización del avance de los hidrocarburos no convencionales: a partir de 2016 con el desplome de la inversión en explotaciones conven-

cionales, la participación de los no convencionales en las inversiones del sector continuó aumentando y, por primera vez, en el año 2017, más del 50% de los recursos se volcaron a este tipo de producción. En el transcurso de 2018 esta tendencia incluso se profundizó.

En cambio, los principales cambios refieren al destino de la producción adicional, priorizando el mercado externo y planificando Vaca Muerta como una plataforma exportadora, y a cuáles son las compañías privilegiadas. Mientras que en el discurso del gobierno anterior el potencial de Vaca Muerta estaba vinculado a la posibilidad de asegurar el autoabastecimiento energético y descomprimir la salida de divisas para el pago de importaciones de gas, la gestión actual hace particular hincapié en el potencial de Vaca Muerta como polo exportador y relega a YPF para priorizar a las empresas privadas del sector. YPF fue la empresa más dinámica en términos de la recuperación de la inversión hidrocarburífera entre 2013 y 2015, pero a raíz de su desinversión, en 2017, perdió más de 15 puntos porcentuales de participación en las inversiones totales del sector. El actor que emerge, con una aparición disruptiva, es Tecpetrol, una compañía del grupo Techint que ha sido especialmente favorecida por el programa de subsidios para la explotación de reservorios no convencionales.

De este modo, los informes que compilamos aquí, recorren e interpretan los cambios recientes en materia de política energética y sus repercusiones sobre los hogares, las y los trabajadoras/es y las empresas del sector. Nos advierten cuán regresivos son los resultados sociales de profundizar una matriz energética fósil, con el protagonismo de grandes empresas privadas y altos costos para el Estado y las familias; y cuán urgente es proyectar otro escenario energético más justo para con la sociedad y la naturaleza.

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental, enero de 2019



TECHINT
Ingeniería y Construcción

Úselo y tírelo. Empleo petrolero en la Argentina no convencional

Rosario, junio de 2018

Introducción

En materia de empleo, el sector petrolero en la última década resultó ser, proporcionalmente, uno de los sectores de mayor dinamismo de la economía, primero en materia de creación de puestos de trabajo, y luego en materia de destrucción de una gran cantidad de ellos.

La dinámica social y económica de las regiones petroleras es muy sensible y en extremo vulnerable a los acontecimientos de esta actividad. En primer lugar, los ingresos del Estado están fuertemente ligados a la evolución de la producción de gas y petróleo, por el peso de las regalías en los presupuestos provinciales. En segundo lugar, la llegada de grandes contingentes de trabajadores y trabajadoras en épocas de expansión de la actividad reorganiza ciudades y poblados completos. A eso se le suma, como se trata de asalariados y asalariadas de ingresos relativamente altos, que el efecto sobre diferentes actividades urbanas se ve amplificado. Por otra parte, la pérdida de estos empleos, en épocas de retraimiento de la actividad, tiene un efecto irreversible sobre la calidad de vida de los trabajadores y trabajadoras: nuevas casas han sido construidas, diferentes lazos de sociabilidad en el nuevo territorio desarrollados y han abandonado sus lugares de origen.

En trabajos publicados anteriormente¹ hemos revisado parte de la historia reciente del sector petrolero y gasífero en Argentina con el eje puesto en la política estatal respecto al hallazgo y posterior explotación de los hidrocarburos no convencionales. A partir de los avances allí referenciados nos dedicaremos en este documento al tratamiento específico de los aspectos salariales de la actividad.

1. López Crespo, García Zanotti y Kofman (2016). "Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina". Ejes. García Zanotti, Kofman y López Crespo (2017). Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales". Ejes.

El impacto de las políticas energéticas sobre el empleo del sector

Durante un lustro los primeros gobiernos kirchneristas confiaron en la capacidad de la economía argentina para generar las divisas necesarias para la importación de petróleo y gas, cuya producción local sufría las consecuencias de la privatización y el vaciamiento en la década de los 90 del pasado siglo. La reaparición de tendencias deficitarias en el balance cambiario, hizo que el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner se vea en la necesidad de tomar medidas activas para revertir la ecuación energética. En un principio se estimuló con fuerza la producción de petróleo, principalmente mediante la aplicación del plan “petróleo plus”. En el período 2009-2012 el gobierno transfirió 3.983 millones de dólares al sector para frenar la caída de la producción. De ese total, 3.288 millones (82,5%) estimularon la extracción petrolera, en tanto que los restantes 695 millones estimularon la producción gasífera.

A partir de 2012, la estrategia cambió rotundamente. De la mano de la recuperación del control accionario mayoritario de YPF, la política sectorial se orientó a estimular la producción de gas y, en particular, la extracción del gas no convencional disponible en el reservorio de la cuenca neuquina. Entre 2013 y 2015 las transferencias estatales se multiplicaron y cambiaron su orientación: el estado transfirió 9.330 millones de dólares a las empresas del sector. La extracción de crudo recibió 2.636 millones (incluyendo 2.000 millones por renuncia de derechos de exportación producto de la eliminación del gravamen para las exportaciones petroleras), en tanto que la extracción de gas absorbió 6.694 millones de dólares (71,7%)

-10-

Gráfico 1.1: transferencias estatales al sector 2009 a 2015 en millones de dólares.



Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de Energía, Balances Contables, Oficina Nacional de Presupuesto y estimaciones propias.

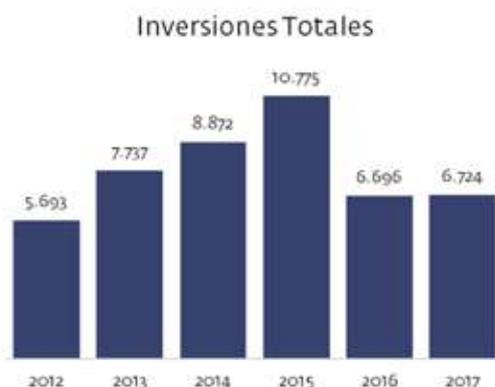
La política energética del kirchnerismo se estructuró, desde entonces, en base a dos objetivos primordiales: alcanzar el autoabastecimiento energético y, a su vez, que el mismo se logre sin afectar los ingresos de los hogares. Este segundo elemento era esencial en una economía que no podía evadir las consecuencias de la crisis económica internacional y de Brasil (su principal socio comercial) y que experimentaba una caída de los precios de sus bienes exportables. En ese contexto adverso, el bajo nivel de las tarifas contribuyó a sostener las capacidades internas de consumo de la población.

La llegada de Cambiemos al gobierno en diciembre de 2015 implicó la renuncia a estos objetivos. La nueva política energética tuvo como pilar un inédito incremento de las tarifas de los servicios públicos energéticos (gas y luz) y la dolarización de los precios internos de los combustibles. El Estado, luego de determinar cuál debería ser el “precio de mercado” del gas, se desentendió de la evolución de la actividad y trasladó a los usuarios el peso de garantizar los ingresos de las empresas.

El gobierno redujo los subsidios energéticos: entre 2015 y 2017 pasaron de representar un 10% a un 5% del presupuesto estatal. Para compensar a las empresas, usuarios y usuarias finales de gas y energía debieron afrontar un incremento tarifario de entre un 300% y un 500%. Las empresas distribuidoras y transportistas de gas y energía eléctrica percibieron un desproporcionado incremento de sus ingresos, que en algunos casos se triplicaron o cuadruplicaron en ese período, y se erigieron como líderes en el Mercado de Valores de Buenos Aires. Por su parte, las empresas que extraen petróleo y gas perdieron una parte de los incentivos existentes en los programas vigentes hasta el 2015, la cual les exigía incrementos de producción. La compensación por los nuevos precios abonados por usuarios y usuarias (que implicó una transferencia total de 3.875 millones de dólares en los últimos dos años) no fue percibida como un estímulo suficiente para realizar nuevas inversiones. La caída de la inversión en 2016 y 2017 impactó con fuerza en el empleo sectorial y en los niveles de producción de gas y petróleo.

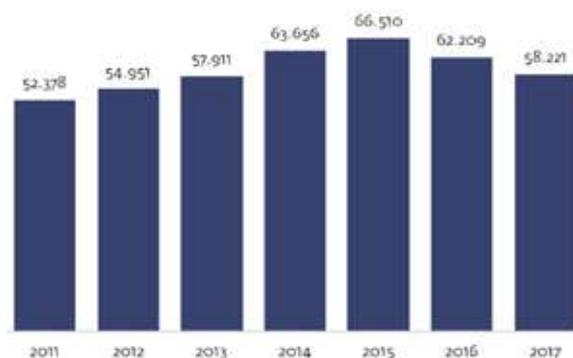
En los siguientes gráficos vemos la íntima relación entre inversión y empleo.

Gráfico 1.2: Inversión de las empresas petroleras en millones de dólares.



Fuente: elaboración propia.
 Datos de Ministerio de Energía.

Gráfico 1.3: Número de trabajadores y trabajadoras en la actividad de extracción de petróleo crudo, gas natural y actividades de servicios asociadas. Total país, promedio anual



Fuente: elaboración propia.
 Datos de Ministerio de Trabajo.

Entre el año 2012 y el año 2015 el crecimiento de las transferencias estatales en el marco de la estrategia de autoabastecimiento con protección del mercado interno se tradujo en un fuerte incremento de la inversión productiva de las compañías del sector. En 2012 la inversión total de las empresas había sido de 5.631 millones de dólares y en 2015 la inversión anual llegó a ser de 10.775 millones de dólares.

El abandono de estos objetivos económicos, a pesar de la enorme transferencia de recursos movilizadas desde los usuarios hacia las empresas, se manifestó en una profunda caída de la tasa de inversión sectorial. En el primer año del nuevo experimento económico neoliberal la inversión cayó un 38%. Una caída anual de este tenor en cualquier variable económica resulta una anomalía generalmente asociada a catástrofes naturales o humanitarias. En el año 2017, la inversión no recuperó el terreno perdido el año previo, sino que mantuvo su nivel deprimido del año anterior.

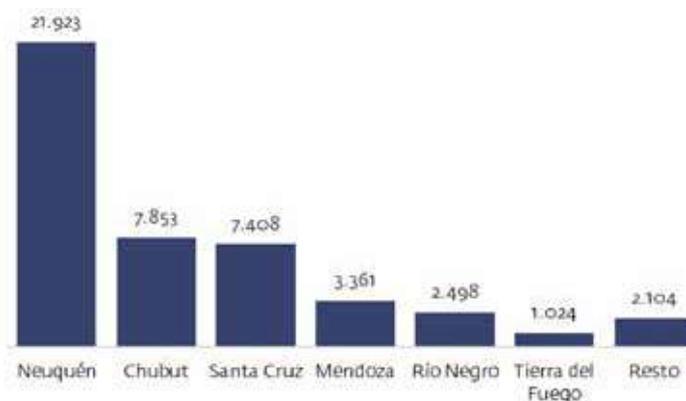
La evolución del empleo sectorial, entonces, no debiera sorprendernos. Así como entre 2012 y 2015 se crearon 14.132 puestos de trabajo directos en la actividad petrolera, en los dos primeros años del nuevo gobierno, se destruyeron nada menos que 8.289 empleos en este sector.

Las características regionales de la evolución del empleo

El proceso tuvo sus particularidades regionales asociadas a la localización de las distintas cuencas y yacimientos. La provincia de Neuquén en este marco se convirtió en el centro casi exclusivo del crecimiento de la inversión entre los años 2012 y 2014, período en el que pasó de recibir el 39% de las inversiones totales a recibir el 50% de la inversión nacional hidrocarburífera.

En los seis años del período 2012-2017, la provincia de Neuquén con 21.923 millones de dólares, concentró el 47% de las inversiones del sector, en tanto que Chubut recibió el 17% de las inversiones con 7.853 millones y Santa Cruz el 16% con 7.408 millones.

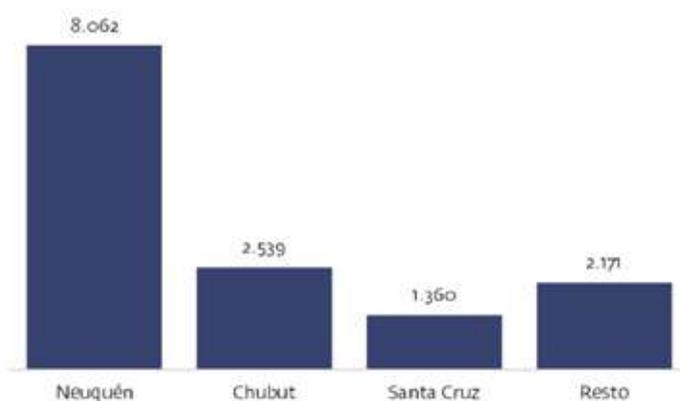
Gráfico 1.4: inversión hidrocarburífera por provincia 2012 a 2017 en millones de dólares.



Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de Energía.

Las provincias que concentraron mayores inversiones lideraron la creación de empleo sectorial en el período 2012 a 2015. De los 14.132 puestos de trabajo creados esos cuatro años, la provincia de Neuquén concentró el 57% en tanto que Chubut y Santa Cruz explicaron, respectivamente, el 18% y 10% del incremento nacional.

Gráfico 1.5: Creación de empleo en los años 2012 a 2015.

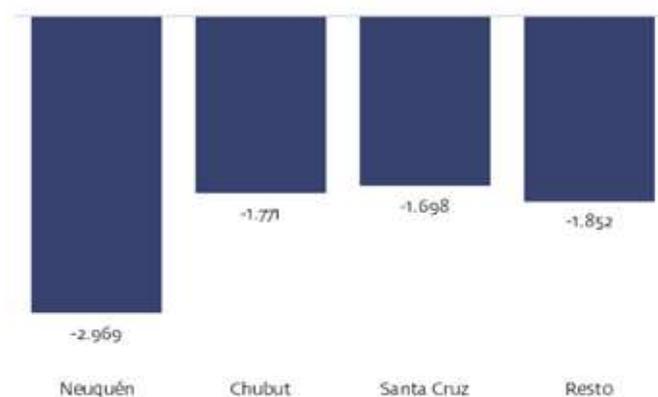


Fuente: elaboración propia, datos de Ministerio de Trabajo.

Por su parte, la destrucción de empleo petrolero en los últimos dos años no se concentró de forma tan acentuada sobre la provincia de Neuquén. La explicación reside en que la caída de la inversión en producción convencional fue parcialmente compensada por el incremento de la inversión en los recursos no convencionales pertenecientes al territorio provincial. Aun así, esta provincia sufrió la pérdida de 2.969 empleos petroleros que explican el 36% de la pérdida sectorial nacional. Chubut y Santa Cruz concentraron, por su parte, el 21% y el 20% de la disminución total de trabajadores de la actividad.

-13-

Gráfico 1.6: destrucción de puestos de trabajo en 2016 y 2017.



Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de Trabajo.

Un mapa del empleo petrolero

Según la información del Sistema Integral Previsional Argentino (SIPA), a mediados de 2017 había 57.704 trabajadores y trabajadoras en la actividad petrolera en el país². 16.890 trabajadores y trabajadoras figuraban en la actividad de “extracción de petróleo crudo y gas natural”, en tanto que los restantes 40.724 se desempeñaban en “actividades de servicios relacionadas”. Sobre el total del empleo privado registrado a nivel nacional, actualmente las actividades petroleras explican el 0,88%. En el momento de mayor actividad, a principios de 2015, con 66.902 trabajadores y trabajadoras el sector aportó el 1,02% del total de empleos nacionales.

El 30,5% de estos trabajadores y trabajadoras se encuentra en la provincia de Neuquén. Chubut implica el 21,8% del empleo sectorial y Santa Cruz, el 14,8%.

A modo de síntesis del empleo petrolero exponemos a continuación el siguiente cuadro con tres momentos específicos: comienzos del año 2008, previo a la política activa de transferencias estatales favorables al sector, comienzos de 2015, período en el que estas transferencias alcanzan su máximo valor y; segundo trimestre de 2017, que se corresponde con el último dato disponible en la web del ministerio de trabajo.

Cuadro 1: Estructura del empleo petrolero.

Año	2º trim. 2008	2º trim. 2015	2º trim. 2017
Cantidad de Trabajadores/as Petroleros/as	50.443	66.723	57.704
Extracción de gas y petróleo	12.484	18.373	16.890
Actividades de servicio relacionadas	37.959	48.350	40.724
% sobre el total de empleo privado registrado	0,85%	1,02%	0,88%
Distribución por provincia			
Neuquén	24,9%	31,2%	30,5%
Chubut	22,7%	21,7%	21,8%
Santa Cruz	17,0%	15,8%	14,8%
Mendoza	8,5%	6,4%	7,4%
Río Negro	4,0%	3,7%	3,6%

Fuente: elaboración propia, datos de Ministerio de Trabajo.

2. Las cifras aquí presentadas corresponden al último dato disponible (segundo trimestre de 2017).

La vulnerabilidad de las economías regionales

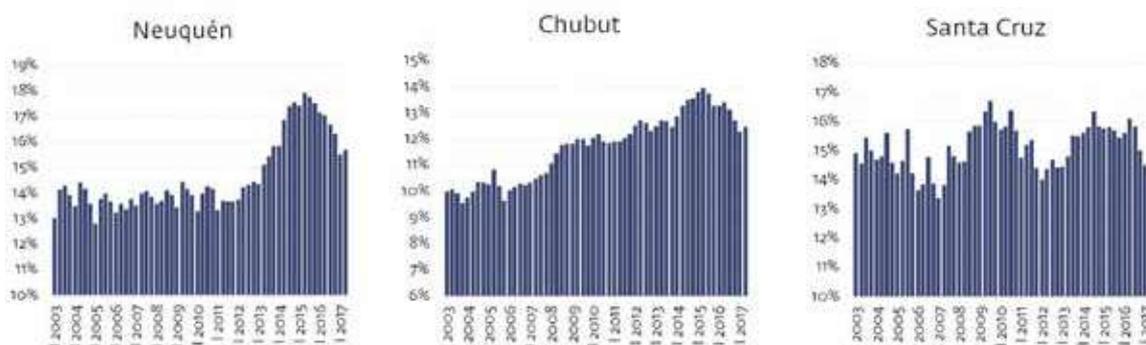
Ciertos aspectos relevantes, como la dependencia de los recursos provinciales respecto al cobro de regalías y cánones a las compañías extractivas, o la centralidad que estas actividades puedan tener sobre el Producto Bruto Geográfico, han ocupado la atención de numerosos/as colegas y periodistas de medios de comunicación locales. El enorme peso relativo de la actividad hidrocarburífera, elemento que constituye la principal característica de estas economías, se traduce en un importante grado de fragilidad y vulnerabilidad ante fenómenos externos a los espacios de decisión territoriales. La caída del precio internacional del petróleo, una decisión estratégica de una gran compañía internacional o un cambio de política nacional, puede producir un efecto devastador. En este caso, nos centraremos en un aspecto poco abordado: los efectos de los cambios en el poder adquisitivo de los trabajadores/as petroleros/as sobre las dinámicas económicas regionales.

A nivel nacional las variaciones de puestos de trabajo de la rama petrolera tienen escaso impacto macroeconómico, debido a que se trata de una fuerza laboral que representa a menos del 1% de los trabajadores/as registrados/as. Sin embargo, en algunos territorios provinciales resultan más sensibles al devenir de la actividad.

En las provincias de Neuquén, Chubut y Santa Cruz el empleo petrolero es central en la estructura laboral. Para el segundo trimestre de 2017, el 15,7% de los trabajadores/as registrados/as en el sector privado de Neuquén pertenecían a esta actividad. El 14,2% de la fuerza laboral de Santa Cruz y el 12,5% de la de Chubut reunían la misma condición.

La conformación de la fuerza laboral no ha sido constante en estas provincias, sino que ha ido variando de acuerdo a las políticas nacionales de estímulo a la actividad. El caso de Neuquén resulta el de mayor claridad al respecto. Durante todo el período 2003-2013 el sector petrolero concentró entre el 13% y el 14% de la fuerza laboral privada. Las políticas de estímulo del período 2013-2015 elevaron el empleo petrolero en la provincia a tal punto que la actividad llegó a concentrar el 18% del empleo. Luego, el cambio de estrategia del gobierno de Cambiemos provocó una pérdida de fuentes laborales petroleras que redujo su incidencia en el empleo privado hasta el 15,5%. En Santa Cruz se da una evolución más errática para todo el período, aunque en el último se evidencia una caída importante de la participación de esta actividad en el total de la fuerza laboral privada del 16% al 14,2%. Chubut sufrió también la disminución del peso de esta actividad en el empleo privado de casi el 14% al 12,5%.

Gráfico 1.7: participación del empleo petrolero sobre el empleo registrado privado en cada provincia. 2003 a 2017.

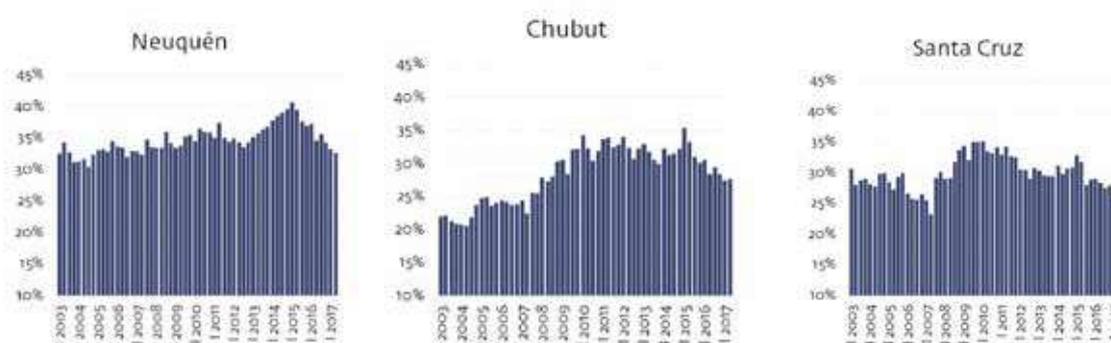


Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de trabajo.

Como los salarios petroleros se ubican por encima de la media salarial del sector privado, el efecto de la evolución del empleo de esta actividad sobre las economías regionales se ve amplificado. A nivel nacional, aunque la actividad concentra menos del 1% de los y las trabajadores/as, sus salarios representan el 3% de los ingresos de trabajadores/as registrados de todo el país. En 2015, la masa salarial de petroleros/as llegó a representar nada menos que el 4,4% del total de la masa salarial privada registrada. En ese momento, el 40,7% de los ingresos del total de trabajadores/as del sector privado de la provincia de Neuquén era explicado por la actividad petrolera. Para Chubut y Santa Cruz dicha participación se ubicaba en 35,3% y 32,9% respectivamente. Aún en provincias donde la actividad petrolera no es la actividad principal, como Mendoza o Rio Negro el peso de los ingresos de trabajadores/as petroleros/as se vuelve importante: en 2015 llegó a representar en esas provincias el 7,1% y el 8,5% respectivamente del total de los ingresos de trabajadores/as registrados/as en el sector privado.

El cambio de política económica que se inició a finales de 2015 impactó con fuerza en estas provincias reduciendo drásticamente el poder de compra de los y las asalariados/as. La pérdida de puestos de trabajo de alto poder adquisitivo redujo la participación de los ingresos de petroleros/as al 32,6% en Neuquén, al 27,7% en Chubut y al 25,3% en Santa Cruz.

Gráfico 1.8: participación de la masa salarial de petroleros/as sobre la masa salarial total de los y las trabajadores/as registrados del sector privado en cada provincia. 2003 a 2017.



Fuente: elaboración propia, dato de Ministerio de trabajo.

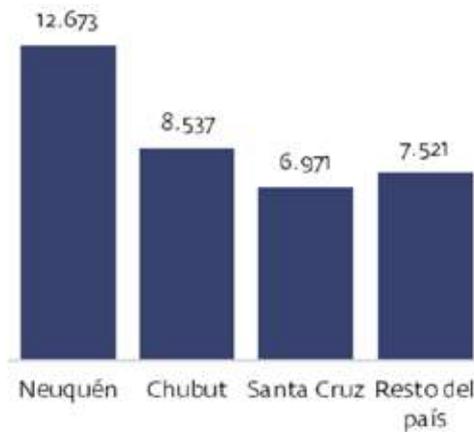
La masa salarial perdida en 2016-2017

Las políticas económicas llevadas adelante desde diciembre de 2015 produjeron un severo ajuste sobre los presupuestos de los hogares de trabajadores/as. El gobierno presionó a los sindicatos y logró, con el apoyo de varios de sus dirigentes, que los aumentos salariales no compensen la evolución de los precios. De este modo, se produjo una caída general en la capacidad de compra de trabajadores/as que se tradujo en una evolución negativa de los indicadores de consumo, impactando, a su vez, en las actividades productivas asociadas (comercio, pymes, servicios e industria orientada al mercado interno). Solamente considerando trabajadores/as registrados/as en el sector privado, un poco más de 6 millones de trabajadores/as, por la caída del salario real y por la pérdida de puestos de trabajo, en 2016 y 2017 los hogares argentinos perdieron 156 mil millones de pesos³ de capacidad de consumo.

El dato sorprendente es que el sector petrolero, sólo con el 1% de la fuerza laboral del país, explica nada menos que el 23% de esa pérdida de los trabajadores/as de toda la economía argentina. La masa salarial petrolera durante 2016 y 2017 acumuló una pérdida de casi 36 mil millones de pesos en relación a su nivel del año 2015.

3. Medido en pesos constantes del cuarto trimestre de 2017.

Gráfico 1.9: pérdida de poder adquisitivo de los trabajadores/as registrados/as en el sector privado en 2016 y 2017. Total país. Millones de pesos constantes de cuarto trimestre de 2017.

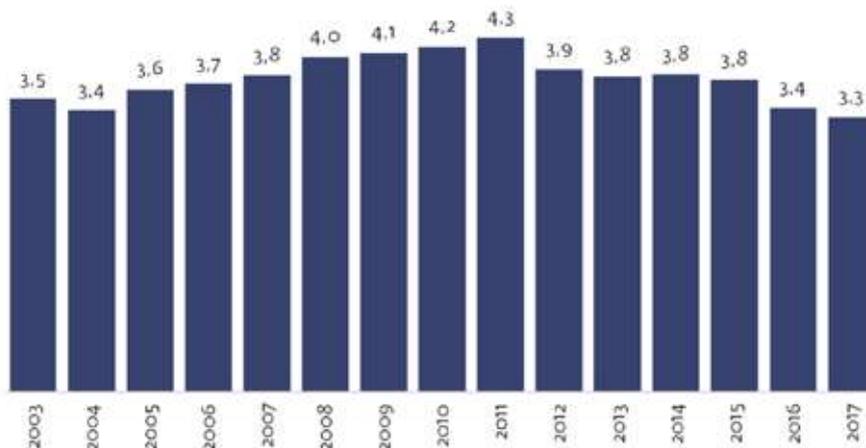


Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de Trabajo, INDEC y DGEyC CABA.

Cuando observamos lo acontecido en las provincias petroleras, esta tendencia se acentúa y profundiza a niveles preocupantes. En la provincia de Neuquén la masa salarial perdida por el cambio de política energética asciende a 12.672 millones de pesos y explica el 67% de la pérdida de masa salarial total de la provincia. En Chubut petroleros/as acumularon una reducción de la capacidad de consumo de 8.536 millones de pesos, explicando el 65% de la pérdida total de los y las trabajadores/as de la provincia, y en Santa Cruz 6.971 millones de pesos, el 48% del total de lo que perdieron los y las trabajadores/as registrados/as en el sector privado de la provincia.

-18-

Gráfico 1.10: pérdida de poder adquisitivo de los y las trabajadores/as petroleros/as registrados/as en el sector privado en 2016 y 2017. Millones de pesos constantes de cuarto trimestre de 2017.



Fuente: elaboración propia. Datos de Ministerio de Trabajo, INDEC y DGEyC CABA.

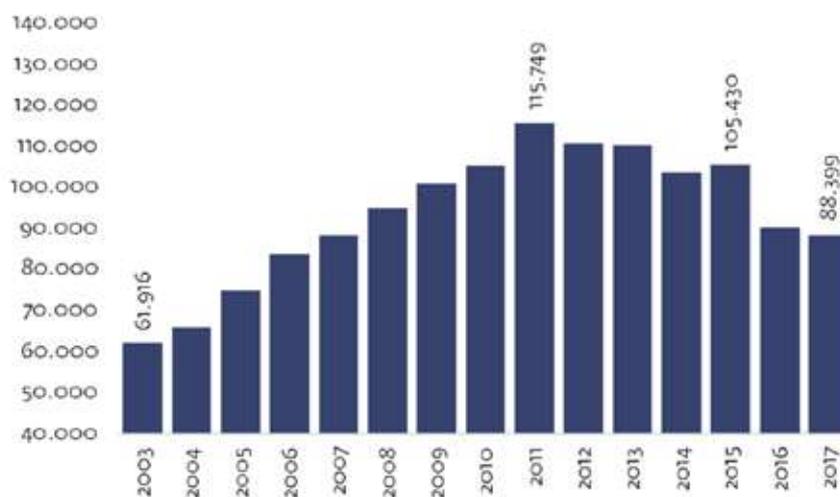
Para evaluar el daño que tal merma de la capacidad de consumo de sus habitantes le puede ocasionar a una provincia comparamos con otros valores. En el año 2016, los ingresos por regalías de la provincia de Neuquén fueron de 11.600 millones de pesos (expresados en pesos constantes del cuarto trimestre de 2017). Es decir, que la pérdida de los y las trabajadores/as en dos años fue equivalente a un año de ingresos por regalías.

La evolución de los salarios petroleros

Según la información del Ministerio de Trabajo, el salario bruto mensual promedio de un/a trabajador/a del sector petrolero (incluye extracción y servicios relacionados) en 2017 fue de aproximadamente 88 mil pesos (en pesos constantes de diciembre de 2017). Para el mismo período los y las trabajadores/as registrados en el sector privado de la economía promediaron un salario mensual de 26 mil pesos.

Esta diferencia entre el salario petrolero y la media de la economía por la cual el primero es 3,3 veces más elevado que el segundo, fue cambiando en el tiempo. En el año 2011, el salario petrolero fue 4,3 veces más alto que la media.

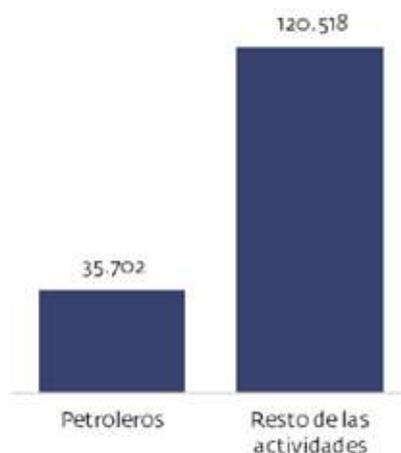
Gráfico 1.11: diferencia entre el salario petrolero y la media del sector privado.



Fuente: elaboración propia. Datos de SIPA.

La evolución del salario real de los petroleros hasta 2011 fue más acelerada que la del resto de los trabajadores de la economía privada, creciendo en términos reales un 87% desde 2003. Pero desde allí, el ingreso de los petroleros ha comenzado a disminuir, acumulando una caída del 9% hasta 2015 y luego una nueva caída del 16% entre 2015 y 2017. En la actualidad, la capacidad de compra de un salario petrolero es un 24% más reducida que la que era en 2011.

Gráfico 1.12: Salario bruto real promedio en la actividad petrolera. Pesos de diciembre de 2017.



Fuente: elaboración propia, datos de Ministerio de Trabajo, INDEC y DGEyC-CABA.

La reducción del salario real del 16% entre 2015 y 2017, cuadruplica la caída promedio del poder de compra de los salarios de los y las trabajadores/as que en el mismo período vieron reducir su capacidad adquisitiva en 4 puntos porcentuales.

Este fenómeno se produce en el marco de la aplicación parcial de las modificaciones incorporadas al convenio colectivo de la actividad anunciadas en enero de 2017. En el marco del retraimiento de las inversiones, las compañías del sector interesadas en la explotación no convencional presionaron para la firma de un acuerdo junto al gobierno y al sindicato que modificó varios elementos de las relaciones laborales de la actividad para el caso específico de la explotación no convencional: se dejaron de remunerar las horas “taxi” (tiempo de traslado hasta el pozo), se incorporó la modalidad de contrato de trabajo por plazo determinado, se amplió la realización de horas extras, se redujeron las dotaciones técnicas de personal, se amplían las restricciones de trabajo por situaciones de peligro como la noche o los vientos fuertes. A cambio, los y las trabajadores/as consiguieron que el 10% de su salario quede exento del pago del impuesto a las ganancias de la cuarta categoría.

Comentarios finales

La actividad petrolera es muy sensible a tensiones de corto y mediano plazo y esto trae aparejado una gran vulnerabilidad social en los territorios donde se desarrolla. En poco tiempo el escenario de una región o la trayectoria vital de un trabajador pueden sufrir transformaciones que los vuelve vulnerables a cualquier cambio de viento político o económico.

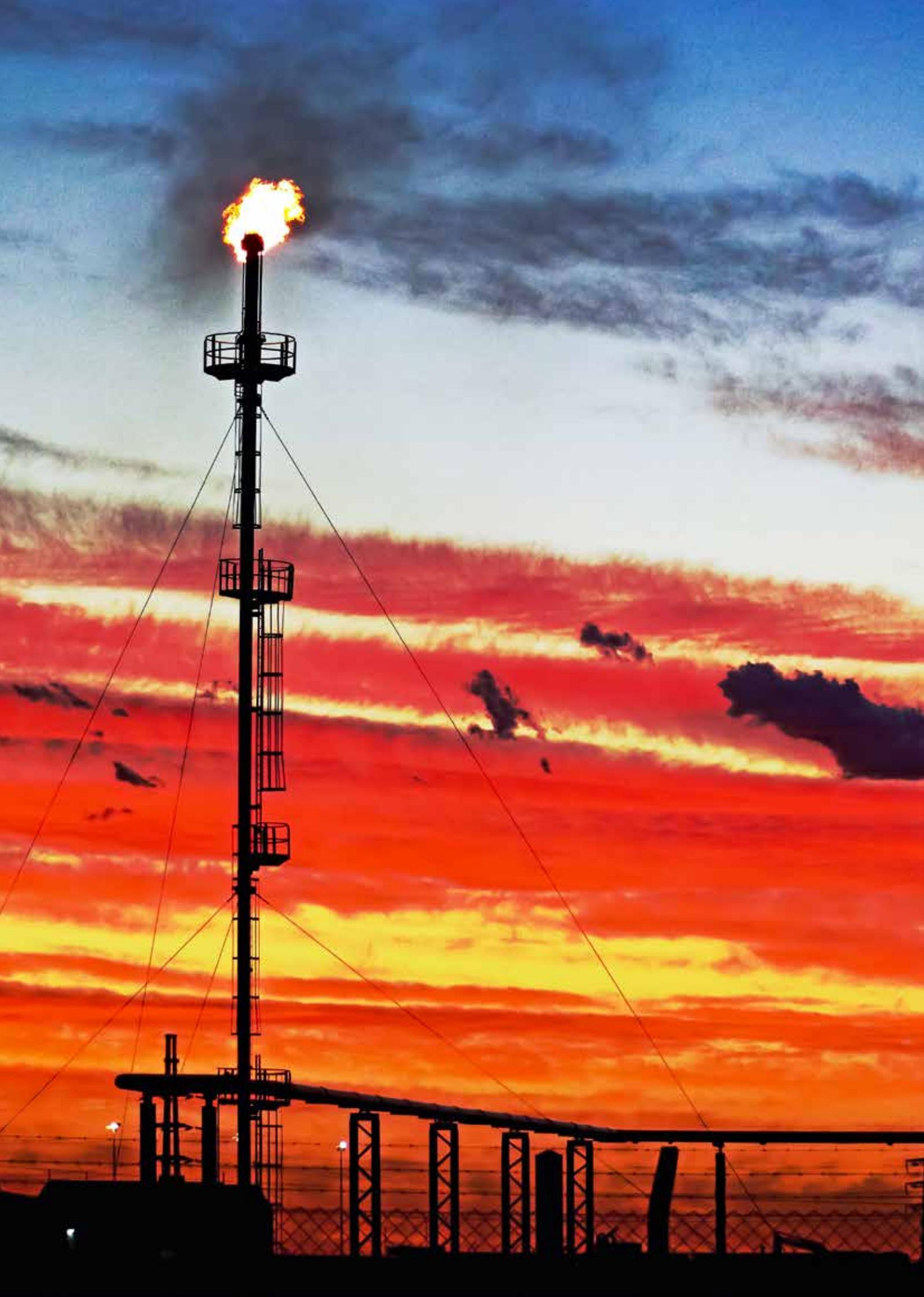
Los cambios en la política energética de los últimos dos años implicaron una fuerte reducción de las inversiones productivas por parte de las empresas. La sensibilidad del empleo a los cambios en los niveles de inversión provocó que, en dos años, se pierdan 9.198 empleos en el sector que equivalen al 14% de la fuerza laboral registrada en la actividad en el año 2015.

Así como en el trienio 2013-2015 el proceso de crecimiento de las inversiones estuvo liderado por YPF, en los últimos dos años la empresa bajo control estatal realiza lo inverso, entregando la conducción del sector a nuevos actores privados como PAEG, Shell y Pampa Energía. Las perforaciones de YPF, según se desprende de información publicada por la misma en sus últimos prospectos de emisión de obligaciones negociables, se redujeron de 1.012 pozos en 2015 (incluyendo exploración y desarrollo), a 730 pozos en 2016 y a 496 en 2017. Esto generó que la petrolera estatal reduzca su personal total desde 22.025 trabajadores/as en 2015 a 19.072 en 2017.

La adenda incorporada al convenio colectivo de petroleros/as, por su parte, no sólo reduce el costo laboral de las compañías, sino que, al habilitar las contrataciones a plazo determinado vuelve más volátil el mercado de trabajo de la actividad y más vulnerable a trabajadores/as y a los entramados sociales en los que se insertan.

Uno de los datos llamativos es que el comienzo de la caída del poder de compra de los y las trabajadores/as se ubica en el año 2012, en un contexto en el cual el resto de los y las trabajadores/as de la economía nacional veía incrementarse la capacidad adquisitiva de sus salarios. Este mismo año, se inicia la explotación del yacimiento Vaca Muerta en nuestro país y quizás haya que indagar en las prácticas laborales de la actividad para encontrar allí si la producción no convencional está necesariamente asociada a remuneraciones más bajas de la actividad.

Las pérdidas de empleos por un lado y la caída del 16% del salario real por otro, ubican a los y las trabajadores/as petroleros/as en la larga lista de perdedores debido al desarrollo de Vaca Muerta y de la política energética implementada en los últimos años.



Resfriados. Hogares argentinos y política energética

Rosario, agosto de 2018

Resumen ejecutivo

La política tarifaria que ha adoptado Cambiemos signada por el encarecimiento de la energía opera como un mecanismo de transferencia de ingresos con resultados sumamente regresivos. Su puesta en funcionamiento ha despertado desde un inicio una gran reacción social que demuestra que carece de legitimidad. Tal es así que quien desde su cargo de ministro de Energía y Minería, diseñó y comunicó su puesta en práctica, Juan José Aranguren, recientemente ha sido removido debido al desgaste que sufrió su imagen. Sin embargo, no hay elementos para afirmar que la salida de Aranguren implique una reversión de la política tarifaria funcional a un modelo económico que no pareciera estar en discusión por parte del gobierno.

En el caso del gas, se avanzó en la dolarización del precio que recibe el productor del hidrocarburo y en la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que definió las tarifas de las compañías transportistas y de las distribuidoras de gas. Estos fueron los dos hitos que marcaron el inicio de los sucesivos incrementos de las facturas de los hogares con acceso a la red.

En torno al primero de ellos, no solamente se dispuso fijar el precio del gas en dólares, sino también, ajustarlo semestralmente según un sendero que se extiende hasta 2019 en todo el país excepto para Patagonia, Puna y Malargüe ya que para estas regiones el sendero previsto finaliza en 2022. Partiendo de los niveles iniciales del precio del gas, este mecanismo implica un aumento de 554% y del 1920% respectivamente. A su vez, la dolarización implica el traslado de la volatilidad cambiaria al precio del gas, por lo cual, cabe preguntarse si la nueva gestión del ministerio trasladará completa o parcialmente las recientes devaluaciones a la factura.

Con respecto a la RTI, se evaluó que las tarifas de transporte y distribución debían aumentar en términos reales para recomponer los ingresos de las empresas prestatarias de estos servicios. La actualización de estas tarifas se terminó de consumir con el incremento de abril del presente año. A partir de ahora, solamente se contempla que sus ajustes estén en línea con la inflación para evitar que queden retrasadas.

Desde que se iniciaron los ajustes en las facturas, el aumento acumulado promedio fue de 600% y de 362% en el caso de un hogar con tarifa social. En cambio, los salarios aumentaron, en promedio, sólo un 62%. Por lo tanto, creció la participación del gasto en gas en los ingresos de los hogares con la consecuente pérdida de poder adquisitivo. Dicha pérdida en el caso de los hogares de bajos recursos fue aproximadamente

tres veces mayor a la que sufrieron el resto de los hogares, confirmando que el impacto del encarecimiento del gas fue asimétrico en perjuicio de los hogares más vulnerables.

Desde la implementación del Plan Gas, en 2013, la producción de gas revirtió la tendencia decreciente y cambió notablemente su composición. La producción no convencional pasó de explicar el 3% en el año 2012 a representar el 25% en el año 2017 y el precio estímulo se constituyó como referencia para el no convencional. Los cambios recientes profundizaron este crecimiento del no convencional respecto a la producción convencional. Sin embargo, la producción total cerró en el año 2017 con una leve caída del 1%.

Los objetivos que se persiguen con esta política tarifaria son dos. Uno de ellos es mejorar las ecuaciones económicas y financieras de las transportistas y las distribuidoras: por cada USD 100 que les ingresó por el cobro de tarifas (descontados los gastos operativos), en el 2015 perdieron USD 15, mientras que en 2017 ganaron USD 19.

El segundo objetivo apunta a reducir los subsidios energéticos en el marco de un programa fiscal que requiere ajustar el gasto para liberar recursos que permitan ser redireccionados hacia el pago de los intereses de la deuda pública. Este programa fiscal es producto de un nuevo ciclo de endeudamiento externo. En ese sentido, se constata que la participación de los subsidios energéticos en el gasto total cedió cinco puntos entre el 2015 y 2017 mientras que, en mismo período, la partida destinada al pago de los intereses de la deuda elevó en igual cantidad, cinco puntos, su participación.

En base a estas consideraciones se concluye que la actual política tarifaria opera como un mecanismo de transferencia de ingresos a favor de las empresas prestatarias de servicios públicos y del capital financiero. Constituyéndose así, en el espejo de un modelo económico regresivo.

-24-

Introducción

El presente trabajo se propone dimensionar los incrementos en las facturas de gas de los hogares desde el inicio de la política tarifaria del Gobierno Nación. Focaliza el análisis en los hogares con acceso al gas por red –8,5 millones de hogares–, dejando de lado la situación de los que consumen gas envasado –5,3 millones–.

Este informe concluye que los aumentos distaron de estar en línea con las mejoras salariales y diferencia el impacto de la suba según los niveles de ingresos familiares. Además, evalúa los motivos por los cuales se dieron estos aumentos haciendo énfasis en que la actual política tarifaria retira los subsidios energéticos y recompone los márgenes de ganancias de las empresas prestatarias de servicios públicos. En última instancia, el objetivo del trabajo es evidenciar las transferencias económicas que genera la política tarifaria del Gobierno Nacional.

Tanto este informe como el resto de las producciones realizadas por EJES se proponen servir de herramientas para la discusión y acción acerca de cómo resolver tres problemáticas que pueden formularse en carácter de pregunta: ¿qué energía produci-

mos?, ¿cómo la producimos? y ¿para quién la producimos? Aunque puedan plantearse por separado, el tratamiento de todas ellas se centra en poner en consideración el modelo energético que se quiere alcanzar. Sin dudas, la desfosilización, desmercantilización y la democratización de la energía son principios rectores de ese modelo.

Los números del incremento en la factura residencial de gas

La tarifa de gas para un hogar se estructura en tres componentes:



El primer componente está ligado a la producción de gas, que está desregulada de derecho no de hecho, ya que el Estado actualmente tiene intervención en la fijación del precio⁴. Los dos componentes restantes están relacionados al transporte y distribución de gas, ambas actividades reguladas por la Ley N° 24.076 sancionada en 1992, por eso en este caso se habla de tarifa y no de precio⁵. A la tarifa de gas resultante de la sumatoria de los tres componentes corresponde sumarle los tributos para llegar a la factura final que pagan los hogares.

Durante el año 2016 dos hitos marcaron la política tarifaria del gobierno: la convocatoria a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) para tratar las tarifas de transporte y distribución, y la dolarización del precio del gas.

4. La Ley N° 24.076 establece que el gas que consume la demanda residencial, en lo que refiere al precio en el primer eslabón, debe determinarse libremente en el mercado. Desde la Ley de Emergencia de 2002 eso no ocurrió. Fue el Estado el que lo fijó. De hecho, en el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación que revocó el primer intento de aumento de tarifas de 2016, los jueces se apoyaron en esa evidencia para establecer que la determinación del PIST también debía estar sujeta a Audiencia Pública. Con la finalización de la prórroga de la Ley de Emergencia, Aranguren anunció el año pasado que se reintroducía el esquema de precio "libre" a partir del 2018. En ese marco, en noviembre del año pasado los productores y distribuidores (oferentes y demandantes) firmaron un acuerdo de abastecimiento 2018-2019 en el cual pactaron como precio de compra-venta el estipulado en el sendero, previamente definido por el Ejecutivo, para los dos años de vigencia del acuerdo.

5. Esta ley fue sancionada en el año 1992 como consecuencia de la privatización de Gas del Estado. A través de la adjudicación de licencias para el transporte y distribución de gas, el Estado traspasó ambas actividades a empresas privadas.

La revisión tarifaria integral

Con relación a la regulación del transporte y la distribución, la Ley N° 24.076 estipula que cada cinco años el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), autoridad de aplicación de la ley, revisará el mecanismo de ajuste tarifario mediante la celebración de la RTI. El primer mecanismo de ajuste fue adoptado en el año 1992, y definió las tarifas en dólares convertidas a pesos al tipo de cambio fijado por la Ley de Convertibilidad (\$ 1= USD 1). Además, habilitó que las tarifas se ajusten en consonancia con la evolución del Índice de Precios del Productor de los EE.UU. Por este mecanismo adoptado durante la Convertibilidad, las tarifas de transporte y distribución estuvieron dolarizadas.

En el año 2002 se dictó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario mediante la cual se quebró, no solo la paridad fija establecida entre la moneda local y el dólar, sino también los contratos celebrados con las licenciatarias. Esta ley dejó sin efecto el ajuste de la tarifa en relación a la evolución del tipo de cambio, como así también, la sujeción de estas al índice de precios extranjero. La ley incluyó la pesificación de las tarifas a razón de \$ 1= USD 1, por lo cual la salida de la Convertibilidad conllevó un perjuicio para estas empresas. Durante la posconvertibilidad la convocatoria a una nueva RTI para renegociar los contratos fue un reclamo permanente de las transportistas y las distribuidoras.

En marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) instruyó al ENARGAS a realizar la RTI, que se concretó en diciembre de ese año. Allí se determinó que las tarifas se encontraban por debajo del nivel que permitiría a las empresas obtener un adecuado retorno sobre el capital invertido⁶. Por lo tanto, se decidió un aumento segmentado en tres tramos de ajustes, diferidos a lo largo del tiempo para atenuar el impacto. También se introdujo un mecanismo de actualización semestral de las tarifas en base a la evolución del Índice de Precio Interno al por Mayor (IPIM) para evitar su rezago ante un marco inflacionario.

La dolarización

A su vez, la Resolución 212 del MINEM del mes de octubre de 2016 dispuso dolarizar el precio del gas que pagan las usuarias y los usuarios residenciales y que semestralmente se vaya ajustando al alza⁷. La resolución prevé que el monto del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) sea de USD 6,80/MMBTU⁸ en octubre de 2019, excepto para la región comprendida por Patagonia, Puna y Malargüe, en la que se espera que

6. El artículo 30 de la Ley determina que los ingresos deben ser suficientes para satisfacer los costos operativos, los impuestos, las amortizaciones y, por último, una rentabilidad razonable. La RTI vigente determina que el retorno sobre el capital debe ser de 8,99% para las transportistas y de 9,33% para las distribuidoras.

7. A través de esta resolución también se dolarizó el precio del gas que pagan otros segmentos de la demanda como los usuarios comerciales y GNC.

8. MMBTU: Millón de British Thermal Unit (BTU), unidad física en la que se referencia el precio del gas.

llegue a USD 6,72/MMBTU recién en octubre de 2022. El sendero definido por el MINEM implica un aumento, en dólares, de 554% y 1920% respectivamente –en el segundo caso el aumento final es mayor porque el precio inicial era más bajo–. Así uno de los componentes de la factura de gas que abonan los hogares se ha dolarizado. Por la magnitud del aumento, al final del sendero, las facturas a abonar serán significativamente más elevadas que las observadas al inicio del mismo. Además, al fijar el precio en dólares, se contempla introducir los ajustes correspondientes por la variación del tipo de cambio⁹.

Carrera de factura de gas vs. salarios

En el Gráfico N° 2.1 se comparan las facturas de gas mensuales que deben abonar en promedio los usuarios y las usuarias residenciales de cada distribuidora comparando el cuadro tarifario que regía hasta septiembre de 2016, aprobado en mayo de 2015, con el que rige actualmente, aprobado en abril de 2018¹⁰.

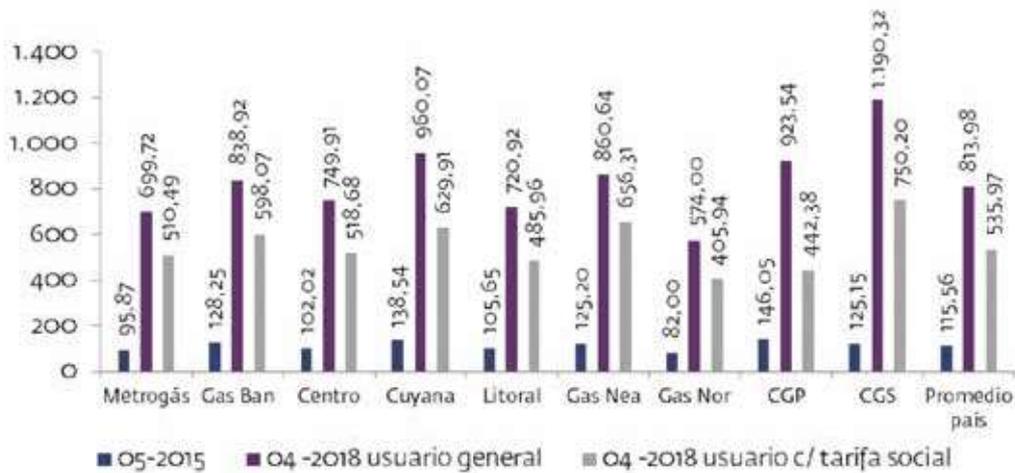
Se estimó que la factura promedio del país incrementó de \$ 116 a \$ 814 y que acceder a la tarifa social permite un ahorro del 34% de la factura final. Sin embargo, los aumentos no fueron homogéneos, con distintas variaciones según la región. En el caso de Metrogas, la distribuidora con mayor cantidad de usuarios, la factura se elevó de \$ 96 a \$ 700 en el caso de un hogar sin bonificaciones. La factura de Camuzzi Gas del Sur (CGS), la distribuidora con mayor volumen distribuido, creció de \$ 125 a \$ 1.190.

-27-

9. En cada adecuación semestral, el PIST del sendero se pesifica al tipo de cambio observado quince días antes de la entrada en vigencia de un nuevo cuadro tarifario. En caso de registrarse modificaciones en el tipo de cambio durante el semestre en cuestión, se traslada a la próxima revisión de tarifas las variaciones del tipo de cambio no aplicadas oportunamente.

10. Para poder realizar las comparaciones a lo largo del tiempo se mantuvieron constantes las cantidades consumidas para que los aumentos de las facturas observadas se expliquen enteramente por los cambios introducidos en los cuadros tarifarios. Ergo, se calculó la cantidad mensual consumida en promedio por usuario en el año 2017 para cada distribuidora según el volumen total de gas distribuido y el número de usuarios de cada una de ellas. Se supuso que dicha cantidad es la misma en el caso de un usuario sin bonificaciones como en el caso de un usuario con tarifa social. También se mantuvieron fijas las ponderaciones utilizadas para promediar tanto el cargo por metro cúbico como el cargo fijo pagado por cada categoría de usuario residencial. Para el cálculo de la factura de un usuario con tarifa social, a partir de diciembre de 2017 se tuvo en cuenta que el MINEM cambió la metodología empleada para calcular la bonificación respectiva. En el caso de los impuestos, aunque existan tributos de legislación provincial y municipal aplicados a la factura de gas, en la factura simulada se supuso que únicamente se grava el IVA al 21%.

Gráfico N° 2.1. Factura promedio mensual del segmento residencial por distribuidora según cuadro tarifario y tipo de usuario. En pesos.



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS.

En el Gráfico N° 2.2 se compara la evolución de la factura de gas con la variación del salario. Uno de los elementos a observar es el quiebre que se produce en la factura cada vez que entra en vigencia un nuevo cuadro tarifario. Así, la factura se mantiene congelada en el lapso de seis meses hasta que se vuelve a aplicar una readecuación tarifaria¹¹. En agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación Argentina (CSJN) anuló la Resolución 28/2016 por no haberse convocado previamente a la Audiencia Pública obligatoria para discutir el aumento de la tarifa de gas. De no haberlo hecho, la factura estimada hubiese estado cerca de quintuplicarse.

Se destaca además que a partir de diciembre de 2017 la evolución de la factura del beneficiario de la tarifa social se aleja notablemente de la marcha de los salarios, un resultado de fuerte impacto económico y social. Cabe señalar dos motivos por los cuales se produce el desacoplamiento respecto a los salarios. Por un lado, la tarifa social en un principio significaba bonificar completamente el PIST, pero a partir de diciembre de 2017 se estableció que a partir de cierto nivel de consumo comience a pagarse. Por otro lado, el costo de los dos componentes que el beneficiario de tarifa social paga completos –tarifa de transporte y tarifa de distribución– aumentó en diciembre de 2017 y abril de 2018 por la aplicación de los dos últimos tramos de la RTI –que representan un 70% del aumento total pactado–.

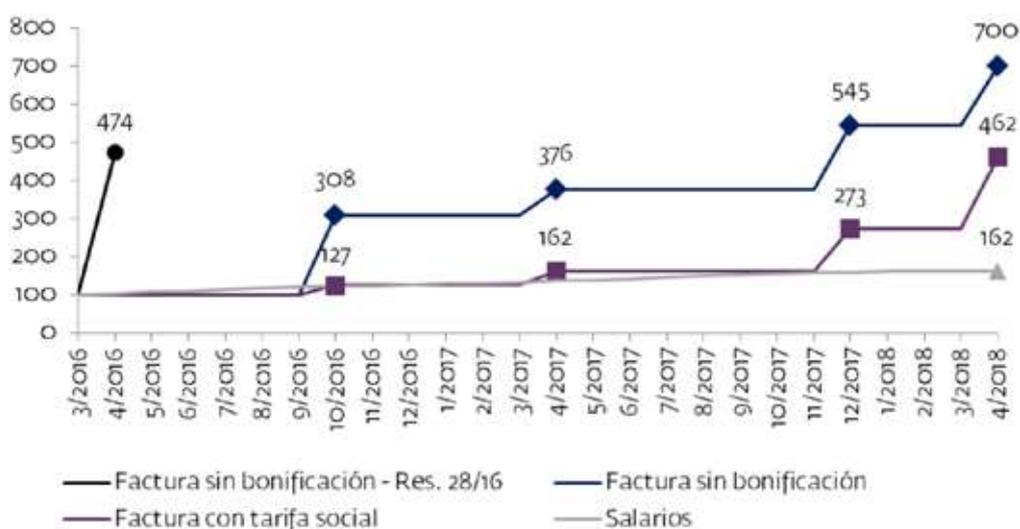
En aras de formular un pronóstico sobre la brecha existente entre la variación de las facturas de gas y los salarios, se puede asumir que la diferencia se va a intensifi-

11. El régimen de readecuación de la tarifa de gas programa dos ajustes anuales en los meses de abril y octubre. En el año 2017 se pospuso el segundo ajuste para el mes de diciembre. No hubo explicación oficial acerca de los motivos de la reprogramación.

car principalmente porque el sendero programado para el PIST aún tiene recorrido por delante. En el caso de Patagonia, Puna y Malargüe, el precio actual representa el 32% del precio objetivo, en tanto que para el resto del país, la relación entre el PIST actual y objetivo es del 68%. El contexto devaluatorio también ampliará la brecha actual.

En base a estas consideraciones, se puede afirmar que debido a la dinámica observada en las facturas y en los ingresos familiares, la porción del ingreso destinada a pagar el servicio público de gas de red se ha visto significativamente incrementada. En dos años, el aumento acumulado de la factura fue de 600% y de 362% si se trata de un hogar con tarifa social. En ese período, en cambio, los salarios del empleo registrado aumentaron sólo un 62%¹².

Gráfico N° 2.2. Evolución mensual de la factura y del salarios, marzo 2016 – abril 2018. En números índices, marzo 2016=100.



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Infoleg e INDEC.

Asimetría del impacto sobre el gasto de los hogares

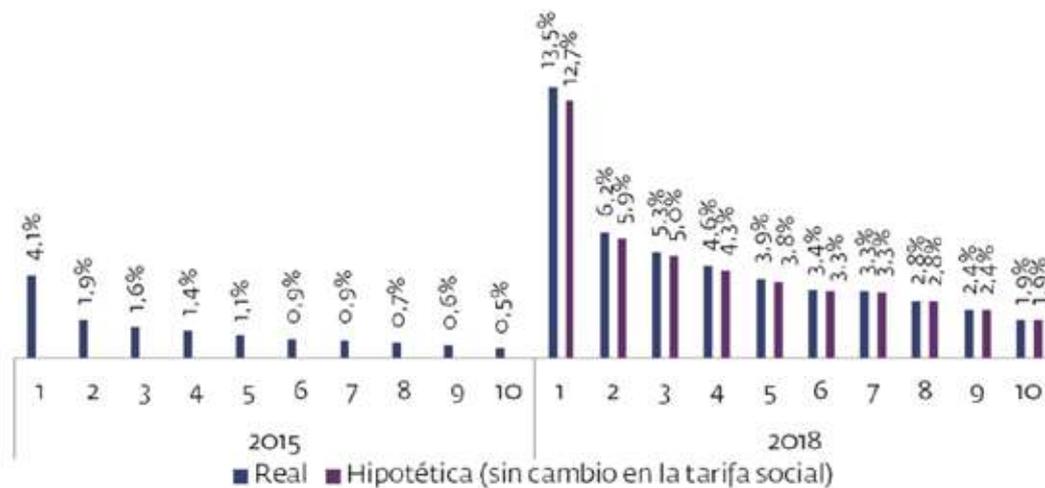
Dado que el consumo energético es un servicio básico, del cual los hogares no pueden prescindir pese al aumento de precios, es relevante indagar cuál es su efecto en términos distributivos. En el Gráfico N° 2.3 se condensa el resultado de la estimación de

12. Para la serie sobre salarios, se utilizó como fuente de información el Índice de Salarios que elabora el INDEC. Dos consideraciones al respecto. Primero, el INDEC construye un índice de salario para el sector registrado y otro índice para el sector no registrado, en este informe se utilizó el primero porque el segundo comienza a reestimarse después de la emergencia estadística en octubre de 2016. Segundo, el número índice del sector registrado se encuentra actualizado hasta el mes de marzo de 2018, se imputó este número a los meses restantes.

la incidencia que tiene el pago de la factura del gas sobre el presupuesto de los hogares¹³. Allí se observa que el efecto del incremento en las facturas no fue homogéneo. En promedio, los hogares ubicados en el decil uno, es decir, el 10% con menores ingresos, destinaban en el año 2015 el 4,06% de sus ingresos a pagar la factura y en 2018 esa participación es del 13,46%. En el caso de los hogares del decil diez, es decir, el 10% con mayores ingresos, la incidencia de la factura del gas sobre el ingreso pasa de 0,49% a 1,93%. Si no se hubiesen introducido los cambios de diciembre de 2017 a la tarifa social, los aumentos de las incidencias hubiesen sido menores.

Independientemente de las variaciones entre los dos años, es importante destacar que existen diferencias en el peso que tiene la factura de gas según el nivel de ingreso: este gasto tiene una incidencia mucho mayor para los hogares de menores ingresos.

Gráfico N° 2.3. Incidencia de la factura de gas en el ingreso por decil, 2015 y 2018. En porcentaje.



Nota: Las facturas del año 2018 fueron simuladas en base a los cuadros tarifarios que rigen actualmente.

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS y ENGHo 2012-2013.

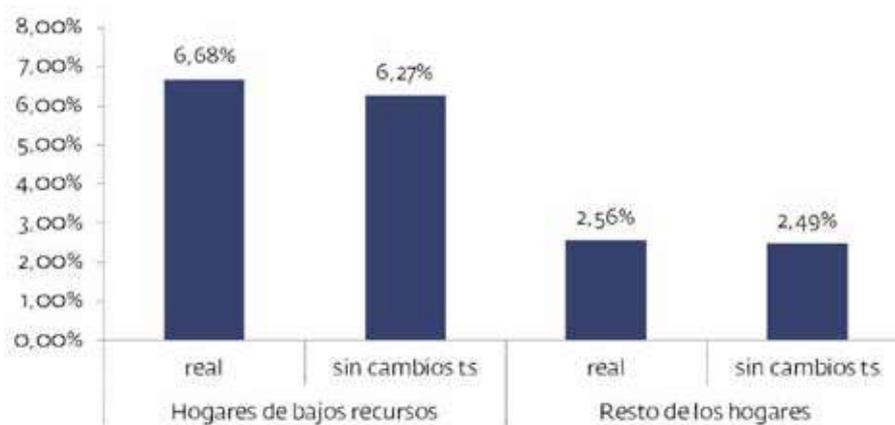
En base a estos datos se puede conocer la pérdida de capacidad de consumo que sufrieron los hogares como consecuencia de los aumentos de las facturas de gas. Para que sea más clara la demostración de la asimetría del impacto, se reagrupó a los hogares en dos grupos. El primero de ellos está compuesto por los tres primeros deciles, es decir, agrupa al 30% de menores ingresos, y el otro por los siete restantes deciles.

Como se observa en el Gráfico N° 2.4, para el primer grupo, denominado “Hogares de bajos recursos”, la pérdida de capacidad de consumo fue de 6,68% y para el segundo grupo, denominado “Resto de los hogares”, la pérdida fue de 2,56%. Es decir, el sa-

13. En el anexo se detalla la metodología, las fuentes y los supuestos para la estimación.

crificio en el consumo que sufrieron los hogares de bajos recursos es casi el triple del afrontado por el resto de los hogares. Si no se hubiesen introducido modificaciones a la tarifa social, la pérdida hubiese sido menor sobre todo para el primer grupo ya que estos hogares constituyen el núcleo duro del universo de beneficiarios de la tarifa social.

Gráfico N° 2.4. Pérdida en la capacidad de consumo según grupo de hogar. En porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS y ENGHo 2012-2013.

Estas estimaciones nos muestran la relevancia de la regulación estatal de los servicios públicos sobre la distribución del ingreso entre los hogares ya que la política tarifaria adoptada por un gobierno no tiene efectos neutros en términos distributivos. Por lo visto aquí, los incrementos en la factura de gas tornaron más regresiva la distribución del ingreso ya que golpearon con más fuerza a los hogares de menores ingresos.

Los motivos del aumento de las facturas de gas

Corresponde diferenciar las razones por las cuales el Gobierno Nacional introdujo la RTI, que afecta a la tarifa de transporte y distribución, y el sendero de aumento del precio del gas que cobran las productoras. En el primer caso, la decisión adoptada está más ligada al objetivo de mejorar los márgenes de ganancias de las transportistas y distribuidoras. En el segundo caso, el objetivo es achicar o ajustar el gasto público en subsidios energéticos.

Aumentos en los márgenes de rentabilidad

La salida de la Convertibilidad en 2002 fue un punto de inflexión para las transportistas y distribuidoras, desde entonces, la ecuación económica y financiera de estas empresas se deterioró. Sin embargo, la nueva RTI de 2016 les permitió a estas empresas reencauzarse en una situación de privilegio. La lectura de los estados financieros de estas empresas permite observar el cambio experimentado.

Sobre el ejercicio económico del año 2015, la distribuidora Camuzzi Gas Pampeana expresaba: “de prolongarse indefinidamente la demora en la aplicación del Acta Acuerdo y el reconocimiento por el Estado Nacional de los derechos de la Sociedad bajo la misma, y en caso que no se recomponga por otro medio la situación económico financiera de la Sociedad tornando sustentable la prestación del servicio público a su cargo, no puede asegurarse que la Sociedad pueda en el futuro continuar operando bajo el principio contable de ‘empresa en marcha’” (2015: 17).

En la misma línea, la distribuidora Gas Natural Ban sostenía: “El retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a la Compañía a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio” (2015: 30). Con respecto a las expectativas que a la distribuidora le generaba el triunfo de Cambiemos añadía: “la Sociedad tiene confianza en que el nuevo Gobierno adoptará medidas para recomponer el sector y para permitir, en el corto plazo, cubrir los costos del servicio, acometer el plan de inversiones y retornar al normal desarrollo de la actividad conforme las prescripciones del Marco Regulatorio” (2015: 31).

En el ejercicio económico del año 2017, Gas Natural Ban da cuenta de su conformidad con las reformas encaradas: “Con la finalización del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y la publicación el 31 de marzo de 2017 de la Resolución ENARGAS N° 4354, con los nuevos cuadros tarifarios resultantes, se inicia una nueva etapa para la Sociedad que permitirá su desarrollo en un contexto de normalidad económica y financiera de la compañía” (2017: 33).

Para mostrar en números el punto de inflexión mencionado, en base a los datos que aportan en sus estados financieros las transportistas y distribuidoras se comparó el margen bruto sobre ventas del año 2015 y del año 2017 de estas empresas¹⁴. El grupo de empresas analizadas está integrado por:

- Dos transportistas: Transportadora Gas del Norte y Transportadora Gas del Sur;
- Cinco distribuidoras: Distribuidora Gas del Centro, Distribuidora Gas del Sur, Metrogas, Gas Natural Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

Por el lado de las transportistas, estas dos empresas son las únicas que operan el sis-

14. Margen bruto: Resultado operativo / Ingresos por ventas. Para alcanzar el margen neto, corresponde aplicar sobre el resultado operativo el resultado financiero derivado del cobro y pago de intereses y, finalmente, el efecto impositivo derivado de la tributación del Impuesto a las ganancias.

tema de transporte. Por el lado de las distribuidoras, las empresas analizadas aportan el 66% del volumen total distribuido y el 77% de los usuarios totales¹⁵. Por lo tanto, se considera que el grupo tiene un grado de representación alto sobre la totalidad del sector.

Corresponde aclarar que se descontó del resultado operativo el ingreso que a las distribuidoras les generó la aplicación de la Resolución 263/2015 de la ex Secretaría de Energía en el ejercicio económico del año 2015. Esta resolución consistió en otorgarles una asistencia transitoria y excepcional en pesos equivalente a USD 280 millones¹⁶.

Esta asistencia implicó que los ingresos de las distribuidoras en ese año hayan sido financiados ese año por dos actores. Por un lado, “la demanda”, es decir, las usuarias y los usuarios del servicio por la tarifa que abonaron. Por otro lado, el Estado, por el subsidio otorgado. En otras palabras, fueron las tarifas y los subsidios las fuentes de financiamiento para estas empresas.

Por lo tanto, los márgenes brutos de las distribuidoras en el año 2015 fueron recalculados tomando únicamente en consideración los ingresos generados por las tarifas. Para el 2017 no hubo que introducir ningún tipo de arreglo ya que estas empresas no recibieron subsidios. Por ende, en el gráfico N° 2.5 se expone el cambio en la ecuación económica y financiera de las transportistas y distribuidoras ligado íntegramente al aumento de las tarifas

En este gráfico se observa que, de manera agregada, las transportistas y distribuidoras obtuvieron un margen bruto negativo de 15% en 2015 y, tras una mejora notable de esta variable, en 2017 el margen bruto fue de 19%. Es decir, de cada USD 100 que facturaron tuvieron una pérdida operativa de USD 15 dólares en 2015 y una ganancia operativa de USD 19 en 2017.

Los “Ingresos por ventas” del grupo pasaron de USD 979 millones en 2015 a USD 2.155 en 2017. Esto quiere decir que la transferencia económica generada por la suba de tarifas fue de USD 1.176.

15. Se deja afuera del grupo a las cuatro distribuidoras restantes ya que no fue posible acceder a sus estados financieros.

16. El motivo de la asistencia era exclusivamente restablecer el normal funcionamiento de la cadena de pagos ya que se estaban acumulando deudas con los productores de gas. En ese sentido, la resolución contemplaba un uso restrictivo de la asignación ya que prescribía que debía darse prioridad a la utilización de los fondos para cancelar las obligaciones de pago con los productores de gas y vetaba la posibilidad de distribuir dividendos. Por esto se considera que la asistencia tuvo la intención de garantizar la “caja” de las distribuidoras.

Gráfico N° 2.5. Ingresos por ventas, Resultado operativo y Margen bruto de transportistas y distribuidoras de gas, 2015 y 2017. En millones de dólares y porcentajes.



Nota: Para el caso de las distribuidoras hubo que realizar ajustes sobre lo declarado en el año 2015. En ese año estas empresas diferenciaron en sus estados financieros los ingresos derivados del cobro de tarifas de los originados por la Res. 263. Por lo tanto, para la variable "Ingresos por ventas" ligada al primer tipo de ingreso, no fue necesario realizar ajustes. Sin embargo para la variable "Resultado operativo" correspondió descontar sobre lo declarado el segundo tipo de ingreso.

-34-

Fuente: Elaboración propia en base a estados financieros.

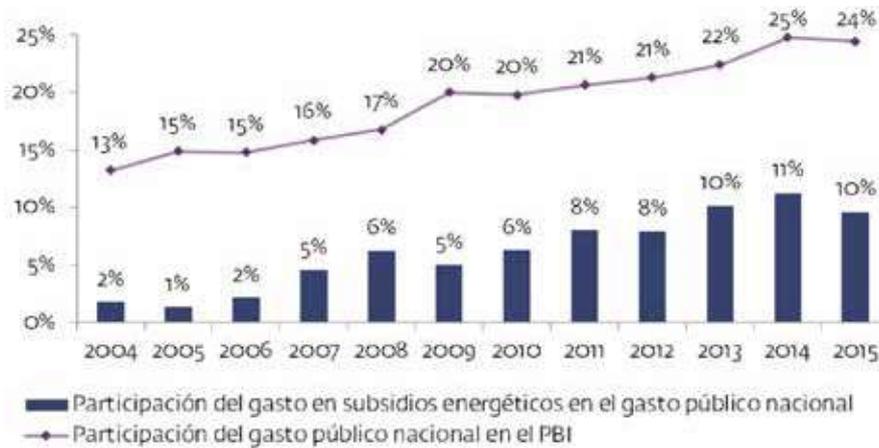
Lo expuesto expresa de manera acotada las consecuencias del aumento previsto en la RTI. El segundo tramo de la RTI recién se implementó en el último mes de 2017, y además, en los resultados presentados no se refleja aún la introducción del tercer y último tramo de aumento que se concretó en abril de 2018. Por lo tanto, sobre esta base, se puede predecir que el margen bruto continuará aumentando.

Esta suba de las tarifas no implica una reducción de la demanda. Esto se debe, en primer lugar, a que las compañías tienen una demanda cautiva, dado que no hay posibilidad de elegir empresa prestadora; y en segundo, porque prescindir del servicio afecta fuertemente la calidad de vida de las y los usuarios. Por lo tanto, a diferencia de otro tipo de sectores empresariales, en este hay un relación directa entre aumento de la tarifa y aumento de las ganancias.

Reducción de los subsidios energéticos

Los subsidios energéticos fueron incrementándose entre los años 2004 y 2015. Como se detalla en el Gráfico N° 2.6, su peso en el gasto público total aumentó del 2% al 10%. El aumento se potencia si se tiene en cuenta que, a su vez, el gasto público en relación al PBI pasó del 13% al 24%. Comparado directamente con el PBI, los subsidios energéticos ascendieron del 0,26% al 2,4%.

Gráfico N° 2.6. Participación de gasto en subsidios energéticos en el gasto público nacional y gasto público nacional en el PBI, 2004 – 2015. En porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a INDEC y ASAP.

El efecto que tuvieron los subsidios fue abaratar el acceso a la energía. Para algunos economistas, las distorsiones que generaron fueron tan grandes que los consideraron como una de las principales causas de los desequilibrios de la economía argentina. En esta vertiente encontramos a Daniel Montamat, ex Secretario de Energía y actual director de YPF designado por el gobierno de Cambiemos, que sostuvo:

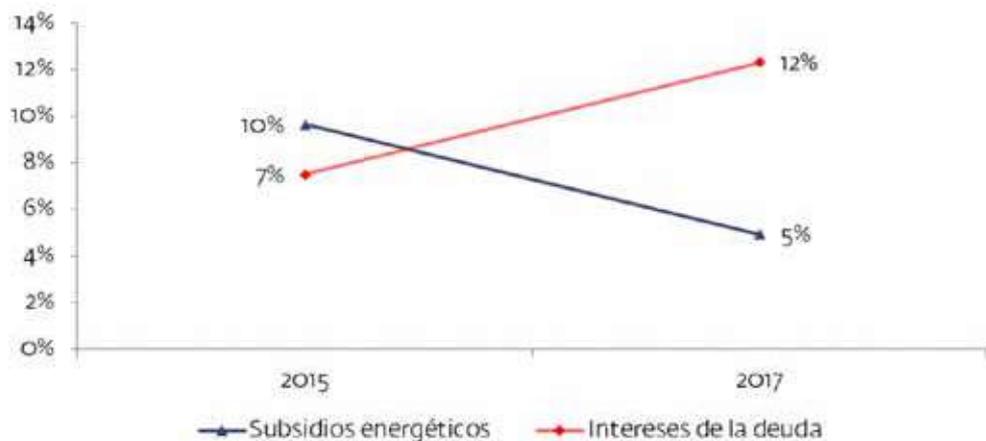
“La política populista puso precios políticos a los servicios públicos y desde el inicio de su gestión, en el 2003, logró bajar el monto de este paquete de gastos dentro de la canasta familiar de un 14% que representaban normalmente a apenas un 4% [...] En la gestión populista el congelamiento tarifario precede a la inflación. Se financia con impuestos y, cuando no alcanzan, los subsidios empiezan a financiarse con emisión inflacionaria” (2016: 300-301).

Efectivamente, abaratar los servicios públicos es una forma de otorgar ingreso indirecto a los hogares, ya que bajando el monto de este paquete de gastos dentro de la canasta familiar se liberan recursos que se redireccionan al gasto en otros bienes y servicios. Por lo tanto, los subsidios energéticos estimulan el consumo de todos los hogares y al tener esto un efecto macroeconómico, se termina estimulando la demanda agregada.

¿Por qué el congelamiento tarifario precede a la inflación? Según lo explica Montamat, cuando los gobiernos populistas no pueden solventar el gasto con ingresos tributarios, es decir, cuando comienzan a tener déficits fiscales, en vez de aplicar planes de ajuste, acuden al auxilio del Banco Central para que la emisión monetaria financie el gasto excedente. Pero el problema, según esta postura, es que esa emisión generada por la necesidad de cubrir el déficit fiscal es inflacionaria. Se resume así la teoría de la monetización del déficit público con la cual gran parte del pensamiento económico liberal explica el origen de la inflación.

Con esta premisa desde su inicio, el gobierno de Cambiemos encaró un profundo programa de recorte de subsidios energéticos y reintrodujo al país en un nuevo ciclo de endeudamiento externo (Basualdo et. al., 2017). Estas acciones están ligadas a la corrección del déficit fiscal mediante el recorte del gasto y a que en la transición hacia el equilibrio, el déficit sea cubierto con endeudamiento externo para evitar tener que financiarse con emisión inflacionaria. Esto conllevó una clara reasignación presupuestaria que queda expuesta en el Gráfico N° 2.7. Los subsidios energéticos fueron elegidos como la partida del presupuesto que más debía ser ajustada para estabilizar la economía. Esto llevó a que pierdan cinco puntos de participación en el gasto total. ¿Quién los ganó? Los intereses de la deuda cuya erogación se vio incrementada por la colación de títulos públicos en los mercados nacionales e internacionales de crédito.

Gráfico N° 2.7. Subsidios energéticos vs. Intereses de la deuda. Participación en el gasto de la Administración Pública Nacional, 2015 y 2017. En porcentajes.



Nota: Elaboración propia en base a Boletines Fiscales del Ministerio de Hacienda de la Nación.

El programa fiscal de Cambiemos no resolvió ninguno de los desequilibrios que se propuso corregir: no sólo no los atenuó, sino más bien, tendió a profundizarlos. La inflación y el déficit fiscal se aceleraron. Además, como resultado de la reasignación presupuestaria, el Estado pierde capacidad para dinamizar la economía al destinar una mayor parte del gasto a atender los vencimientos de deuda externa.

El caso de Plan Gas

El precio promedio al que se comercializó el gas en el mercado en 2016 fue un 54% superior al del año anterior y en 2017 fue un 80% superior al de 2015. A simple vista, podría interpretarse como una “señal de precios” a los productores de gas, que mejoraría su rentabilidad. Sin embargo, este aumento no tuvo como objetivo mejorar la rentabilidad de los productores sino permitir reducir el gasto en subsidios energéticos. Este

aumento del precio del gas, junto con el retiro de los subsidios a la generación de electricidad –compesados por el tarifazo eléctrico–, permitió reducir en cinco puntos la participación de los subsidios energéticos en el gasto total.

Entre el año 2013 y el año 2017 se subsidió la oferta de gas a través del Programa de Inyección Excedente de Gas (Plan Gas). En 2018 este programa no se renovó. El objetivo del programa era recuperar el autoabastecimiento de gas que se había perdido principalmente porque la producción local del recurso entre el año 2004 y 2012 registró una caída acumulada del 14% en el marco de una mayor demanda de gas para abastecer, fundamentalmente, a las centrales térmicas encargadas de la generación de electricidad. Esto produjo una brecha cada vez más amplia entre producción y consumo de gas que se cubrió con importación. Consecuentemente, se comenzó a demandar divisas para atender el déficit energético que en pocos años se amplificó notablemente (García Zanotti, 2016). La mayor demanda de dólares en el marco de la restricción externa, es decir, en un contexto donde la economía argentina mostraba falencias para generar los dólares que necesitaba, generó que un problema sectorial, falta de autoabastecimiento energético, se transforme en un problema macroeconómico¹⁷.

Las importaciones de gas se financiaron fundamentalmente con recursos del estado y por tanto implicaron un subsidio energético específico. Este subsidio se explica por la diferencia de precios entre el valor al que se importaba y el valor al que se comercializaba. La resolución que crea Plan Gas menciona que la erogación explicada por tal concepto en el año 2012 ascendió a USD 3.800 remarcando que tal monto, por un lado, había duplicado el del año previo y que, por otro lado, significaba un esfuerzo fiscal muy elevado su sostenimiento en el tiempo. En ese sentido, en la normativa se planteaba que se utilizarían los recursos fiscales para fomentar la producción local y así disminuir la compra externa de gas. ¿Qué permitiría esto? Acortar la brecha entre el consumo y la producción, es decir, ahorrar divisas.

El fomento a la producción que otorgó el Plan Gas durante su vigencia consistió en garantizar al productor de gas USD 7,50/MMBTU por su producción excedente. La producción excedente resultaba de la diferencia entre la producción efectiva y la producción base ajustada a una tasa de declino anual constante. En el período 2013-2017 el productor recibió el precio estímulo de USD 7,50/MMBTU por el segmento excedente y el precio promedio al que comercializó el gas en el año 2012, USD 1,82/MMBTU, por el segmento base. El precio final promedio que obtuvo por la venta de gas dependió estrictamente de la ponderación de cada segmento en la producción total. Cuando el segmento excedente ganó participación, el precio final aumentó. Pero cuando en 2016 aumentó el precio que debían pagar los hogares, lo que varió no fue el precio promedio percibido por el productor, sino que se reemplazó la fuente de financiamiento: de los subsidios estatales a las y los usuarios (Arceo, 2016).

17. En aras de ponderar la emergencia de la restricción externa, se la puede identificar como una de las causantes del desaceleramiento del crecimiento económico a partir del año 2012 (Kulfas, 2016).

El impacto del programa en la producción de gas durante el lapso de vigencia fue notorio y revirtió la tendencia decreciente. En base a la dinámica observada en la producción de gas convencional y no convencional, se puede asociar a la producción convencional con el segmento base ajustada y a la producción no convencional con el segmento excedente. En el Gráfico N° 2.8 se observa que mientras que el convencional continuó con su marcha declinante, el no convencional comenzó a explotarse en gran escala. En relación a la producción total pasó de explicar el 3% en el año 2012 a representar el 25% en el año 2017 y el precio estímulo se constituyó como referencia para el no convencional. La caída de la producción total se detuvo en el año 2014, para crecer en los dos años siguientes y cerrar en el año 2017 con una leve caída del 1%.

Gráfico N° 2.8. Producción de gas: convencional y no convencional. Participación de no convencional en producción total, 2006-2017. En millones de m3 y %.



-38-

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

El programa cambió la tendencia del sector gasífero al financiar el despegue del gas no convencional. Se estima que el costo fiscal fue de aproximadamente USD 7.300 millones¹⁸ y el importe hubiese sido mayor en caso si en el año 2016 no se hubiese incrementado fuertemente el PIST.

Como se observa en el Gráfico N° 2.9, el cambio de la tendencia en la producción se dio sin aumentar el precio que pagó la demanda. Este precio se ubicó hasta el año 2015

18. La estimación fue realizada en base a considerar las erogaciones por Plan Gas de los años 2013, 2014, 2015 y 2016 según Cuenta de Inversión. Para el año 2017 se tomó la deuda reconocida por el Estado con los productores en la Res. 97/2018 del MINEM.

en torno a los USD 2/MMBTU¹⁹. En abril de 2016 se produjo el primer brusco incremento por la aplicación de la Res. 41 del MINEM que dispuso aumentar el precio del gas con destino a la generación de electricidad de USD 2,98 / MMBTU a USD 5,20 / MMBTU. En octubre del mismo año se pone en práctica la mencionada Res. 212 del MINEM con la aplicación de senderos de precios para la demanda de usuarios residenciales, comerciales y de GNC, cada uno con sus propias trayectorias. En el año 2017 el precio se mantuvo estable a lo largo del año. En los años previos había oscilaciones durante el año pues en invierno se daba prioridad a atender la demanda residencial que pagaba un precio diferente y más bajo que el abonado por el resto de los segmentos. Con la introducción del sendero, este precio convergió al resto de los precios de la demanda eliminando la estacionalidad del precio.

Gráfico N° 2.9. Precio al que se comercializa el gas en el mercado, 2012-2017. En USD/MMBTU.



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Sin embargo, los precios finales que recibió el productor entre los años 2015 y 2017 fueron más altos por Plan Gas: de USD 4,25 USD/MMBTU, 4,72 USD/MMBTU y 4,91 USD/MMBTU respectivamente según estadísticas del MINEM. El aumento a lo largo del tiempo se debe a que la ponderación de la producción excedente se incrementó y no al aumento del precio que pagó la demanda –hasta USD 3,77 / MMBTU en el último año–.

El Estado, según cálculos propios, en el año 2016 y 2017 ahorró USD 1.800 millones y USD 2.700 millones respectivamente en Plan Gas. Es decir, un total de USD 4.500 millones que dejó de pagar el Estado y pagaron los usuarios y las usuarias. El ahorro fiscal se

19. El precio a lo largo del año varía ya que en invierno se le da prioridad a atender la demanda residencial que al pagar un precio menor provoca que el precio promedio ponderado en esos meses sea más bajo.

potenció también porque la brecha entre el precio del gas importado y el gas local se redujo debido al aumento del precio local tras la desregulación y dolarización, y porque a su vez el precio de internacional disminuyó en línea con la caída del precio del petróleo.

Por último, otro factor que explica por qué se elevó el precio que paga la demanda, es que ante la decisión de no renovar el Plan Gas –priorizando el ajuste del gasto–, el precio del productor hubiese vuelto a la referencia de 2 USD/MMBTU. Para evitar este derrumbe del precio, se incrementó antes el precio pagado por las usuarias y los usuarios. Según el MINEM, en el primer cuatrimestre del año 2018 el precio promedio al que se comercializó el gas en el mercado fue de USD 4,30, inferior a los 4,91 USD/MMBTU que recibió el productor el año pasado. De este modo, el precio final que percibe el productor a principios de 2018 resultó ser más bajo que en 2017, pero pasó de ser financiado en parte por el Estado a través del Plan Gas a ser cubierto enteramente por los usuarios a través del “tarifazo”.

Comentarios finales

La política tarifaria encarada por el Gobierno Nacional provocó que el gasto en gas en los hogares haya aumentado de manera significativa a partir de octubre de 2016. El incremento estuvo por encima de la mejora del salario, generando que el esfuerzo que debe hacer cada hogar para cubrir tal gasto sea mayor. Se trata de un impacto asimétrico ya que los hogares de menores ingresos son los más perjudicados.

En base a los motivos que condujeron a esta situación, la actual política tarifaria es el espejo de una política económica que beneficia a unos pocos: el capital financiero internacional y las empresas prestatarias de servicio público.

La política económica de Cambiemos estructuró un conjunto de transferencias de ingresos de carácter regresivo en la economía. Las pequeñas y medianas empresas, la actividad industrial mercado-internista y los trabajadores se vieron perjudicados. Se benefició al capital financiero premiado con una alta rentabilidad en sus colocaciones, a los grupos exportadores por el nuevo nivel del dólar y la reducción o eliminación de los derechos de exportación; y a las empresas del sector energético con el reajuste tarifario.

Las presiones del gobierno nacional, a través del Ministerio de Trabajo, imponiendo un techo de incrementos salariales por debajo de la inflación fueron centrales en este proceso. El corazón de estas transferencias es justamente este proceso inflacionario que tiene dos grandes protagonistas: los incrementos de tarifas de los servicios públicos de gas, energía eléctrica, agua potable y transporte; y la devaluación de la moneda nacional en una economía cada día más dolarizada, ya que la eliminación de derechos de exportación dolariza en los hechos los precios de los alimentos, y la determinación en moneda estadounidense del precio de los combustibles afecta todas las cadenas productivas.

Referencias

Arceo, N. (2016), "Transferencia de recursos en la cadena gasífera", Tercer Congreso de Economía Política, Universidad Nacional de Quilmes.

Basualdo, E., Wainer, A., Barrera, M., Bona, L., González M. y Manzanelli, P. (2017), "Endeudar y fugar. Un análisis de la historia económica argentina de Martínez de Hoz a Macri", Buenos Aires: Siglo XXI.

Camuzzi Gas Pampeana S.A (2015), "Estados financieros", Comisión Nacional de Valores. Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (2013), Resolución N° 1/ 2013, disponible en Infoleg.

Congreso Nacional (1992), Ley N° 24.076, disponible en Infoleg.

García Zanotti, G., Kofman M. y López Crespo, F. (2016), "Transferencias al sector hidrocarburífero argentino", EJES, página web: www.ejes.org.ar.

Gas Natural Ban S.A (años 2015 y 2017), "Estados financieros", Comisión Nacional de Valores.

Kulfas, M. (2016), "Los tres kirchnerismos. Una historia de la economía argentina, 2003 – 2015", Buenos Aires: Siglo XXI.

MINEM (2016 y 2018), Resolución N° 28/2016, Resolución N° 41/2016, Resolución N° 212/2016, Resolución N° 219/2016 y Resolución N° 97/2018, disponible en Infoleg.

Ministerio de Hacienda (2013 a 2016), Cuenta de Inversión, página web: www.economia.gob.ar.

Ministerio de Hacienda (2015 y 2017), Boletines Fiscales, página web: www.economia.gob.ar.

Montamat, D. (2016), "Energía. De rehén del corto plazo a estrategia de desarrollo", Buenos Aires: El Ateneo.

Secretaría de Energía (2015), Resolución 263/2013, disponible en Infoleg.





La exportación y el desplazo de YPF: pilares del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Argentina

Rosario, diciembre de 2018

Introducción

La dinámica del sector energético en Argentina en los últimos 30 años ha sido errática. Durante los noventa, el país contó con saldos exportables permitiéndole al sector ser una fuente de divisas. Después de un declive productivo de significativo tenor, en 2011, esa posición superavitaria se revierte y el sector se convierte en una fuente de absorción de divisas. Como esta reversión se dio en un momento en cual la economía estaba mostrando signos de agotamiento por la falta de dólares para financiar su crecimiento, el problema sectorial devino en problema macroeconómico. Aunque actualmente la falta de autoabastecimiento energético persiste, si Vaca Muerta sigue desarrollándose al ritmo que lo está haciendo, es posible que se recupere no solo el autoabastecimiento, sino también, la posición exportadora de los noventa²⁰.

El presente informe analiza cuál ha sido, hasta aquí, la política aplicada en el sector para entender la dinámica descripta. Se hará especial énfasis en advertir cuales son las tendencias en curso. Para el desarrollo del trabajo se parte de la premisa que todo análisis sectorial debe ser realizado ponderando, a su vez, la política económica general.

De exportadores a importadores de energía. El caso de un problema sectorial devenido en problema macroeconómico

En la mayoría de los países del mundo, y en Argentina en particular, cuando se habla de energía se hace referencia al petróleo y el gas por ser las principales fuentes energéticas. Nuestra economía está muy ligada a ambos hidrocarburos. En la oferta de energía primaria, el primero de ellos tiene una participación del 31% y el segundo del 51%. Con lo cual nuestra matriz energética es, esencialmente, fósil dependiente.

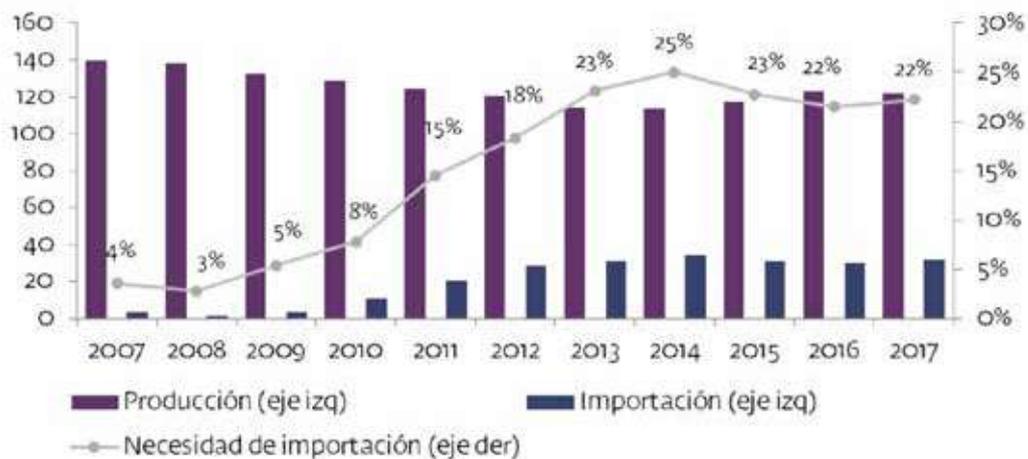
20. Para lograr esos objetivos habrá que sortear dificultades provenientes de la carencia de infraestructura, que comienza a aparecer como un nuevo límite al crecimiento de la extracción de gas.

Hasta hace poco, la característica sobresaliente del sector en Argentina fue la tendencia decreciente de la producción de petróleo y gas en simultáneo con el crecimiento de la demanda de energía asociado al crecimiento de la actividad económica. Esta divergencia derivó en la pérdida del autoabastecimiento energético debiéndose cubrir la brecha entre consumo y producción a través de la importación. Las compras al exterior se produjeron en un escenario desfavorable porque sucedieron en simultáneo con el llamado “boom de los commodities”. En este período, el precio del petróleo se ubicó en niveles extraordinarios.

La brecha fue fundamentalmente desfavorable en el caso del gas. La Argentina, en cuestión de pocos años, pasó de exportar a importar gas. El cambio de posición se inició en 2004, año en que Bolivia comenzó a despachar grandes volúmenes de gas por red. Dos años después, en 2006, por los problemas de abastecimiento, las exportaciones a Chile, principal destino de las ventas al exterior del hidrocarburo, se redujeron drásticamente hasta ser prácticamente nulas. Debido a que las importaciones de Bolivia eran insuficientes para cubrir el consumo local, desde 2008 comenzó a importarse gas licuado (GNL) transportado en barco.

Como queda reflejado en el Gráfico N° 3.1, la falta de autoabastecimiento de gas se profundizó notablemente y la necesidad de cubrir una parte del consumo con importación fue aumentando hasta 2015.

Gráfico N° 3.1. Gas Natural: Evolución de la producción, la importación y la necesidad de importación, 2007-2017. En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Nota: Los datos sobre importación incluyen importación de gas licuado.

Como ese año fue un punto de inflexión conviene dividir al período graficado en dos subperíodos para describirlos por separado: 2007-2014 y 2015-2017. Más adelante se explicarán cuáles fueron las políticas adoptadas para que en 2015 se haya revertido la necesidad creciente de importación de gas.

En 2007, después de varios años consecutivos de crecimiento, la producción de gas natural comenzó a descender constantemente hasta 2014, pasando de 140 MMm³/d a 114 MMm³/d²¹. La variación significó una caída acumulada del 18%. La contracara del descenso en la producción fue el incremento de las importaciones que pasaron de 3 MMm³/d a 34 MMm³/d. De este modo, las importaciones, que explicaron en 2007 el 4% del consumo interno, pasaron a explicar el 23% en 2014.

La partida de divisas utilizadas para cubrir las importaciones de este energético también se engrosó. Mientras que en 2007 las importaciones de gas insumieron USD 85 millones, en 2014 se destinaron USD 5.800 millones para cubrir la brecha. Es decir, en pocos años la salida de divisas por este concepto aumentó extraordinariamente²². La partida se tornó sumamente onerosa, no solamente porque crecieron las cantidades importadas, sino también, porque el precio de importación aumentó junto con la cotización internacional del petróleo.

El déficit en gas, por su tenor, generó que la balanza comercial del sector energético en su conjunto, tras largos años de tener un saldo externo superavitario, a partir de 2011 cambie su posición. Desde ese año el sector energético se convirtió en uno de los principales factores explicativos del deterioro de la balanza comercial general.

La dificultad que planteaba la ausencia de autoabastecimiento de gas se presentó por partida doble. A la economía no le hacía falta solamente gas, también le faltaban dólares. En 2011 las reservas internacionales en manos del Banco Central ascendieron a USD 52.000 millones, a partir de ese año, se inició un fuerte descenso hasta 2015 cuando tocaron el piso de USD 24.000 millones, lo cual significó una pérdida de más de la mitad de las reservas en cuatro años. En parte, esa pérdida se explicó por la importación de gas. Por este motivo, el problema sectorial devino en problema macroeconómico.

La política sectorial debía dar un giro, es por eso que se declaró de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Esta definición está presente en el artículo N° 1 de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera sancionada en 2012 que se fundamentaba en que era prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos para que, de esa manera, se cuente con una producción de petróleo y gas equivalentes a sus consumos, prescindiendo así de la necesidad de importarlos. Por lo ya visto, el déficit se presentaba en el caso del gas. Igualmente el petróleo también mostraba dificultades. Aunque aún no hacía falta importarlo, la producción de crudo caía aceleradamente.

21. MMm³/d: Millón de metros cúbicos por día. Es la unidad, entre otras, en la que se referencia la producción de gas.

22. En verdad, se trata de un cálculo conservador. Por las restricciones en el abastecimiento de gas a las usinas eléctricas, tuvieron que aumentarse las importaciones de otros energéticos que lo reemplacen como es el caso del fuel oil y el gas oil. Es decir, no solo aumentaron las importaciones de gas sino que también, por su insuficiencia, se tuvieron que importar estos combustibles líquidos. Con lo cual, la pérdida de divisas por el déficit de gas local fue aún mayor.

La ley determinó que para alcanzar el autoabastecimiento de hidrocarburos era necesario expropiar el 51% del paquete accionario de la empresa energética más importante: YPF, en manos del grupo económico Repsol. Del Informe Mosconi (2012), elaborado por el Ejecutivo Nacional, se conocen cuáles son los argumentos por los cuales se decidió la expropiación. El diagnóstico oficial fue que el grupo español adoptó un comportamiento rentístico al hacer de la desinversión de YPF un eje de su gestión.

El informe resalta que Repsol persiguió tal estrategia, entre otros motivos, por la imposibilidad de capturar los precios de paridad de importación vigentes. Es decir, la empresa no tuvo la posibilidad de aprovechar los elevados precios a los que se comercializaban internacionalmente el petróleo y el gas. Esta imposibilidad se debió a que, por medio del uso de herramientas de política económica, se desacoplaron los precios locales e internacionales.

En el caso del petróleo, el impuesto a la exportación fue la herramienta utilizada. En el caso del gas, la disociación se produjo por la directa intervención del Ejecutivo Nacional para fijar el precio que percibió el productor local. Su nivel se ubicó por debajo del precio que se pagaba por la importación²³.

Con YPF conducida por el Estado Nacional, en 2013 comenzó a tener vigencia un programa de estímulo sectorial, Plan Gas, mediante el cual se reconoció que al sector le estaba haciendo falta una “señal de precios”. Por su aplicación, los productores de gas percibieron un precio más alto a través del subsidio que otorgó el programa²⁴.

Este plan fue sancionado para que tenga vigencia hasta 2017, por lo tanto debió continuar a pesar del cambio de gobierno nacional que se produjo en el transcurso de los primeros dos años de su aplicación. Los estímulos otorgados por el programa son clave para entender la reversión que se produce en la producción de gas. Como puede observarse en el Gráfico N° 3.1, después de una atenuación de la caída en 2013 y 2014, la producción aumentó en 2015, 2016 y apenas cayó en 2017²⁵. En esta segunda etapa que se inició en 2015, la producción varió de 114 MMm³/d a 122 MMm³/d, lo que derivó en un aumento acumulado del 4%. Las importaciones se mantienen constantes en torno a los 31 MMm³/d. Por lo tanto, la necesidad de importar gas descendió hasta el 22% después de haber alcanzado el pico del 25% en 2014. Esto quiere decir que los aumentos de la demanda del energético pudieron cubrirse con producción local, prescindiendo así de tener que recurrir a las importaciones para abastecer el mayor consumo.

23. La Ley de Gas N° 24.074 sancionada en 1992 establece que el precio al que se comercializa el gas en el mercado interno no debe estar regulado por el Estado, sino que debe fijarlo el libre juego de la oferta y la demanda de mercado. La sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 en 2002, suspendió transitoriamente esta disposición y dotó de atribuciones al Poder Ejecutivo para que lo fije. Por la finalización de la prórroga de esta última ley en diciembre de 2017, actualmente, rige lo que establece la Ley de Gas.

24. Para ampliar el tema sobre el “Plan Gas” y otros programas de transferencia hacia el sector hidrocarburífero ver García Zanotti, Kofman y López Crespo (2016).

25. La caída fue del 1%.

El punto de inflexión fue el resultado, entonces, de dos factores. Uno de ellos, el cambio de conducción de YPF. Con el cambio de mando se comenzó a administrar la empresa en base a las necesidades de la macroeconomía, buscando aumentar la explotación hidrocarburífera para que el sector energético no siga absorbiendo divisas. El eje central de la nueva conducción de YPF fue el reemplazo de la política de giro de utilidades –fuga de capitales– por la política de reinversión de utilidades (CEPAL, 2015).

El segundo factor fue el Plan Gas, ya que gran parte del aumento de las inversiones de las empresas energéticas en general, pero de YPF en particular, se realizaron por el subsidio que otorgó el programa. Para estimular las inversiones, se les garantizó un precio estímulo de 7,50 USD/MMBTU²⁶ por el gas extraído en base a las nuevas inversiones, el resto de la producción siguió remunerándose según el precio que pagaron los usuarios y consumidores de gas al inicio del programa de, aproximadamente, 2 USD/MMBTU. De la diferencia entre el precio estímulo y el precio que pagó la demanda surgió el monto del subsidio otorgado a la producción incremental. Como se verá luego, en 2016 y 2017 aunque se mantuvo inalterado el precio estímulo, el aumento del precio que pagó la demanda derivó en que se baje el monto del subsidio.

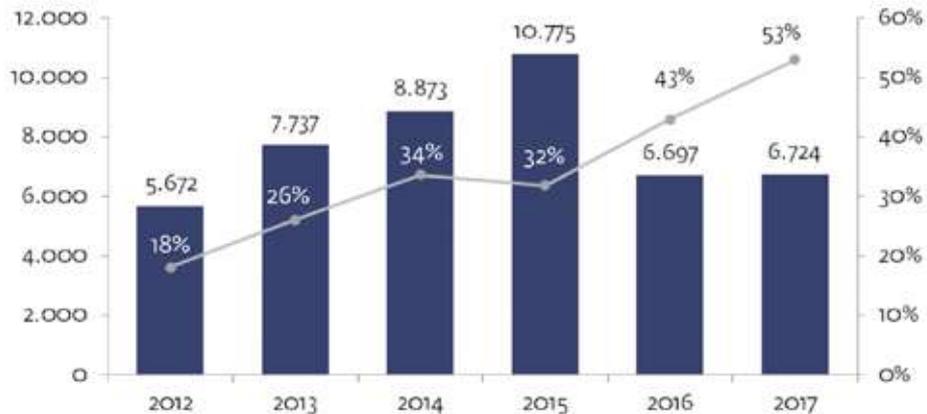
En el Gráfico N° 3.2 se observa el impacto de estos dos factores en la recuperación de la inversión en el sector hidrocarburífero desde 2013 hasta 2015. El aumento se dio, principalmente, por la inversión llevada adelante en explotaciones no convencionales²⁷, que ganó participación en el total invertido. En los dos años siguientes, se desplomó la inversión en explotaciones convencionales y la inversión en no convencionales logró mantener su nivel, con lo cual, su preponderancia siguió aumentado. Por primera vez, en el año 2017, más del 50% de los recursos se volcaron a este tipo de producción.

-47-

26. USD/MMBTU: Dólar por millón de BTU (Unidad Térmica Británica). Es la unidad, entre otras, con la que se referencia el precio del gas.

27. Gas no convencional: Es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido emigre naturalmente y por lo cual la producción resulta posible únicamente mediante el empleo de la fractura hidráulica. A esta técnica de extracción, vulgarmente se la denomina “fracking”.

Gráfico N° 3.2. Evolución de la inversión hidrocarburífera y participación de la inversión en explotaciones no convencionales en el total invertido, 2012-2017. En millones de dólares y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Es insoslayable, como puede evidenciarse en el Gráfico N° 3.3, que la producción incremental de gas se explica por los recursos volcados a las explotaciones no convencionales. Si no se hubiese difundido el uso de esta técnica a partir de 2013, y solo se hubiese contado con el gas convencional, la reversión ocurrida en 2015 difícilmente hubiese tenido lugar.

-48-

Gráfico N° 3.3. Evolución de la producción de gas según método de extracción e incidencia de no convencional en el total producido, 2007-2017. En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

En 2012, año previo a la aplicación del Plan Gas, la extracción de convencional fue de 118 MMm³/d. En 2017, último año del programa, bajó a 91 MMm³/d. Por ende, la caída acumulada fue del 23%. En el mismo periodo, la extracción de no convencional, por haber pasado de 3 MMm³/d a 31 MMm³/d, creció en términos acumulativos 912%. Esta asimetría derivó en que la incidencia de este último en el total producido aumente del 3% al 26% entre 2012 y 2017.

En base a tales trayectorias, aunque el programa no haya discriminado taxativamente a favor de uno o del otro, se infiere que el precio otorgado por Plan Gas, en particular, estuvo dirigido a iniciar el despegue del no convencional.

Según Nicolás Arceo (2016), quien fue director de YPF hasta diciembre de 2015, el objetivo del subsidio fue cubrir la diferencia de costo entre la explotación convencional y no convencional. Esta última, por ser incipiente, era más costosa que la otra, pero atravesar la curva de aprendizaje que implica su desarrollo, permitiría bajar costos. Así, se buscó que el Estado a través del subsidio financie un precio estímulo para que el no convencional comience a ser explotado y transite la curva de aprendizaje.

Según evaluó el Ejecutivo, la alternativa al subsidio económico hubiese sido que, en el uso de las atribuciones conferidas por la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el Estado aumentase el precio que pagan los usuarios y consumidores de gas natural. Según Arceo, esta alternativa no era conveniente porque se corría el riesgo de que, por una necesidad transitoria de cobertura de costos altos, entren en crisis aquellos sectores de la industria que no puedan hacer frente al aumento en el precio del gas²⁸.

A su vez, el ex director de YPF sostiene que el subsidio al productor de gas, indirectamente, significó un subsidio a la industria. Esta vinculación empuja a pensar que el desarrollo del no convencional, se pensó por, y para, el sector industrial. Este segmento de la demanda de gas era el que más sufría los cortes de suministro. Es así como se vería doblemente beneficiado por la política de expansión productiva del hidrocarburo²⁹.

El avance del no convencional logró alinear la realidad del sector energético con las necesidades de la macroeconomía, y en 2015, ya madurada la reforma encarada tres años antes a partir de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, las cantidades importadas de gas disminuyeron y el sector logró relajar la restricción externa que sufría la economía por la falta de divisas. La baja en el precio al que se importó gas a partir de ese año, por la caída de la cotización internacional del petróleo, también fue un elemento que cooperó a aliviar la problemática. Este avance se hizo a costa de profundizar la dependencia hacia los fósiles y de que se haga extensivo el uso de una técnica de extrac-

28. Siguiendo el planteo de Arceo, el encarecimiento del gas hubiese generado un impacto directo en la tarifa de gas e indirecto en la tarifa eléctrica (aproximadamente el 70% de la generación eléctrica se realiza en base a este combustible). La suba de las tarifas energéticas, por afectar la capacidad de consumo de los hogares, hubiese generado un efecto regresivo.

29. La restricción, al igual que en el caso de las usinas eléctricas, se daba en el invierno cuando había que atender la demanda de los usuarios residenciales, definida como prioritaria.

ción que produce intensos daños ambientales, productivos y sociales. Por la falta de planificación y la urgencia por resolver la escasez de energía, se pospuso la necesaria transición hacia una matriz energética en la que tenga mayor preponderancia otros tipos de fuentes de energía³⁰.

Cambios y continuidades en la política sectorial a partir de la gestión de Cambiemos

Con el cambio de gobierno nacional, en diciembre de 2015, se dio un giro en la política económica general con su consecuente repercusión en la política energética. El gobierno de Mauricio Macri desde un inicio diagnosticó que el principal problema que aquejaba a la economía no era la falta de divisas, sino más bien, la falta de austeridad fiscal. La escasez de dólares no se definió como un problema ya que se asumió que el reingreso a los mercados internacionales de créditos permitiría financiar los desequilibrios de Balanza de Pagos. Así, entre los objetivos principales se ubicó reordenar las finanzas públicas por ser una exigencia de los mercados internacionales de crédito. Quienes imponen este requisito aducen que para atender los servicios de la deuda es necesario que el deudor no gaste en exceso y garantice de tal manera la devolución de lo prestado.

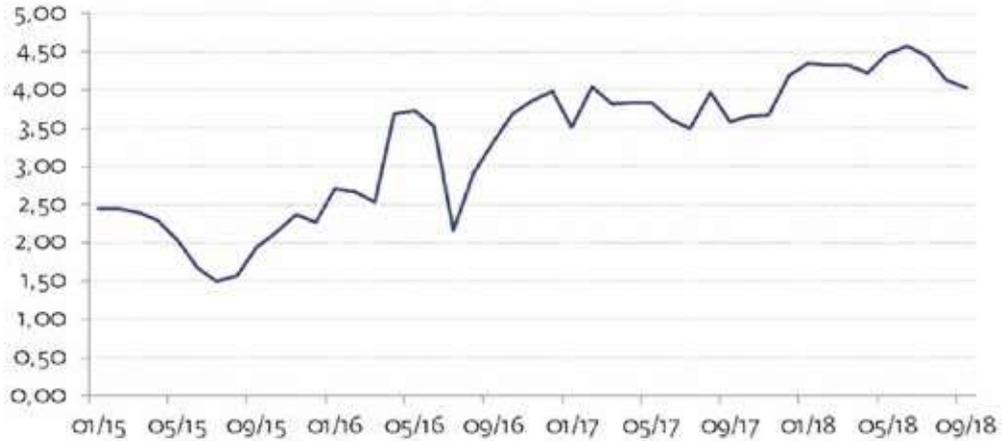
Por este motivo, Cambiemos inició un fuerte ajuste en el gasto, con el recorte en subsidios energéticos como eje central del plan de austeridad fiscal. Incluso, esta partida es que la que más contribuyó, hasta aquí, a cumplir el requisito de los mercados internacionales de crédito.

La decisión del gobierno nacional de subir el precio del gas (ver Gráfico N° 3.4) ayudó a reducir los subsidios derivados de la aplicación de Plan Gas. Que estos se hayan visto disminuidos durante los últimos dos años del programa, 2016 y 2017, no quiere decir que haya desaparecido el estímulo económico para el no convencional. Al aumentar el precio, este se acercó al precio estímulo de 7,50 USD/MMBTU, achicándose la diferencia que el Estado debía pagar. Esta medida, entre otros factores, desencadenó la suba de las tarifas energéticas³¹.

30. Para ampliar el tema sobre las problemáticas que conlleva el "fracking" ver Bertinat, et al. (2014).

31. Para ampliar el tema sobre la política tarifaria de Cambiemos ver Kofman y López Crespo (2018a).

Gráfico N° 3.4. Evolución del precio del gas, enero de 2015 – septiembre de 2018. En USD/MMBTU.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Profundización del avance del no convencional

A pesar del giro en la política económica, siguió existiendo un consenso en continuar explotando el gas no convencional. Su avance, como ya fue observado en el Gráfico N° 3.3, continuó dándose a paso firme en 2016 y 2017. En el transcurso de 2018, como queda evidenciado en el Gráfico N° 3.5, esta tendencia incluso se profundiza.

-51-

Gráfico N° 3.5. Evolución de la producción de gas natural según método de extracción, de la incidencia del no convencional en el total producido y de su crecimiento interanual, enero – septiembre de 2018. En millones de metros cúbicos por día y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

En enero del corriente año la producción de gas convencional fue de 87 MMm³/d, tras caídas intermensuales permanentes, en septiembre es de 83 MMm³/d. En cambio, por el lado del no convencional, con crecimientos intermensuales permanentes, la producción pasó de 37 MMm³/d a 49 MMm³/d en el mismo período. Este desempeño divergente explica que actualmente el no convencional represente más de un tercio de la producción total de gas³².

La característica sobresaliente del no convencional en los últimos meses es el aumento acelerado que experimenta. Mientras que en el transcurso de 2017 el aumento interanual promedio giró en torno al 25%, se observa que en los meses correspondientes al tercer trimestre del 2018 el aumento ha sido próximo al 50%, es decir, se duplicó la intensidad de su crecimiento.

En base a esta última estadística y considerando que se está atravesando una fuerte recesión, con proyecciones del gobierno nacional que ubican a la caída del Producto Bruto Interno (PBI) esperada para este año en 2,4%, la actividad hidrocarburífera no convencional actualmente se ha transformado en el principal, si no el único, “brote verde” de la economía.

Vaca Muerta planificada como plataforma exportadora

Vaca Muerta, formación geológica desde donde se extrae la mayor cantidad de hidrocarburo no convencional³³, pasó a ser el eje central de la economía y concentra, desde el oficialismo, las mayores expectativas en torno a generación de empleo, atracción de inversiones y aumento de las exportaciones. En un documento elaborado por la Secretaría de Planeamiento Energético y expuesto por Javier Iguacel, en aquel entonces secretario de Gobierno de Energía, en un seminario organizado en septiembre de este año en Houston (EE.UU)³⁴, se explicitan las proyecciones para estas variables. Según el documento, se espera que el sector energético, sobre todo por la explotación de Vaca Muerta, hacia 2023 logre:

- Duplicar la producción de gas alcanzado los 260 millones de metros cúbicos de los cuales se esperan exportar 100 millones, es decir, un 43% de su oferta³⁵.

32. Sin discriminar entre convencional y no convencional, en términos agregados, la producción acumulada en 2018 hasta septiembre creció 5% con respecto a la obtenida en 2017 en igual cantidad de meses. Se trata del crecimiento interanual más alto obtenido en los últimos quince años.

33. Según un informe de Energy Information Administration (EIA) de 2013, esta formación ubica al país en el puesto número dos y en puesto número cuatro en el ranking de países con mayores reservas de shale gas y shale oil, respectivamente.

34. Disponible en línea: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

35. No toda la producción se traduce en oferta ya que por el consumo en yacimiento que se produce para el acondicionamiento comercial del gas natural, aproximadamente, se pierde el 12% de lo extraído.

- Duplicar la producción de petróleo alcanzando un millón de barriles de los cuales se espera exportar 500 mil barriles, es decir, el 50% de lo producido.
- Crear 500.000 puestos de trabajo asociados con el desarrollo de Vaca Muerta.
- Mejorar la balanza comercial aportando un superávit sectorial de USD 15.000 millones anuales.

El último punto es el más altisonante a la luz de la coyuntura actual del sector, ya que su balanza comercial continúa siendo deficitaria, entre otros factores, por la necesidad de seguir importando gas. Repasando lo visto en el Gráfico N° 3.1, para poder cerrar la brecha entre producción y consumo, en 2017 se importó más del 20% de la demanda de gas. En lo que va del presente año, aunque hayan disminuido levemente las cantidades importadas de gas, en parte por el crecimiento del no convencional, la falta de autoabastecimiento sigue siendo considerable.

En las proyecciones sobre exportación se advierte uno de los primeros quiebres de la política sobre el no convencional que promovió el nuevo gobierno. Desde su inicio, la explotación no convencional se pensó para ser volcada al mercado interno. A juzgar por su política sectorial, la gestión actual prioriza en cambio el mercado externo haciendo hincapié en la necesidad de generar saldos exportables de energía, por lo cual, la intención es hacer de Vaca Muerta un polo exportador.

Esto no quiere decir que anteriormente se vedaba la exportación al sector hidrocarburo, de hecho, como queda expresado en el artículo N° 3 de la Ley de Soberanía Hidrocarburo, también se trazó como un principio de la política hidrocarburo obtener saldos exportables. Pero este objetivo, a comparación del interés que se tenía en abastecer al mercado interno, era de menor jerarquía.

En cambio, el actual gobierno revirtió el esquema de prioridades, en parte porque ante el sendero de desindustrialización impulsado, la demanda de energía es menor. La caída de la industria genera que el mercado interno quite presión y, consecuentemente, los saldos exportables aumenten. En este sentido, la primarización de la economía es funcional al esquema diseñado por el gobierno actual para Vaca Muerta.

Si se analiza el sector energético en perspectiva histórica, el desarrollo de Vaca Muerta como polo exportador le daría al sector una dimensión que nunca tuvo. En la historia argentina, la energía ha estado lejos de estar en el primer plano en cuanto a generación de divisas, el protagonismo siempre lo han tenido los alimentos a través de las agroexportaciones. En caso que se cumplan las proyecciones trazadas por la Secretaría de Planeamiento Estratégico, y que a través del comercio exterior de energía se obtengan USD 15.000 millones, el sector agropecuario tendrá un claro competidor como fuente de divisas. En los últimos cinco años, según INDEC, la exportación promedio anual del complejo soja, principal complejo exportador, fue de U\$D 17.500 millones³⁶.

36. Complejo soja: Abarca poroto de soja y derivados (pellet, harina y aceite de soja).

Con el sentido de configurar a Vaca Muerta como polo exportador, recientemente se avanzó en materia normativa. En gas, las dos leyes que se expiden sobre la regulación de su exportación son: la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y, la ya citada, Ley de Gas N° 24.076. Ambos cuerpos normativos comparten el principio de autorizar la exportación de gas únicamente cuando estén cubiertas las necesidades de abastecimiento interno, siendo el Ejecutivo Nacional el responsable de evaluar el cumplimiento de esa condición para que la exportación sea autorizada. La Ley de Hidrocarburos sostiene que (subrayado propio):

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país (Art. N° 6, Ley de Hidrocarburos).

En agosto de este año, a través de la Resolución N° 104/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM), se aprobó el “Procedimiento para la autorización de Exportaciones de Gas Natural” que define un nuevo régimen.

De su análisis se destaca el poco apego que tiene el nuevo régimen por respetar la protección del abastecimiento interno. Se crea la figura de “Empresa Solicitante” que es aquella que presenta la solicitud de exportación. El interesado en exportar debe brindar información sobre el volumen y el precio al que va a comercializar el gas en caso de aprobarse su solicitud. Para que esto ocurra, no debe existir ningún “Tercer interesado”, segunda figura creada, que anteponga el interés en comprar el gas para ser dirigido al mercado interno y que, además, acepte las condiciones comerciales, en materia de precio, especificadas por la empresa solicitante. La autorización no se concedería solo si existe un interesado en redireccionar el gas al mercado interno y a su vez acepte pagar, como mínimo, el mismo precio al que la empresa solicitante puede colocar la producción en el mercado externo.

Lo que se deduce aquí es que al Ejecutivo, contra lo que dicta la ley, no le corresponde juzgar la razonabilidad del precio. Por más que su nivel afecte desfavorablemente el abastecimiento del mercado interno, esto no debe ser tenido en cuenta. De esta manera se impide que el Estado disponga de herramientas para disociar el precio del gas en el mercado local de su precio en el mercado internacional. Por lo tanto, queda abierta la posibilidad de que ante una coyuntura de precios internacionales altos, la economía nacional, en su conjunto, se vea resentida por tener que adaptarse a su encarecimiento.

Ingreso de nuevos actores en desmedro de YPF

El segundo quiebre que se evidencia a partir del cambio de gobierno está vinculado con la decisión acerca de los actores que lideran la explotación de gas no convencional. La administración anterior puso el acento en YPF para encabezar el aumento de las inversiones. Con el nuevo gobierno, YPF cede parte de su liderazgo habilitando un proceso

de diversificación de actores. Como se observa en el Gráfico N° 3.6, la empresa fue la más dinámica en términos de la recuperación de la inversión hidrocarburífera, pero a raíz de su desinversión, en 2017, perdió más de 15 puntos porcentuales de participación en las inversiones totales del sector.

Gráfico N° 3.6. Evolución de la inversión de YPF en hidrocarburos y participación de su inversión en el total invertido, 2012-2017. En millones de dólares y porcentajes.



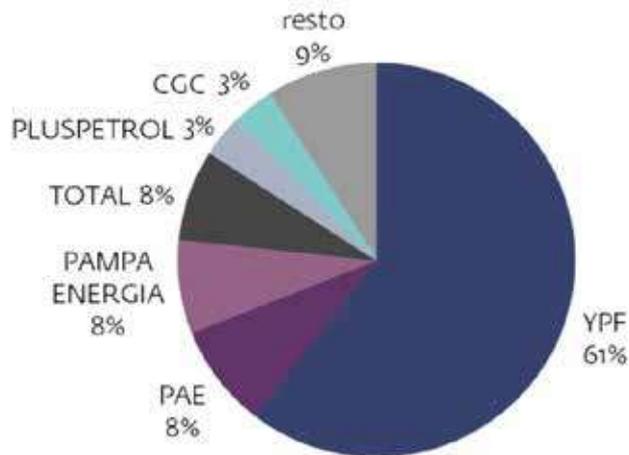
-55-

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

Este factor, en la producción, comienza a verse reflejado en 2018 cuando se evidencia el ingreso de nuevas empresas que le disputan su primacía. En el Gráfico N° 3.7 se representa el proceso de desconcentración centrado en la pérdida de participación de YPF en la producción total. El actor que emerge, con una aparición disruptiva, es Tecpetrol.

Gráfico N° 3.7. Participación por empresa en la producción total de gas no convencional. En porcentajes.

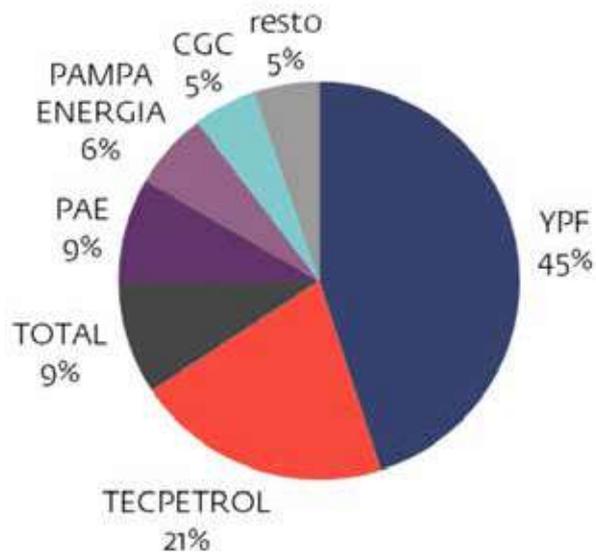
Septiembre de 2017.



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

-56-

Septiembre de 2018.



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

En septiembre de 2017, las seis empresas que mayores aportes hicieron a la producción del mes fueron: YPF (61%), Pan American Energy (8%), Pampa Energía (8%), Total (8%), Pluspetrol (3%) y Compañía General de Combustible (3%). En conjunto explicaron el 91% de la producción del mes.

En septiembre de 2018, las seis empresas que mayores aportes hacen a la producción del mes son: YPF (45%), Tecpetrol (21%)³⁷, Total (9%)³⁸, Pan American Energy (9%)³⁹, Pampa Energía (6%)⁴⁰ y Compañía General de Combustible (5%)⁴¹. En conjunto explicaron el 95% de la producción mensual.

En la comparación interanual, lo que se destaca es la pérdida de participación de YPF de más de 15%. Tecpetrol, que por tener el año pasado una incidencia ínfima no aparece en el grupo, este año pasa a explicar el 20% de lo extraído en septiembre y se ubica en el segundo lugar del listado. La otra empresa que gana participación es CGC.

En el Gráfico N° 3.8 se observa que la pérdida de participación de YPF a manos de Tecpetrol no obedece a ninguna particularidad o evento extraordinario que se haya producido en algunos de los meses de comparación, sino más bien, se explica por la siguiente tendencia verificada a lo largo del tiempo: la producción de Tecpetrol, por lo menos, crece más que la de YPF.

Gráfico N° 3.8. Evolución de la producción de gas natural no convencional de YPF y de Tecpetrol, ene-2017 a sep-2018. En millones de metros cúbicos por día.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

La producción de YPF, después de estar estancada en 2017, aumenta durante el primer semestre de 2018, y en el tercer trimestre del año incluso comienza a declinar para

37. Empresa del grupo Techint de la familia Rocca.

38. Empresa multinacional francesa.

39. Empresa del grupo Pan Ameran Energy Group. Al grupo lo integran Bidas (compuesto por la familia Bulgheroni y la empresa china CNOOC) y la inglesa BP.

40. Empresa de Marcelo Mindlin.

41. Empresa de Eduardo Eurnekian.

retornar al mismo nivel del año pasado. Tecpetrol, en cambio, principalmente desde comienzo del 2018, muestra un crecimiento sostenido que aún no encuentra límite. Esto la convierte en la empresa que ha ganado en el último tiempo mayor cuota de participación en el sector.

Por su tenor, esta aparición de Tecpetrol le permite al grupo económico de la familia Rocca convertirse en un actor de peso en el sector hidrocarburoso. Aunque la gravitación del grupo en la economía nacional sea ya relevante por su liderazgo en el sector siderúrgico, su inserción en la producción de hidrocarburos ha sido marginal⁴². La empresa, creada en 1981, nunca tuvo una participación preponderante en la extracción de gas como sí la tiene ahora aportando, de la mano del no convencional, más del 10% del total de gas producido, con perspectivas de que esa participación aumente. Las razones por las cuales Rocca ha decidido apostar por el gas no convencional se encuentran, principalmente, en las medidas sectoriales aplicadas por el gobierno nacional.

En noviembre de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM) convocó a Audiencia Pública para que se trate la actualización del nuevo precio del gas natural a aplicar en diciembre, lo que redundó en un aumento del mismo (ver Gráfico N° 3.4). En la audiencia participaron, entre otros actores afectados por la temática, las firmas productoras de gas. En representación de Tecpetrol, el orador fue Horacio Pizarro, gerente del área de contratos. Su intervención se basó en explicar por qué la empresa decide llevar adelante en el trienio 2017-2019 una inversión de USD 2.300 millones en la explotación de gas no convencional, que, a priori, se ubica entre las más importantes que se están ejecutando no solo en el sector energético en particular, sino también, en la economía en general. Como determinante de la inversión, Pizarro menciona tres factores:

- Obtención de la concesión del área “Fortín de Piedra” en julio de 2016 otorgada por la Provincia de Neuquén.
- Firma de la “Adenda para Vaca Muerta” en enero de 2017.
- Emisión de la Resolución N° 46 del ex MINEM en marzo de 2017.

Breves comentarios merecen ser realizados sobre los primeros dos factores, el tercero, por su trascendencia, será analizado con mayor profundidad. Acerca del primero, la concesión obtenida le permitió a la empresa contar con el permiso para explotar por treinta y cinco años un área que cuenta con importantes reservas de no convencional. Sobre el segundo, se trata de modificaciones en los convenios colectivos de trabajo de los petroleros que se introdujeron por la celebración de un acuerdo entre el Ejecutivo nacional, ciertos gobiernos provinciales, el sindicato petrolero y las empresas productoras. Las modificaciones resultaron en una baja del costo laboral del no convencional⁴³.

42. En el sector energético el grupo está inserto a lo largo de toda la cadena gasífera por su participación accionaria en Transportadora Gas del Norte (transporte de gas) y en Litoral Gas (distribución de gas).

43. En 2017, en línea con el efecto buscado a través de la “Adenda para Vaca Muerta”, los salarios

La resolución citada, e indicada por el gerente como el determinante más importante de la inversión de Tecpetrol, creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. Este consiste en garantizar a aquellas empresas que cuenten con concesiones de áreas de gas no convencional aprobadas para adherirse al programa, un precio estímulo definido en: 7,50 U\$D/MMBTU para 2018, 7 U\$D/MMBTU para 2019, 6,50 U\$D/MMBTU para 2020 y 6 U\$D/MMBTU para 2021.

El nuevo programa puede pensarse como una extensión de Plan Gas, no solo por su empalme temporal, sino también, porque ambos en su formulación compartieron el interés en darle al productor una previsibilidad en materia de precio para estimular la inversión en no convencional. Aunque existan similitudes, estos se diferencian, en una primera instancia, por el volumen de la producción referenciado con el precio estímulo. Plan Gas abarcó al total del no convencional mientras que el nuevo programa tiene un alcance significativamente más limitado.

Para reflejar la característica restrictiva del nuevo programa, en la Tabla N° 1 se incluyen a las principales diez concesiones de no convencional. Este grupo de áreas explica el 82% del no convencional de septiembre del corriente año. Como se observa, no todas las concesiones reciben el precio estímulo. Del grupo, únicamente cuatro forman parte del programa, quedando afuera las seis restantes. La no inclusión, en algunos casos, se debe a que la empresa operadora no presentó la solicitud para formar parte del programa y en otros casos la Secretaría de Gobierno de Energía no dio el visto bueno para su ingreso.

Por esta discriminación, se deriva una segunda diferencia entre ellos. Plan Gas potenció, principalmente, la inversión en no convencional de YPF por ser la principal productora. El nuevo programa, en cambio, se diseñó para promover el crecimiento de empresas con bajo o nulo desarrollo en el sector.

Tabla N° 1. Las diez principales concesiones de gas natural no convencional: empresas operadora, provincia, producción, precio estímulo y producción con precio estímulo, septiembre de 2018.

Concesión	Empresa operadora	Provincia	Producción (MM m ³ /d)	Producción c/ precio estímulo	Precio obtenido (USD/MMBTU)
FORTIN DE PIEDRA	TECPETROL	Neuquén	10	10	7,50
EL OREJANO	YPF	Neuquén	5	-	4,04
AGUADA PICHANA ESTE	TOTAL	Neuquén	4	1	4,90
RIO NEUQUÉN	YPF	Neuquén	4	-	4,04
RINCÓN DEL MANGRULLO	YPF	Neuquén	4	-	4,04
ESTACIÓN FERNANDEZ ORO	YPF	Río Negro	3	2	5,14
LOMA LA LATA	YPF	Neuquén	3	-	4,04
EL MANGRULLO	PAMPA ENERGÍA	Neuquén	3	-	4,04
CAMPO INDIO ESTE	CGC	Santa Cruz	2	2	7,50
LINDERO ATRAVESADO	PAE	Neuquén	2	-	7,50
Total			40	15	

Fuente: Elaboración propia en base a Revista Petroquímica (2018) y Secretaría de Gobierno de Energía.

Nota: No se ajusta la producción con precio estímulo por el consumo de gas en yacimiento. La resolución excluye a esta parte de la producción para el cálculo del subsidio. De todas maneras, este factor no incide en las diferencias de precio entre concesiones.

Sobre las cuatro concesiones incluidas, se destaca Fortín de Piedra. Su reciente desarrollo le significa a Tecpetrol contar, en la actualidad, con el área de mayor producción de gas no convencional. Le siguen en importancia Aguada Pichana Este (Total) y Estación Fernandez Oro (YPF). La particularidad que presentan estas dos concesiones es que no se les reconoce la “producción inicial”⁴⁴, por lo tanto, la producción con precio estímulo es menor a la total. Campo Indio Este (CGC) es la concesión restante, que al igual de lo que ocurre con Fortín de Piedra, por ser concesiones que comenzaron a ser explotadas a raíz del programa, no tienen producción inicial y reciben el precio es-

44. Producción Inicial: es, para la totalidad de la producción de gas no convencional proveniente de una concesión incluida, la producción de gas no convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017 (Punto 3 del anexo de la Resolución N° 46).

título por el total de la producción. Al descontar la producción inicial, el programa busca promover, principalmente, nuevas inversiones.

Entre las seis que están afuera, cuatro son operadas por YPF, una por Pampa Energía (El Mangrullo) y la otra por PAE (Lindero Atravesado). Aunque YPF lo haya solicitado, no fueron incluidas las concesiones: El Orejano, Río Neuquén y Rincón del Mangrullo. En el caso de Loma la Lata, la empresa no solicitó su inclusión.

El subsidio que paga el Estado nacional resulta de la diferencia existente entre el precio estímulo y el precio que abonan los usuarios y consumidores de gas. En septiembre de 2018, este último fue de U\$D 4,05/MMBTU, con lo cual, lo abonado por el Estado ascendió a U\$D 2,95/MMBTU para completar el precio estímulo definido para el presente año.

Esto permite entender por qué para Tecpetrol la sanción del programa fue determinante en la decisión de desarrollar Fortín de Piedra. Como se observa en la Tabla N° 2, en los primeros nueve meses del año, los Ingresos por Ventas que la empresa obtuvo por la extracción de gas ascendieron a \$ 14.272 millones, de los cuales, más de un tercio de ellos provinieron del subsidio que le paga el Estado.

Tabla N° 2. Tecpetrol: Ingresos por ventas, subsidios y participación de subsidios en ingresos por ventas, enero-septiembre de 2018. En millones de pesos y porcentaje.

Ingresos por ventas (2)	Subsidios - Res. N° 46 - (1)	Participación (1) / (2)
14.272	4.911	34

-61-

Fuente: Estados Financieros de Tecpetrol al 30-09-2018.

Comentarios finales

El crecimiento de la actividad hidrocarburífera no convencional indica que el autoabastecimiento energético, en cuestión de pocos años, podría ser recuperado. Sin embargo, por la política sectorial que se aplica, corresponde realizar ciertas advertencias. Vaca Muerta está siendo explotada para convertirse en un polo exportador, el interés por su desarrollo no reposa en permitir que se constituya en una fuente de abastecimiento de energía de acuerdo a las necesidades de la economía local, en cambio, se la planifica desconectada de la dinámica de la economía nacional.

El régimen sancionado para habilitar las exportaciones de gas responde a este lineamiento. El Estado pierde la herramienta necesaria para disociar el precio local de su precio internacional, y la industria se verá resentida si tiene que adaptarse al encarecimiento de la energía. Lo central aquí es que no se concibe la energía como un recurso estratégico para el desarrollo de las fuerzas productivas locales, sino más bien, como una mercancía que debe ser transada en base a un precio internacional. Se evidencia con claridad aquí que perseguir como objetivo el autoabastecimiento energético no im-

plica necesariamente mayor soberanía energética. La posibilidad de discutir el precio de la energía y la ganancia sectorial, que la política energética no ha puesto en cuestión, es central para un modelo energético que se proponga no delegar la soberanía.

Una segunda reflexión merece ser puesta en consideración a la luz de las diferencias existentes entre los programas de estímulo a la producción de gas no convencional. Como se vio, la diferencia sustancial entre ambos, es que en el Plan Gas se eligió a YPF para que aliente el despegue de los no convencionales. En cambio, el programa en curso propone consolidar el proceso iniciado, pero ya no de la mano de la empresa dirigida por el Estado, sino más bien, a través de la potenciación de nuevos actores. El corolario de esta definición es la diversificación de la oferta de gas con la consecuente pérdida de gravitación de YPF.

A modo de hipótesis, pueden plantearse dos líneas argumentativas que no son excluyentes para comprender por qué desde el Estado se ha impulsado este proceso en función de los objetivos que direccionan la actual política energética.

Una primera explicación refiere a aquello que ha sido advertido ya por otras autoras para comprender las políticas de Cambiemos en diferentes sectores de actividad: que la misma está guiada por intereses corporativos (Canelo y Castellani, 2017). De este modo el Estado no es más que un vehículo para generar transferencias económicas hacia ciertos grupos empresariales y favorecer su reproducción y expansión.

Ahora bien, es posible plantear que más allá de aquellos intereses, el proceso de diversificación deriva de la doctrina económica de los hacedores de la política del sector. Lejos de una mirada simplista o conspirativa, podría pensarse que lo que se busca promover con el nuevo programa es la desconcentración del sector, para que así tenga lugar el desarrollo del mercado de gas en los términos que lo plantea el liberalismo: más ofertantes deberían, en este marco, asegurar mayor eficiencia y menores precios. Desde esta óptica, los mercados en general, no solamente el gasífero, deben estar desregulados y es condición imprescindible para que funcionen de manera óptima que no exista concentración económica, es decir, que no exista el poder de mercado de ninguno de sus participantes. Por lo tanto, lo que permitiría lograr el proceso de diversificación de la oferta de gas que está en curso es que madure ese mercado sin actores con capacidad para manejarlo.

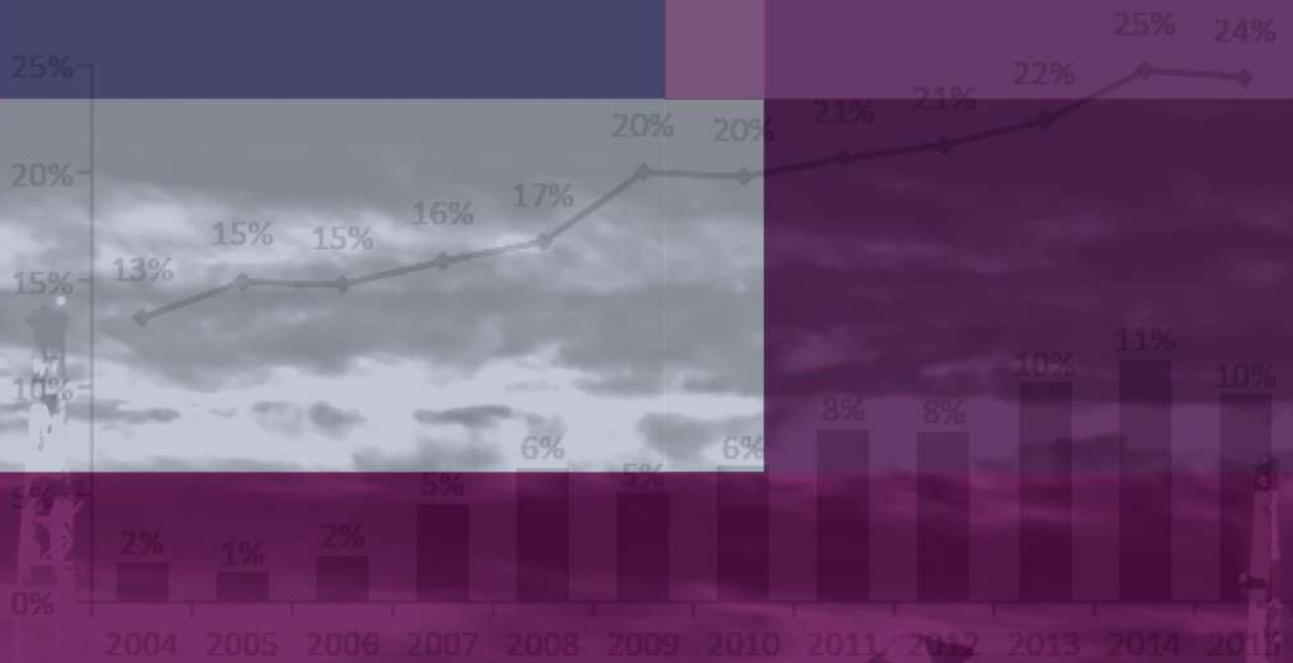
Este ha sido el espíritu de la Ley de Gas Natural, cuya aplicación estuvo parcialmente suspendida entre 2002 y 2017 y que este año volvió a recobrar plena vigencia. La ley sancionada en 1992, pleno auge neoliberal, dispuso la privatización de Gas del Estado con el propósito de desarrollar el mercado de gas desregulado. En el decreto reglamentario de la ley se hace énfasis en:

“Que la mejor asignación de recursos a largo plazo se logra mediante la estructuración de mercados en los que el acceso de los oferentes y demandantes resulte lo más amplio posible, dando lugar al juego dinámico de la competencia entre el mayor número de participantes” (Decreto 1738/92)

Por lo tanto, podría plantearse que, con el ingreso de nuevos grupos económicos a la explotación de gas no convencional, el propósito de la política sectorial es cumplir con el principio rector de la ley de gas. La misma formó parte de un cuerpo normativo mediante el cual se desreguló y privatizó el sector energético en los años noventa, y propició reformas que, sin dudas, han sido un factor determinante de la caída productiva observada en los años siguientes.

Referencias

- Arceo, Nicolás (2016). "Transferencias de recursos en la cadena gasífera", Tercer Congreso de Economía Política, Departamento de Economía Política del Centro Cultural de la Cooperación y Universidad de Quilmes.
- Bertinat, Pablo et al. (2014). "20 mitos y realidades del fracking". El Colectivo.
- Canelo, Paula y Castellani, Ana (2017). Informe de Investigación N°2. Puerta giratoria, conflictos de interés y captura de la decisión estatal en el gobierno de Macri. El caso del Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Disponible en: <http://noticias.unsam.edu.ar/wp-content/uploads/2017/04/Informe-N2-Observatorio.pdf>
- Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2018a), "Resfriados. Hogares argentinos y política energética", Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental. Disponible en: <http://www.ejes.org.ar/economistas/Resfriados01-08-2018.pdf>
- Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2018b), "Úselo y tírelo. Empleo petrolero en la Argentina no convencional", Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental. Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2018/06/%C3%9Aselo-y-t%C3%ADrelo1.pdf>
- García Zanotti, Gustavo; Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2016), Informe Económico: Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina. Disponible en: <http://www.ejes.org.ar/InformeTransferencias.pdf>
- CEPAL (2015), "Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741). Análisis del impacto fiscal de las operaciones de YPF a nivel provincial, Vol. II", Santiago de Chile.
- Ley N° 17.319
- Ley N° 24.076
- Ley N° 26.741
- Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios (2012), "YPF. El Informe Mosconi", Buenos Aires.
- Ministerio de Economía y Minería (2017), Resolución 46/2017
- Ministerio de Economía y Minería (2018), Resolución 104/2018.
- Revista Petroquímica. Petróleo, gas, química y energía (2018), "El nuevo Plan Gas podría beneficiar a una veintena de proyectos", N° 342, Año 36, Edición Latinoamericana.



■ Participación del gasto en subsidios energéticos en el gasto público nacional
 ◆ Participación del gasto público nacional en el PBI

www.ejes.org.ar

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

observatorio
petrolero **SUR**
soberanía • energía
justicia ambiental

**TALLER
Ecologista**
Argentina/República