



INFORME

Tensiones y contradicciones en la normativa hidrocarburífera

Lic. Facundo **López Crespo**

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

Autor: **Facundo López Crespo**

Revisión: **Marco Kofman, Mariana Fernández Massi y Fernando Cabrera Christiansen**

Diseño editorial: **Leticia Camejo**

Rosario, Argentina. Marzo de 2022

¡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

1. Introducción	p. 07
2. La pérdida del autoabastecimiento energético y sus interpretaciones	p. 08
2.1. Régimen de derechos de exportación de hidrocarburos.	p. 11
3. La recuperación del control de YPF como respuesta	p. 14
3.1. Un proyecto alternativo	p. 16
4. La búsqueda del autoabastecimiento gasífero	p. 17
4.1. Plan Gas: la recuperación de la producción	p. 18
4.2. Impacto fiscal del programa	p. 22
4.3. Impacto productivo del programa	p. 23
5. La política energética de Cambiemos. El autoabastecimiento gasífero en segundo plano	p. 25
5.1. Disolución de la Comisión	p. 27
5.2. Un antecedente con casi 30 años de historia	p. 27
5.3. La referencia del precio “internacional”	p. 28
5.4. La convergencia	p. 29
5.5. La vigencia de la ley de gas, su artículo 83 y la controversia legal	p. 35
5.6. La atomización de productores como objetivo	p. 36
5.7. El Plan Aranguren y otro conflicto legal	p. 41
6. Reflexiones finales	p. 44

Sumario

Este informe analiza los últimos 20 años de política energética, particularmente gasífera, desde el marco normativo vigente en cada momento, sus modificaciones y su relación con las variables económicas que fueron presionando sobre esa política.

Se destaca la persistencia que han tenido las transformaciones privatizadoras de la última década del siglo pasado y la evidente dificultad del sistema político para acordar un programa energético independiente de las coyunturas económicas.

Principales conclusiones:

- Hasta 2012 no hubo una política energética consistente con el contexto económico. No hubo planificación para el largo ni el mediano plazo. El único aspecto relevante de la energía que se afectó en la postconvertibilidad fue el distributivo afectando las tasas de retorno las empresas privatizadas, grandes ganadoras del modelo de los noventa.

- Desde entonces, con la recuperación de YPF empieza una política de estímulos para incrementar la producción y resolver el problema externo. Vaca Muerta se convierte en el horizonte de mediano plazo. Además, del aspecto distributivo (el Estado cubría la brecha entre costo y precio de la energía), esta decisión buscaba mejorar la situación del balance externo.

- Entre 2016-2019 se produjo un intento por retomar y aplicar el marco normativo noventista. Para que eso suceda, YPF debía ser desplazada del centro de la escena y hacia allí se avanzó. También se abandonaron los aspectos distributivo y externo de la energía y la política sectorial se concentró en su aspecto fiscal: los subsidios debían reducirse para poder llevar a cabo la política de fuerte endeudamiento externo que se desarrolló entonces.

- La ley de emergencia pública sancionada en 2002 habilitó a que la política tarifaria adoptada se aleje de lo prescripto en el marco normativo definido en la década anterior. A partir del 2018, por la caducidad de la ley mencionada, correspondía que este marco normativo vuelva a tener plena vigencia. Sin embargo, el gobierno de Cambiemos decidió postergar su reimplementación.

- El escenario de fragilidad económica que enfrenta el país atenta contra el desarrollo de una planificación consistente para el sector.

- El análisis remarca la necesidad de pensar una política energética consistente con los diferentes frentes abiertos en la economía. Esto implica la elaboración de un programa que atienda tanto el aspecto distributivo, como el externo, el fiscal, el productivo, el tecnológico y el financiero.

Del trabajo se desprenden un conjunto de interrogantes clave para diseñar una política energética económica y socialmente coherente: ¿cómo se debe repartir el costo de la energía entre Estado y usuarios? ¿qué actores privados y públicos deben intervenir en la cadena de valor? ¿cómo se financia la actividad? ¿cuál será la moneda de referencia de la actividad? ¿cómo garantizar un sendero estable de metas productivas, precios, y de otras variables clave?

La posibilidad cierta de una alternancia gubernamental entre dos proyectos distintos de país fomenta la aplicación de políticas energéticas de corto plazo que atienden solo algunos de los aspectos que implican a la energía.

No puede existir política energética sostenible sin acuerdos nacionales sólidos respecto al curso de la distribución del ingreso, al rol de la moneda nacional o al rol del Estado en la economía. En estos contextos, la política energética tiende a ser una política de emergencias.

INFORME

Tensiones y contradicciones en la normativa hidrocarburífera

Lic. Facundo **López Crespo**

1. Introducción

En este trabajo realizamos un repaso de las principales características y transformaciones sufridas por el marco normativo hidrocarburífero, sus consecuencias sobre la actividad del sector y sus relaciones con el funcionamiento global de la economía argentina en las dos primeras décadas del siglo XXI.

Fue un período de grandes cambios en la economía nacional, no sólo en términos de perfiles productivos o tasas de crecimiento del producto. Se produjo también un fuerte desplazamiento al interior de las estructuras corporativas de poder, que movió al centro de la escena a actores que habían quedado postergados en las décadas previas.

En los veinte años estudiados la política energética atravesó, también, grandes cambios y desplazamientos. Pasó de ser considerada un aspecto marginal de la dinámica económica (hasta 2011), a ocupar el centro de la escena y erigirse como el nudo que había que desmarañar en una economía que empezaba a mostrar signos de agotamiento (2012-2015), para, finalmente, quedar supeditada a una estrategia más amplia de endeudamiento, fuga de capitales y concentración de la riqueza (2016-2019).

Nos interesa describir los diferentes programas que han regido la actividad y sus consecuencias, como también el marco de discusiones técnicas y políticas que ha operado en cada momento.

La primera sección se centra en el recorrido de las políticas energéticas que terminó con la pérdida del autoabastecimiento en 2011, analizando las rupturas y las continuidades respecto al marco estructurado por los gobiernos neoliberales de la década de 1990. Luego, estudiamos el impacto de la recuperación del control accionario de YPF (sección 2) y del conjunto de políticas orientadas a la recuperación de la soberanía energética desde entonces (sección 3). En la cuarta sección avanzamos hacia una posible interpretación de lo ocurrido en el período 2016-2019.

2. La pérdida del autoabastecimiento energético y sus interpretaciones

El crecimiento de la economía argentina en el período 2003-2011 fue contundente, pocas veces en su historia durante tantos años se logró expandir el Producto Interno Bruto (PBI) a una tasa del 5.6% anual acumulativa. Sin embargo, el sector energético, fuertemente fosilizado¹, mostró el comportamiento opuesto por el fuerte declino en la producción de hidrocarburos. En el caso del petróleo desde 1998 hasta 2014 la caída acumulada fue del 35%. En el caso del gas, la situación no fue distinta, sólo que el inicio de la contracción fue posterior: entre 2004 y 2014 la caída llegó al 20%.

Esta disociación llevó a que la demanda energética crezca sin que la oferta local responda. Como efecto de la disparidad, primero, se agotaron los saldos exportables de petróleo y gas; y luego, para mantener abastecida la demanda, se incrementaron las importaciones.

El punto de inflexión ocurrió en 2011 cuando el país perdió el autoabastecimiento energético por tornarse deficitaria la balanza comercial del sector. A partir de ese año, y hasta la actualidad, en bienes energéticos, las importaciones superan a las exportaciones.

En la bibliografía especializada conviven diferentes interpretaciones sobre las causas de este proceso. A grandes rasgos, la principal divergencia parece residir en la relevancia que estos análisis le otorgan a cada ciclo de políticas sectoriales.

Un conjunto de analistas considera que el problema fue provocado por las políticas económicas, en general, y energéticas, en particular, aplicadas durante la década de 1990. En un trabajo que sintetiza esta postura, Mariano Barrera (2013) destaca el rol de la venta

// 1 _ En 2019, la participación del petróleo y del gas natural en la oferta de energía primaria fue del 31% y 54%, respectivamente. Además: la energía hidráulica aportó un 4%; la energía nuclear un 3%; los aceites vegetales (derivados de la soja) un 3%; y otras fuentes el 5% restante (alcoholes vegetales, energía solar, energía eólica, etc.).

de YPF y la renuncia del Estado a ser un actor central en los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos. Las empresas privadas que tomaron el dominio del sector, en el afán de monetizar rápidamente las reservas de petróleo y de gas descubiertas previamente por la YPF estatal, llevaron adelante una estrategia poco propicia para la sustentabilidad de la actividad. Ya que, por un lado, sobreexplotaron los yacimientos existentes, y por el otro, no mostraron interés en explorar nuevos yacimientos. Este comportamiento cortoplacista derivó en que la producción de ambos hidrocarburos aumente considerablemente llegándose a desarrollar mercados de exportación. En 2002, se alcanzó a colocar en los mercados externos el 35% de la producción de petróleo y el 15% de la de gas natural. La dualidad inversora de las empresas privadas, advierte el autor, alta para explotar, pero baja para explorar, contribuyó a que tenga lugar una marcada aceleración de la maduración de los yacimientos.

Otros análisis, en cambio, prefieren situar el estudio del problema en las políticas adoptadas en la década siguiente. Según estos trabajos, el problema de la falta de inversión desde la década del 90 no se explica por el desinterés de las empresas privadas, sino a la falta de políticas que hayan alentado nuevas explotaciones durante la década siguiente. En esta segunda perspectiva encontramos a los “ex secretarios de Energía”. Con ese nombre conformaron un grupo, hoy extinto, quienes fueron responsable de la política energética, en cada caso, implementada en los gobiernos de Carlos Raúl Alfonsín, Carlos Saúl Menem o Fernando De la Rúa.

Desde el año 2002 los sucesivos Gobiernos Nacionales pusieron en práctica una política de desalineación de precios de los hidrocarburos que impidió que los productores locales

9

Gráfico N.º 1. - Petróleo. Evolución del precio internacional y del precio local en dólares por barril.



Nota: El precio internacional corresponde al precio del petróleo producido en Texas, EE. UU (WTI) y el precio local al producido en la Provincia de Neuquén (petróleo Medanito) y comercializado en el mercado interno.

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

de gas y petróleo perciban el valor al que comercializaban estos productos en los mercados internacionales. Dos herramientas se utilizaron para desacoplar precios: para la parte de la producción que era comercializada en los mercados de exportación, se utilizó el “derecho de exportación”; y para el segmento destinado al mercado interno, se apeló al “acuerdo de precios” entre el Estado y los productores.

En un documento de trabajo elaborado en el mismo año en que emergió el déficit de la balanza comercial energética, los ex funcionarios sostuvieron que: “existe [...] una gran distorsión entre los precios que perciben los productores y el que el país paga el gas natural importado, por barco (GNL) y desde Bolivia. Esta política de precios es incomprensible e irracional y su efecto inmediato combinado con un discurso oficial confuso desalienta la inversión de riesgo en exploración que es imprescindible para revertir la caída productiva de la producción doméstica” (Apud y otros, 2011: 10). Según los autores, la percepción de un precio menor al internacional, independientemente de los costos internos de extracción, desestimula la inversión de los empresarios.

En el **Gráfico 1**, se observa de qué se trató el desacoplamiento de precios para el caso del petróleo. A partir del 2002, se inició una significativa tendencia al alza en el precio internacional, y el objetivo de la medida fue evitar que el costo de abastecimiento del producto asimilara dicha tendencia. La misma lógica guió el desacoplamiento para el caso del gas natural.

Más allá de las interpretaciones posibles sobre sus causas, las consecuencias de la pérdida del autoabastecimiento se profundizaron en un contexto de precios muy elevados de los hidrocarburos: el país exportó energía cuando estaba barata y la comenzó a importar cuando estaba cara².

El marco normativo desarrollado en la década de los noventa para promover las reformas del sector no le otorgaba al Estado Nacional la posibilidad de ejecutar una política de desacoplamiento de precios. Por eso, en esa década el productor local de crudo obtuvo el mismo precio que el internacional. Sin embargo, a partir de la ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero del 2002, quedó suspendida la aplicación del principio de desregulación del precio de los hidrocarburos. Aunque la ley sea principalmente recordada por haber terminado con el esquema de tipo de cambio fijo, también fue trascendental por incluir disposiciones de otra índole que, junto con el nuevo arreglo cambiario, permitieron dar inicio a una nueva etapa de la economía argentina.

Facúltese al Poder Ejecutivo nacional a regular, transitoriamente, los precios de insumos, bienes y servicios críticos, a fin de proteger los derechos de los usuarios y consumidores, de la eventual distorsión de los mercados o de acciones de naturaleza monopólica u oligopólica. (Ley 25.561-Artículo 13)

Esa disposición habilitó a que, en la misma norma y uno de los artículos subsiguientes, se cree un derecho a la exportación de hidrocarburos, delegando en el Ejecutivo Nacional el establecimiento de la alícuota correspondiente.

// 2 _ El precio internacional del petróleo es determinante del precio al que el país importa el gas natural de Bolivia, el Gas Natural Licuado y los combustibles líquidos (fuel oil y gas oil).

En líneas generales, la política energética aplicada desde 2002 no reemplazó el marco normativo de los 90, sino que, en la práctica, lo suspendió y lo ignoró. Varias de las disposiciones fueron pensadas con un plazo transitorio de vigencia en el marco de la declaración de la emergencia pública. Sin embargo, al haber sido extendida la misma en reiteradas oportunidades, y habiendo caducado la última prórroga el 31 de diciembre del 2017, lo que se proyectó momentáneo se impuso como permanente.

2.1. Régimen de derechos de exportación de hidrocarburos

En lo que continúa se analizan los decretos presidenciales y las resoluciones del ex Ministerio de Energía y Minería que dieron forma al régimen de derechos a la exportación de hidrocarburos. El punto de corte es 2012, año en que la empresa YPF es renacionalizada. Nos interesa destacar los argumentos detrás de la regulación y su relación con el proceso en curso de pérdida de autoabastecimiento energético.

- Decreto 310 (febrero de 2002). El presidente Eduardo Duhalde fija para el petróleo un derecho de exportación con una alícuota del 20%. Justifica la resolución haciendo referencia únicamente en la necesidad de recomponer las finanzas públicas. No hay ninguna mención que aluda a la coyuntura del mercado internacional del producto. La cotización del WTI a esa fecha aún se mantenía en un nivel bajo: 20 dólares el barril. Más allá del efecto recaudatorio, este derecho de exportación también sirvió para atenuar el impacto de la depreciación del tipo de cambio sobre el precio de los combustibles.

- Resolución 337 (mayo de 2004). El ministro de Economía Roberto Lavagna incrementa la alícuota anterior al 25%. En este caso, sí se hace referencia a la coyuntura del mercado internacional del petróleo. El precio del WTI era mayor: 40 dólares el barril. Y la variación de la alícuota quedó justificada por la necesidad de morigerar el impacto de la suba de la cotización del WTI sobre el precio doméstico del producto.

- Decreto 645 (mayo de 2004). El presidente Néstor Kirchner establece un derecho a la exportación de gas natural del 20% con el objetivo de otorgarle un tratamiento tributario simétrico al conjunto de los productos hidrocarburíferos.

- Resolución 532 (agosto de 2004). Lavagna comienza a instrumentar un esquema de alícuota móvil de derecho a la exportación de petróleo. La alícuota se establece en 25%, pero, en función del precio del WTI, puede adicionarse entre un 3% y 20%. Desde que fue aplicado el nuevo criterio, por la cotización que registraba el WTI, correspondió aplicar la alícuota adicional plena, por lo tanto, la alícuota efectiva quedó establecida en 45%. Para fundamentar la nueva alícuota, se aludió a la necesidad de desvincular a la economía local de las perturbaciones externas y a la necesidad, aquí aparece un elemento novedoso, de regular la rentabilidad de los productores hidrocarburíferos:

[CONSIDERANDO] Que por otra parte el ESTADO NACIONAL debe procurar captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de la actividad,

en especial cuando se trata de recursos naturales no convencionales. Que esta situación se manifiesta con claridad en el sector de hidrocarburos, teniendo en cuenta la significativa suba en el precio internacional del petróleo y que su estructura de costos no se ha visto alterada. Qué aun después de deducidos los derechos de exportación que por esta resolución se establecen, la rentabilidad resultante será de todas maneras adecuada para atraer los recursos que el sector requiere para su desarrollo.

- Resolución 534 (julio de 2006). La ministra de Economía Felisa Miceli aumenta la alícuota del derecho a la exportación de gas natural del 20 al 45% equiparándola con la del petróleo. Y como base de valoración para su cálculo, en lugar de considerarse el precio de exportación, decide aplicar el precio de importación del gas natural boliviano, siendo éste más alto que el otro, por lo cual, el aumento fue mayor aún. Desde el 2004 Argentina comenzó a comprar gas natural de Bolivia. En un principio, lo que el Gobierno Nacional buscó con esas importaciones fue evitar recortar las exportaciones comprometidas con Chile. Uruguay y Brasil, en menor volumen, completaban la lista de los países a los cuales se exportaba gas natural entonces.

- Resolución 394 (noviembre de 2007). El ministro de Economía Miguel Peirano modifica la alícuota del derecho a la exportación de petróleo. La cotización del WTI en el transcurso de ese año tuvo un extraordinario aumento de 54 a 95 dólares por barril entre enero y noviembre. La particularidad del nuevo esquema fue que la alícuota móvil dejó de tener límite superior. Se estableció que, en el caso de que el precio internacional del petróleo superase un valor de referencia establecido en 60,9 dólares por barril, la alícuota sería aquella necesaria para que el productor obtenga, descontado el derecho a la exportación, 42 dólares por barril exportado. Como esta condición se cumplió desde que entró en vigencia la resolución, lo que se aplicó desde un inicio fue una escisión completa entre el precio interno y el internacional. El incremento del WTI no mejoraba el precio del productor local de petróleo.

- Resolución 127 (marzo de 2008). El ministro de Economía Martín Lousteau establece una alícuota del 100% a la exportación de gas natural y define que la base para calcular el derecho a la exportación resultase del precio más alto de los contratos ligados a la importación del hidrocarburo. Esta normativa implicó la interrupción de las exportaciones de gas natural hacia los países limítrofes.

Esa fue la evolución del régimen del derecho a la exportación de hidrocarburos hasta que el Congreso Nacional sanciona la ley de expropiación del 51% de las acciones de YPF en manos de Repsol. A través de esta ley el Gobierno Nacional da un giro en la política aplicada sobre el sector asumiendo que la respuesta de los privados ante la política de desacoplamiento de precios no fue la esperada. El elenco gobernante había previsto que las empresas hidrocarburíferas contaban, aun con precios que no eran los internacionales, con una rentabilidad adecuada para desarrollar la actividad, lo cual era cierto, pero no dimensionó en su justa medida que estas empresas al ser transnacionales podían ir a buscar el precio internacional “afuera”.

La transnacionalización del sector tuvo lugar a partir de los noventa, no sólo por el arribo de empresas extranjeras, Repsol entre ellas, sino también por comenzar las empresas de origen local a invertir en otros países. Nicolás Arceo y Andrés Wainer (2017) señalan que el motivo por el cual las inversiones no fueron suficientes para evitar la caída

productiva estuvo ligado a la baja rentabilidad de la actividad hidrocarburífera local en relación a la obtenida en otras regiones. A las empresas hidrocarburíferas les resultó más redituable girar las utilidades y dividendos que obtuvieron en el país que reinvertirlas para el sostenimiento de la actividad local. Repsol, al frente de YPF, lideró esta estrategia.

Sin embargo, los autores advierten que, sin la desalineación de precios, no necesariamente la trayectoria declinante del sector se habría evitado. Ya que, a juicio de ellos, aun valoradas a precio internacional, la rentabilidad de las inversiones requeridas para evitar el declino, principalmente aquellas destinadas a la exploración para el desarrollo de nuevos yacimientos, era menor a la que se podía obtener en otros países. El problema para ellos no residía principalmente en el bajo precio local, sino en la baja productividad del subsuelo argentino comparada con la productividad del subsuelo de otros países. La sobreexplotación de los yacimientos existentes y la subexploración de yacimientos nuevos que tuvo lugar tras las reformas de los noventa, según lo señala Barrera, es un factor imprescindible para entender por qué existió esa diferencia.

3. La recuperación del control de YPF como respuesta

El 16 de abril del 2012 Cristina Fernández de Kirchner envió al Congreso de la Nación, en carácter de titular del Ejecutivo Nacional, un proyecto de ley que disponía la expropiación del 51% de las acciones de YPF en manos de Repsol con el objetivo de lograr el autoabastecimiento energético. Sin embargo, como se analizará luego, en vistas del objetivo anterior, la iniciativa incluía otras disposiciones, todas ellas, junto con la relativa a la expropiación, giraban en torno a aumentar las capacidades del Estado para intervenir sobre el sector.

Ese día, a través de una alocución desde Casa Rosada, la presidenta comunicó los motivos que fundamentaron la decisión. En la primera filmina de su exposición mostró la evolución de la balanza comercial del sector energético entre 1995 y 2011, y subrayó que en el último año de ese período por primera vez se registró déficit: U\$D 3.029 millones. En la filmina siguiente se presentaba la evolución de las importaciones energéticas, destacándose que crecieron de U\$D 550 millones en 2003 a U\$D 9.400 en 2011 y señalando en particular que en ese último año se habían duplicado con respecto a las del año anterior.

Para asociar la conducta de Repsol en YPF con el magro desempeño del sector utilizó otras dos imágenes en las que se mostraba, en una, la evolución de las utilidades de la empresa entre 1999 y 2010, que acumularon un total de U\$D 15.167, y, en la otra, los dividendos que la empresa distribuyó entre sus accionistas en igual período de tiempo, que ascendieron a U\$D 13.246. En base a estos últimos números, remarcó que lo que padecía YPF no era falta de rentabilidad, sino más bien, falta de reinversión.

El proyecto girado al Congreso Nacional primero fue tratado en el Senado donde se aprobó con 63 votos positivos, 3 negativos y 4 abstenciones, lo que reflejó un contundente nivel de apoyo que incluyó a buena parte de la oposición.

Luego el proyecto fue discutido en Diputados donde se ratificó el apoyo con 208 votos positivos, 34 negativos y 5 abstenciones. El crecimiento absoluto y relativo de los votos

negativos se explica porque el PRO³ en el Senado no tenía legisladores, pero en Diputados sí. Y todos ellos votaron en contra. Fue el único bloque político que de manera unánime se opuso a que el Estado recuperara el control de YPF.

Con el respaldo de ambas cámaras, el 3 de mayo quedó sancionada la ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera. Entre sus puntos más importantes se encuentran su Artículo 1, que declara de interés público nacional y objetivo prioritario de la ley al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos; el Artículo 7, que declara de utilidad pública y sujetas a expropiación al 51% de las acciones YPF en manos de Repsol; el Artículo 15, que establece la continuidad jurídica de YPF como sociedad anónima regida por el derecho privado; y el Artículo 17, relativo a las asociaciones que YPF promocionará con empresas extranjeras o nacionales, públicas, privadas o mixtas⁴.

Que la explotación de la actividad hidrocarburífera sea declarada de interés público nacional significó atribuirle al Estado la responsabilidad de poner en práctica toda regulación sobre el sector que considere necesaria para lograr los objetivos incluidos en la norma. Con esto, se marcó un quiebre respecto al mandato privatizador de la década de 1990 que pretendía una organización del mercado de los hidrocarburos en torno a la lógica de la desregulación.

El concepto quedó reflejado en la reglamentación de la ley, aprobada por el Decreto 1277 firmado en julio de ese año, en la cual se avanzó sobre la definición del nuevo esquema regulatorio. A tal efecto, se creó el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante, el Plan) con el propósito de procurar que las inversiones sean las adecuadas para el crecimiento de la actividad hidrocarburífera. Y en tal sentido, se dictaminó que comience a funcionar una nueva agencia estatal: la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante, la Comisión), a la que se le asignó la función, entre otras, de elaborar anualmente el referido Plan⁵.

Se dispuso que las empresas del sector presentaran sus respectivas previsiones de inversión ante la Comisión. Y se estableció que, en el caso que no se ajusten a las incluidas en el Plan, la Comisión pueda solicitarles que las mismas sean modificadas. Tal fue la centralidad otorgada al Estado en este período.

Se trazó como uno de los objetivos de la naciente Comisión “asegurar el abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de usuarios y consumidores” (Artículo 3, inciso e). De este modo se restringió la posibilidad de que el autoabastecimiento tenga lugar a cualquier precio. Es decir, la

// 3 _ PRO (Propuesta Republicana) es el partido que, liderado por Mauricio Macri, gobernó la Ciudad de Buenos Aires desde 2007 y contó desde entonces con representación parlamentaria. En alianza con la UCR y otros partidos, ganó las elecciones presidenciales del 2015. // 4 _ El Artículo 8 establece que las acciones expropiadas serán repartidas entre el Estado Nacional (el 51%) y las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (el 49% restantes). // 5 _ En el decreto se define que la Comisión funcione bajo la órbita de la ex Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo dependiente del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Quien era titular de dicha Secretaría al momento de la firma del decreto era Axel Kicillof.

Comisión debía procurar que el petróleo y el gas natural, en tanto insumos básicos de la economía, no sean comercializados en el mercado interno a valores que, por ser excesivamente elevados, obstruyan el crecimiento de otros sectores.

La singularidad de la ley de Soberanía Hidrocarburífera recayó en que el Estado reasuma un rol empresario en el sector. En los noventa, bajo la premisa de que el Estado no debía encargarse de la producción de bienes y servicios, el Congreso Nacional resolvió la venta de numerosas empresas públicas, entre ellas la de YPF, que nunca dejó de ser la principal empresa productora de petróleo y de gas natural⁶.

3.1. Un proyecto alternativo

El PRO fue el único partido político que de manera orgánica votó en contra de la ley. Lo hicieron presentando un proyecto de ley alternativo que, si bien planteaba la necesidad del autoabastecimiento, esperaba alcanzarlo de un modo muy diferente. La propuesta sostenía la privatización de YPF y ratificaba las reformas de los noventa. Los principales aspectos de este proyecto se pueden encontrar en su tercer artículo (Diario de Sesiones de la Cámara de Diputados de la Nación, 2 de mayo de 2012, pág. 30)

Art. 3. Promoción de inversiones para el autoabastecimiento. A los efectos de tender al autoabastecimiento en materia de hidrocarburos y promover las inversiones necesarias para ello a realizarse en el territorio provincial, el Estado nacional ejercerá sus funciones respetando los siguientes principios de acción:

- a. La estabilidad de los marcos jurídicos e impositivos del momento de registro de cada inversión de las previstas en la reglamentación, por el término de diez años, incluyendo las políticas de importación de insumos, de exportación, de productos y de transferencia de utilidades;
- b. El respeto de precios de mercado para los productos hidrocarburíferos, sin perjuicio de las políticas redistributivas que se implementen por leyes impositivas generables, razonables y no discriminatorias;
- c. La estabilidad de las pautas establecidas por las provincias y la Ciudad de Buenos Aires en materia de regalías al momento de registro de cada inversión de las previstas en la reglamentación, por el término de diez años;
- d. El otorgamiento de facilidades y de estímulos impositivos para la explotación en la plataforma marítima argentina.

Al entender de esta fuerza política, las inversiones privadas iban a fluir si el Estado Nacional se comprometía a no alterar la regulación sobre el sector. Esto incluía no interceder en la política de transferencias de utilidades de las empresas, que era el aspecto negativo que el Ejecutivo Nacional señalaba de la estrategia de Repsol en YPF, y, además, no intervenir los precios de mercado del petróleo y del gas natural, lo que significaba revertir la política de desacoplamiento de precios implementada desde 2002.

// 6 _ En el año previo a la renacionalización, YPF en la producción total de petróleo tenía una participación del 39 por ciento y en la de gas natural del 32 por ciento.

4. La búsqueda del autoabastecimiento gasífero

El déficit del sector energético en el segundo gobierno de Cristina Fernández (2011-2015) devino en un problema central. Financiarlo significó perder un significativo monto de divisas en un contexto en el que el sector externo ya no mostraba la holgura de los años anteriores.

La problemática del sector cobró tal magnitud que ciertos analistas económicos vinculan la falta de autoabastecimiento energético con la ralentización de la economía nacional entre 2012 y 2015. Entre ellos, Matías Kulfas señalaba “el sector energético jugó un papel muy importante en el deterioro macroeconómico sufrido por la Argentina en los últimos años, que llevó a revertir muchos de los buenos indicadores logrados durante el primer sexenio de los gobiernos kirchneristas. La política sectorial fue acumulando una importante cantidad de desajustes que contribuyeron a minar los superávits en las cuentas públicas y la balanza de pagos. La magnitud de esos desajustes es tan grande que terminó por convertir un problema sectorial en un problema macroeconómico” (Kulfas, 2016: 202).

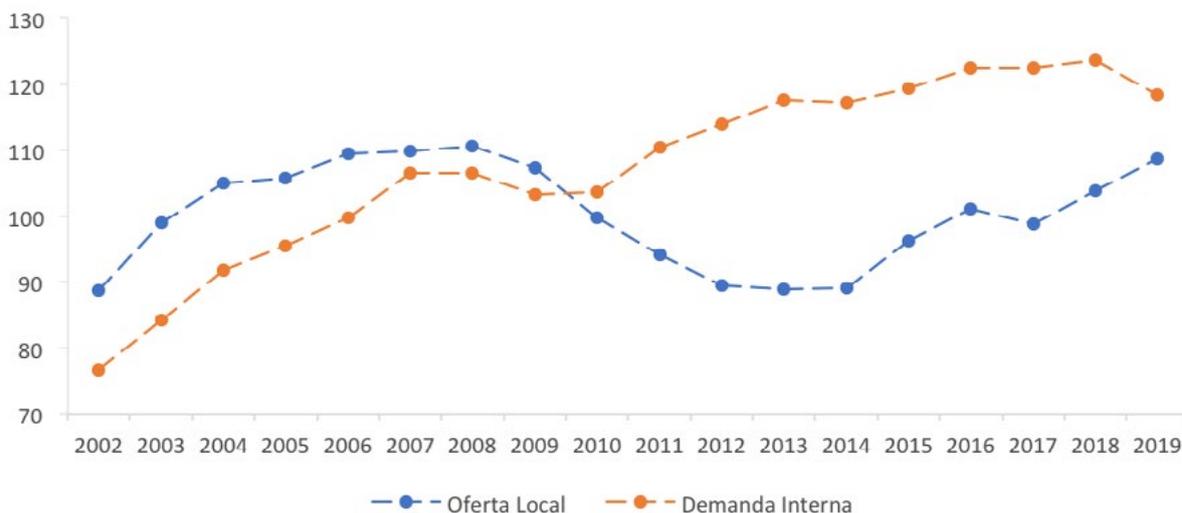
Corresponde aclarar que, si bien se redujeron los saldos exportables de petróleo, el país nunca perdió el autoabastecimiento de este hidrocarburo. En el caso del gas, el problema fue más profundo, se perdió el autoabastecimiento, por lo tanto, la demanda local debió atenderse con importaciones.

La caída de los niveles de extracción de gas se produjo a la par de un significativo aumento en los volúmenes requeridos para abastecer el mercado interno. La desincronización entre las dinámicas de estas dos variables puede observarse en el **Gráfico 2**.

Entre 2002 y 2013, la demanda de gas creció de 77 MMm³/d) a 118 MMm³/d. El incremento no fue mayor porque, debido a la indisponibilidad del recurso, tuvieron que aplicarse recortes en su suministro derivando en que tengan que emplearse sustitutos energéticos, principalmente derivados del petróleo. Por lo tanto, la brecha graficada subestima la efectiva escasez del gas natural local. La brecha comenzó a reducirse a partir del

2015 tanto por la recomposición de la producción local como por el relativo estancamiento de la demanda interna, que inclusive anotó una caída en 2019.

Gráfico N° 2. - Gas. Evolución de la oferta local y la demanda interna en millones de metros cúbicos por día



Nota: La serie del gráfico “oferta local” fue elaborada en base a la serie “Gas Recibido de Productores” publicada por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). A los valores incluidos en esta serie, se descontó el gas natural importado, y sobre el saldo se aplicó un ajuste del 2.5% en vista de considerar la pérdida sufrida en el transporte. Por otro lado, la serie del gráfico “demanda interna” fue construida en base a la serie “Gas Entregado, por Tipo de Usuario” publicada por el mismo organismo estatal.

Fuente: Elaboración propia en base al Ente Nacional Regulador del Gas y a la Secretaría de Energía de la Nación.

4.1. Plan Gas: la recuperación de la producción

Frente al costo de la pérdida de autoabastecimiento, Cristina Fernández cambió su política energética en su segundo mandato presidencial (2011-2015). A la recuperación del control accionario de YPF, añadió desde 2013, una mejora de precios para los productores gasíferos, que no fue homogénea, sino que estuvo vinculada al incremento de las inversiones realizadas por cada una de las empresas. Para instrumentar la señal de precios, la Comisión dictó la Resolución N° 1/2013, a través de la cual se creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (en adelante, el Plan Gas). En vista del plazo propio de maduración de las inversiones gasíferas, se fijó una vigencia del programa de cinco años, desde 2013 a 2017 ⁷.

// 7 _ El programa contó con la adhesión de las principales empresas productoras de gas natural. Sin embargo, luego la Comisión creó el “Programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas con inyección reducida” ajustado a los requerimientos de aquellas empresas que no ingresaron en el primer programa. Cuando se haga referencia al Plan Gas, nos referiremos a los dos programas.

Para justificar la implementación del programa en la resolución se hace referencia a la brecha que existía entre el consumo y la producción local de gas natural y a las implicancias que traía aparejada la diferencia: “la creciente necesidad de importaciones asumidas por el Estado Nacional para garantizar el adecuado abastecimiento de hidrocarburos, aunado a los altos precios que presentaron los mismos durante los últimos años, representó no solo un esfuerzo para el país en términos de divisas sino además un creciente compromiso fiscal para las arcas del Tesoro Nacional” (Considerando séptimo)⁸.

En base a esa consideración, siguiendo con la lectura de la resolución, se define que el objetivo del programa es promover la actividad gasífera local para reemplazar importaciones. Se señala que, para que el aumento de la producción sea sostenido en el tiempo, debe alentarse el desarrollo de nuevos yacimientos a los efectos de aumentar los volúmenes de reservas. Como ya fuera referido en este trabajo, al momento de la formulación del programa, la extracción de gas se caracterizaba por la baja productividad de los pozos debido a la maduración que acumulaban los yacimientos en actividad.

El punto principal del Plan Gas fue discriminar la producción inyectada al sistema de transporte de cada empresa adherida al programa, estableciéndose una diferenciación de precios entre segmentos. Para cada beneficiaria se reconoció:

Por un lado, la Inyección Base Ajustada: se definió que sea remunerada al mismo precio del 2012. Para el cálculo de aquella, se estableció como punto de partida una Inyección Base la que se estableció que sea ajustada cada año en función a una tasa de declino⁹.

Y por el otro, la Inyección Excedente: se definió que sea remunerada en 7,50 U\$D/MMBTU. Y se determinó que abarque la inyección que sobrepase la Inyección Base Ajustada.

Este precio de 7,50 U\$D/MMBTU sirvió de estímulo para que las empresas: (i) aumenten las inversiones en los yacimientos en actividad al 2012, de manera tal de evitar la caída tendencial de la producción que en ellos se observaba; y (ii) comiencen a invertir en el desarrollo de nuevos yacimientos.

Un punto destacable del programa es que se haya escindido el precio pagado por los usuarios y consumidores de gas natural con respecto al ingreso unitario de las empresas adheridas al programa. A raíz del criterio empleado, la variación del precio abonado por la demanda, en vez de afectar lo percibido por las empresas, incidía en el monto de las compensaciones a cargo del Estado Nacional.

En este sentido, en la resolución que crea el programa se estableció que “el Estado na-

⁸ Según estimaciones propias, las erogaciones del fisco para atender las importaciones de gas de Bolivia y de GNL se incrementaron de U\$D 2.400 millones en 2011 a U\$D 3.900 millones en 2012. Es decir, con respecto a esta partida del gasto público, lo que preocupaba no era solamente el monto absoluto, sino también su evolución en el tiempo. ⁹ Tanto la inyección base como la tasa de declino fue negociada entre la empresa y la Comisión. No existe información pública sobre el valor que se definió para estas variables. En torno a la primera de ellas, es factible sostener que dicho volumen giró en torno a la inyección de la empresa en 2012. Respecto a la tasa de declino, se trata de una estimación del declino natural de los pozos maduros que estaban en producción en ese momento.

cional se compromete a abonar mensualmente a las Empresas Beneficiarias una Compensación que resulta de: (i) la diferencia que exista entre el precio de la Inyección Excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Excedente, más; (ii) la diferencia que exista entre el Precio Base y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Base Ajustada. Si el precio percibido por la Empresa Beneficiaria por la venta de la Inyección Base ajustada, fuese mayor al Precio Base, la diferencia en exceso percibida por la Empresa Beneficiaria se descontará de la Compensación que ésta tuviera que percibir del Estado nacional”.

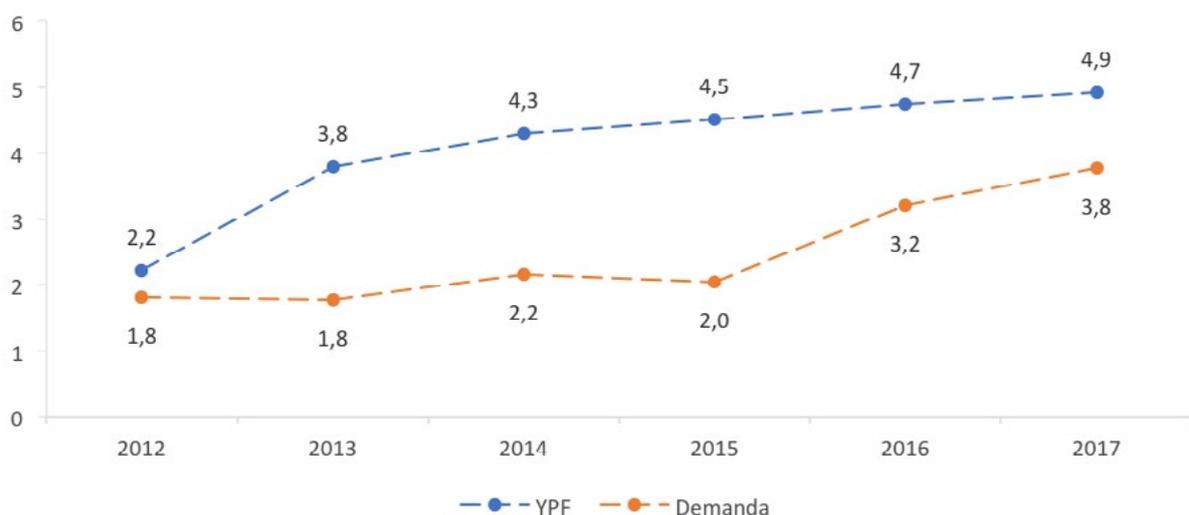
Como el Plan Gas fijó el precio de cada segmento de la inyección de gas natural al sistema de transporte, el productor para obtener un mayor ingreso unitario debió alterar las ponderaciones respectivas de estos segmentos en su inyección total y sólo podía hacerlo a través de sus decisiones de inversión.

$$\text{Ingreso Unitario} = \frac{\text{Inyección Base Ajustada}}{\text{Inyección Total}} \times 2.20 + \frac{\text{Inyección Excedente}}{\text{Inyección Total}} \times 7.50$$

En el **Gráfico 3** se muestra la evolución del ingreso unitario de YPF destacándose que el mismo fue aumentando debido a la creciente participación de la Inyección Excedente en la Inyección Total. La producción alcanzó un nivel máximo en el primer trimestre del 2017, desde el trimestre siguiente comenzó a contraerse por la política que adoptó el gobierno de Cambiemos para la empresa, que luego será analizada en detalle. También se grafica la evolución del precio pagado por los usuarios y consumidores del producto al conjunto de los productores.

~
20
~

Gráfico N° 3. - Gas natural. Evolución del ingreso unitario de YPF y del precio pagado por la demanda al conjunto de los productores. En U\$D/MMBTU



Nota: La serie “Demanda” no muestra el precio abonado por los usuarios y consumidores por el gas natural inyectado particularmente por YPF. Vale la aclaración para entender por qué las dos series no adoptan el mismo valor para el 2012. En ese año el ingreso unitario de YPF coincidió con el precio pagado desde la demanda por su respectiva inyección. Por ende, la diferencia que se observa en 2012 implica que la empresa obtuvo de los usuarios y consumidores de gas un precio más alto que el obtenido, en promedio, por el conjunto de los productores. Entre los motivos que explican la divergencia se encuentra el vinculado con la disparidad que existe entre los precios que se pagan según la cuenca desde la cual es inyectado el gas natural. Y justamente, la inyección de YPF está concentrada en la cuenca Neuquina, que aquella desde la que se obtienen los precios más altos. Por último, corresponde señalar que la construcción de la serie “Demanda” se realizó a partir de la información provista en la serie “Regalías de Gas Natural” publicada por la Secretaría de Energía de la Nación.

Fuente: Elaboración propia en base a Nota de Resultados de YPF y Secretaría de Energía de la Nación.

La diferencia entre el ingreso unitario de YPF y lo abonado por la demanda determinó la compensación a cuenta del Estado por cada MMBTU inyectado por la empresa. No se dispone de información necesaria para poder construir la evolución del ingreso unitario del resto de las empresas beneficiarias. Aunque puede inferirse que la trayectoria para el caso de YPF resulta una buena aproximación de la del conjunto de las empresas beneficiarias¹⁰.

Respecto a las diferencias entre esas dos variables se distinguen dos etapas. En la primera, que comprendió el trienio 2013-2015, gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, la decisión fue que la señal de precio al sector la absorba el Estado. En la segunda (los últimos dos años del programa), bajo el gobierno de Mauricio Macri, por la aplicación de una política tarifaria que giró en torno a una drástica reducción de los subsidios a la energía, se decidió transferir buena parte del financiamiento a la demanda.

Aunque, debe advertirse que, en la primera etapa, más precisamente en 2014, para evitar que la brecha se intensifique, se ajustó fuertemente el precio del gas pagado por los usuarios residenciales, el cual se encontraba congelado desde la salida de la Convertibilidad. El incremento, dispuesto por la ex Secretaría de Energía de la Nación en la Resolución N° 226/2014, se aplicó de manera escalonado en los meses de abril, mayo y julio de ese año. La actualización dependió de la categoría del usuario en cuestión, pero, por ejemplo, para un hogar de la Ciudad de Buenos Aires de una categoría media de consumo R22, el aumento acumulado fue del 510%. De afrontar los nuevos valores se excluyó a los usuarios residenciales de la Patagonia, es decir, aquellos abastecidos por la distribuidora Camuzzi Gas del Sur ya que se entendió que por las bajas temperaturas que se registran en esta región, las que llevan a que se consuma gas en grandes volúmenes para calefaccionar los hogares, debía dejarse sin cambios el precio del gas¹¹.

// 10 _ En la Resolución 212-E del ex Ministerio de Energía y Minería sancionada en octubre del 2016 se informa que el costo de adquisición del gas natural local fue de 4.25 U\$D/MMBTU en 2015 (el particular de YPF fue de 4.50 U\$D/MMBTU) y que se esperaba que aumente a 4.72 en 2016 (el particular de YPF fue de 4.70 U\$D/MMBTU). Y en el documento “Precio del Gas Natural en el PIST” elaborado por el mismo ministerio en octubre del 2017, se informa que se esperaba un nuevo aumento hasta los 4.91 U\$D/MMBTU en 2017 (el particular de YPF fue de 4.90 U\$D/MMBTU). Igualmente, no resulta consistente que el precio promedio ponderado del ingreso unitario de los productores haya coincidido con el particular de YPF, debido a que la empresa fue la que evidenció el mayor crecimiento relativo de la producción. **// 11 _** Es importante ponderar que la medida aplicada no haya abarcado a los hogares de la Patagonia, ya que éstos explican aproximadamente el 25% del consumo residencial, por lo cual, el segmento residencial en su conjunto sufrió un incremento menor al informado en el ejemplo. Además, otro elemento que terminó afectando la suba efectiva fue la judicialización de la medida. Por diversos amparos judiciales determinadas distribuidoras de gas debieron reintroducir los viejos cuadros tarifarios.

4.2. Impacto fiscal del programa

En relación a las erogaciones efectuadas por el Estado Nacional para garantizar los precios de ambos segmentos de la inyección, corresponde señalar que, aunque comenzó a subsidiarse la producción local de gas natural, el mayor gasto público destinado a incentivar la oferta local permitió reemplazar subsidios a la importación, los que resultaban ser más onerosos.

La lógica que se utilizó para diseñar el programa fue la siguiente: ante una unidad adicional de demanda de gas natural, existen dos opciones, o es abastecida con producción local, o es abastecida con importaciones. La demanda creciente previo al Plan Gas era cubierta a través de importaciones de gas natural licuado pagándose un precio de 15.60 U\$D/MMBTU, el Estado cubría la diferencia entre este costo y lo que era trasladado a la demanda. Por lo tanto, si se lograba alentar al productor local a que inyecte un MMBTU adicional a un precio menor que el del GNL, además de obtenerse un ahorro en términos de divisas, por el reemplazo de importaciones, se alcanzaría también un ahorro en términos fiscales por la reducción de la diferencia entre el costo de ese MMBTU y lo que cubría la demanda. En el programa se definió en 7.50 U\$D/MMBTU (la mitad del costo del GNL) el estímulo necesario para que el productor local colocase Inyección Excedente.

Así se entiende por qué el programa contaba con una cláusula que establecía que el mismo podía ser suspendido si “el Precio de Importación fuera igual o inferior al Precio de la Inyección Excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos ciento ochenta (180) días corridos”¹². En caso que esto hubiese ocurrido, la opción de apelar al productor local para abastecer la unidad adicional de gas natural demandada ya no sería más económica que la opción de abastecer vía gas natural líquido importado, por lo tanto, en términos fiscales, se frenaría el ahorro.

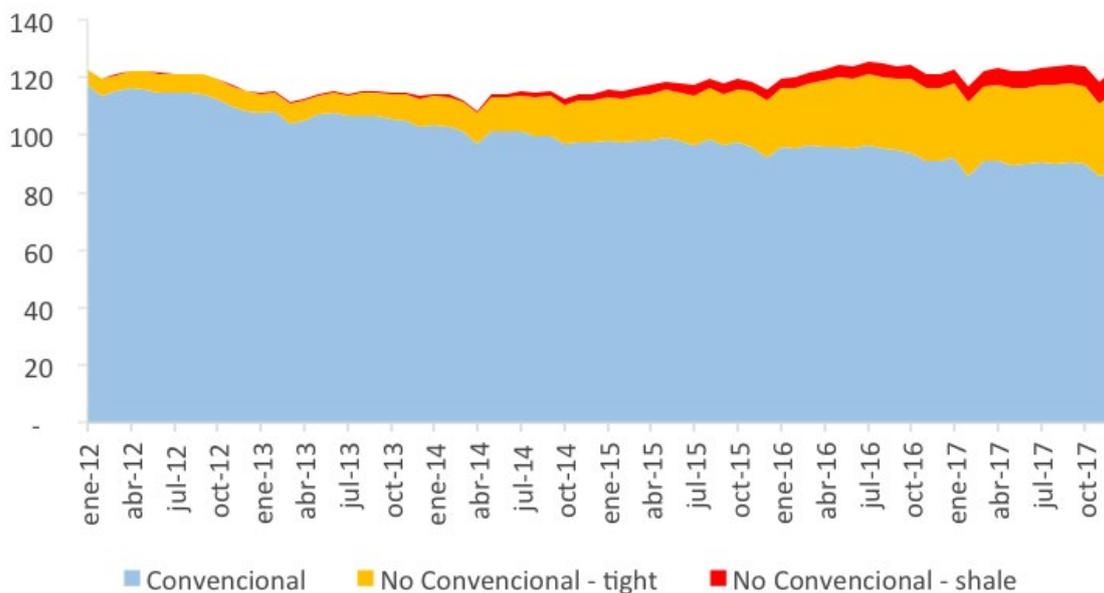
A partir del segundo semestre del 2014, el precio internacional del petróleo comenzó a descender significativamente, lo que determinó que el costo de importación del gas natural licuado se modifique en igual sentido¹³. A punto tal que, sobre finales del 2016, el gobierno de Cambiemos tuvo la opción de discontinuar la aplicación del programa, sin embargo, decidió mantenerlo hasta la fecha pautada (diciembre del 2017). Por lo tanto, durante el último año del programa, el Plan Gas no permitió obtener el ahorro fiscal esperado.

// 12 _ Se definió en el reglamento del programa como “Precio de Importación” al precio promedio ponderado del gas natural líquido importado durante un período de seis meses. Es decir, para que el programa pudiese ser suspendido, el abastecimiento de este producto debía realizarse a un precio promedio ponderado igual o menor a 7.50 U\$D/MMBTU por un período consecutivo de 12 meses. **// 13 _** La cotización del WTI por barril descendió de U\$D 105, en junio del 2014, a U\$D 31, en febrero del 2016.

4.3. Impacto productivo del programa

Como se muestra en el **Gráfico 4**, el programa permitió frenar la caída tendencial que arrastraba desde hacía años la producción de gas natural. Sin embargo, la producción convencional continuó con su trayectoria declinante, y fue la producción no convencional, en particular el tight gas, la que permitió compensar la caída de la primera¹⁴.

Gráfico N.º 4. - Gas natural. Evolución de la producción según técnica de extracción en millones de metros cúbicos diarios



Nota: El shale gas es el extraído desde la formación Vaca Muerta. El tight gas es el extraído desde las formaciones Lajas, Mulichinco, Punta Rosada, entre otras.

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

El gas no convencional constituyó el principal origen de la Inyección Excedente alcanzada por el sector. Esto no quiere decir que las empresas beneficiarias no hayan logrado registrar Inyección Excedente por la explotación de yacimientos convencionales. Pero, en la generalidad de los casos, la Inyección Excedente desde estos campos se dio por la aplicación de la tasa de declino y no por haber logrado aumentar la inyección. Es elocuente para ejemplificar el concepto lo ocurrido en Loma La Lata. En este yacimiento la inversión que realizó YPF en perforación de pozos gasíferos se incrementó de U\$D 67 millones en 2012 a

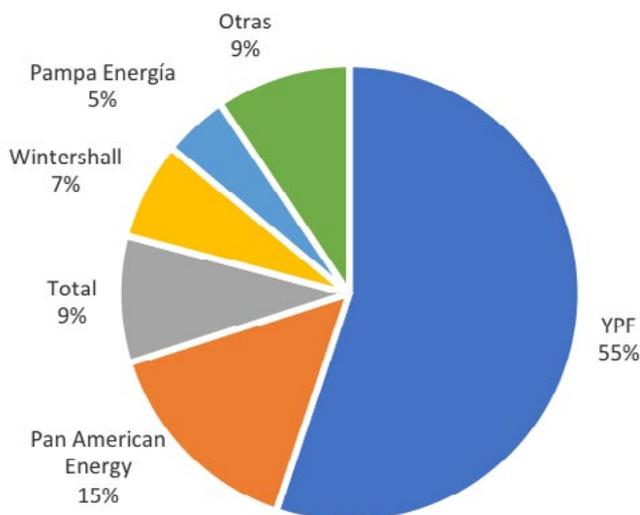
// 14 _ La normativa define al “gas no convencional” en los siguientes términos: es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada.

U\$D 445 millones en 2014. Sin embargo, al tratarse de un área madura, los nuevos pozos se caracterizaron por una baja productividad, por lo cual, únicamente se logró compensar el declino que arrastraban los pozos viejos, manteniéndose constante los niveles de producción en torno a los 15 MMm³ por día.

Por el contrario, en los yacimientos no convencionales sí se registraron aumentos en los niveles de inyección, con la particularidad de que se trataron de yacimientos que no estaban siendo explotados antes de que comience a aplicarse el Plan Gas. En efecto, éstos sirvieron al objetivo del programa de contar con nuevos yacimientos que permitiesen recuperar el horizonte de reservas. Por lo tanto, 7.50 U\$D/MMBTU constituyó el precio que debió pagarse para que el sector comience a invertir en extracción de gas natural vía “fracking”¹⁵.

Por último, corresponde observar cuáles fueron las principales beneficiarias del Plan Gas. Como se refleja en el **Gráfico 5**, YPF tuvo una participación por demás gravitante en las compensaciones totales liquidadas entre las empresas. Se trató de la empresa que realizó las mayores inversiones, motivo por el cual, como luego será visto en detalle, durante el Plan Gas incrementó significativamente su participación en la producción total de gas natural.

Gráfico N.º 5. - Participación por empresa beneficiaria en las compensaciones estatales liquidadas por el Plan Gas entre 2016 y 2017



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

// 15_ Rincón del Mangrullo, Río Neuquén, El Orejano, Aguada Pichana Este y Lindero Atravesado todos en la provincia de Neuquén fueron los yacimientos no convencionales más importantes que entraron en actividad durante el Plan Gas. Mientras Vega Pleyade fue el único caso entre los yacimientos convencionales. Se trata de una explotación offshore en Tierra del Fuego llevada adelante por el consorcio integrado por Total, Wintershall y Pan American Energy.

5. La política energética de Cambiemos. El autoabastecimiento gasífero en segundo plano

El 10 de diciembre del 2015 la alianza Cambiemos inició su gestión al frente del Ejecutivo Nacional, y puso en práctica una política energética que tuvo más puntos de rupturas que de continuidades respecto a la aplicada durante la segunda gestión de Cristina Fernández.

El principal problema que enfrentaba la economía argentina entonces era el saldo negativo de su balance de pagos, que derivó en un drenaje significativo de las reservas acumuladas en el Banco Central que durante la segunda gestión de Cristina Fernández pasaron de U\$D 46.400 millones en 2011 a U\$D 24.800 millones en 2015.

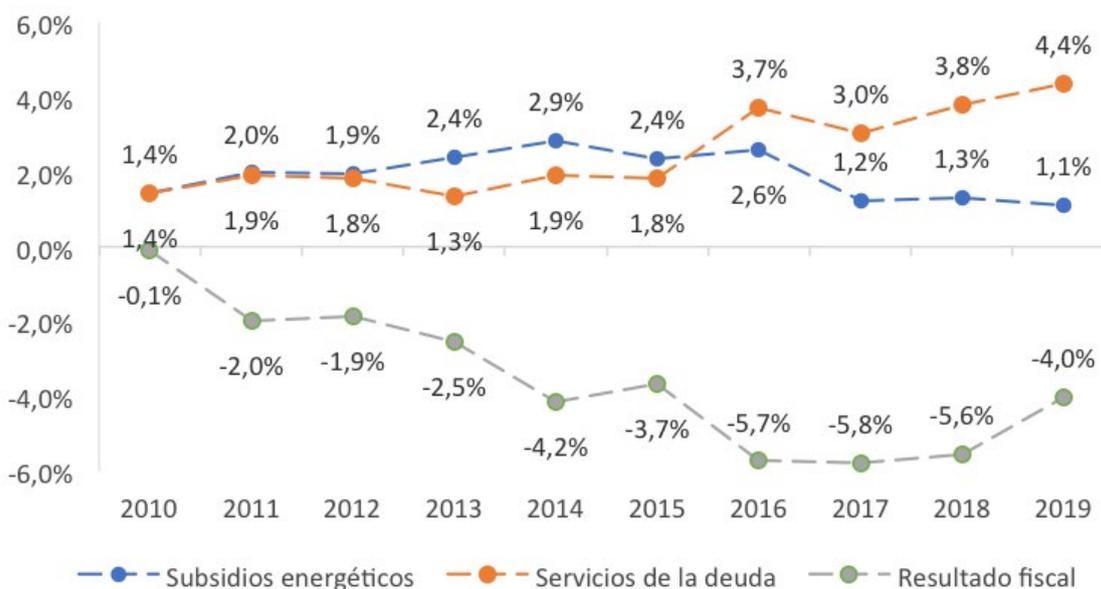
Además del Plan Gas, que buscaba revertir el déficit energético, para frenar el drenaje el gobierno de Fernández había regulado el mercado cambiario, imponiendo restricciones a la adquisición de divisas para atesoramiento.

La política de Cambiemos se movió en sentido opuesto. En la primera semana de gobierno, el 16 de diciembre de 2015, el ministro de Hacienda Alfonso Prat Gay anunció el levantamiento del llamado “cepo cambiario” y desreguló el mercado de cambio. Desde entonces, el desequilibrio externo ya no sería atendido limitándose la demanda de dólares, optándose en contrario por estabilizar las cuentas externas ampliando la oferta de divisas a través de una acelerada política de endeudamiento externo (público y privado). Para desatrar el acceso al crédito internacional el gobierno debió terminar con el conflicto con los “fondos buitres”, lo cual implicó la emisión de cerca de U\$D 13.700 millones de deuda bajo legislación extranjera para atender la demanda de estos fondos (BCRA, 2020).

Por lo tanto, la política económica aplicada desde entonces giró en torno a garantizar aquellas condiciones que permitiesen tener vía libre para saldar cualquier desajuste externo colocando deuda internacional. En relación a aquello, lo que los acreedores analizan para otorgar financiamiento es que el fisco disponga del presupuesto necesario para atender los servicios de la deuda que se quiere colocar. Y la situación fiscal no era favorable para el programa económico que Cambiemos pretendía poner en funcionamiento: en 2015, el déficit fiscal ascendió al 3.7% del PBI.

Ante esto, la administración Cambiemos aplicó un significativo ajuste de determinadas partidas del gasto público de manera tal que la posición fiscal sea conducente para la política de endeudamiento. En este sentido, la partida que sufrió el mayor recorte fue la vinculada con los subsidios a la energía. Para lograr el ahorro, se acercó la tarifa que pagan los usuarios de electricidad y gas natural al costo de abastecimiento, lo que permitió liberar recursos fiscales para que sean derivados a cancelar los servicios de la deuda, que fueron cada vez mayores. Es decir, la política tarifaria fue funcional a la política de endeudamiento. Como se observa en el **Gráfico 6**, aunque el deterioro fiscal que se observaba en 2015 continuó profundizándose, se produjo una fuerte transformación en la composición del gasto público. Desde el 2015 al 2019, en porcentajes del PBI, los subsidios a la energía descendieron del 2,9 al 1,2 y los servicios de la deuda ascendieron del 1,8 al 4,4.

Gráfico N° 6. - Evolución del gasto en subsidios energéticos, en servicios de la deuda y del resultado fiscal de la Administración Pública Nacional. En porcentajes del PBI



Nota: En 2015 la reducción de los subsidios a la energía se debió a la caída del precio de importación del gas natural (del proveniente de Bolivia y del GNL) y del gas oil utilizado por las centrales térmicas para generación de electricidad.

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

En particular, fueron tres los ejes que guiaron la política energética aplicada por la administración Cambiemos. El primero, la reducción de los subsidios a la energía con el objetivo ya señalado. El segundo, la intención de igualar precios hidrocarburíferos internos a precios internacionales. El tercero, vencida la última prórroga a la ley de Emergencia Pública y Reforma Cambiaria, la restauración del marco regulatorio noventista de la actividad que liberalizaba el precio del gas, cuya aplicación se había abandonado por la declaración de la emergencia.

5.1. Disolución de la Comisión

Entre las primeras medidas adoptadas por Mauricio Macri en carácter de presidente de la Nación se encuentra: (i) la creación del Ministerio de Energía y Minería (MINEM) designando al frente del mismo a Juan José Aranguren y (ii) la firma del Decreto N° 272/15 para resolver la disolución de la Comisión delegando en el MINEM las competencias que ésta reunía y, además, que sea este ministerio quien ejerza la representación del Estado Nacional en la conducción de YPF. Pero al MINEM no se le delegaron todas las facultades que tenía asignada la Comisión ya que el propio decreto eliminó varios de los artículos que eran parte de la reglamentación de la ley de Soberanía Hidrocarburífera, distorsionando en buena medida sus principios.

Uno de los artículos eliminados fue el tercero, que como fuera citado y analizado aquí, establecía como objetivo asegurar el abastecimiento de combustibles a precios razonables. Esta derogación fue un aviso de lo que vendría después: el intento de acoplar los precios internos de los hidrocarburos con sus respectivos precios internacionales, logrado en el caso del petróleo, pero fallido en el caso del gas.

Otro de los artículos revocados fue el decimotercero que establecía la posibilidad de que el Estado Nacional le solicitara a las empresas que revisen sus planes de inversión si éstos no se ajustaban a lo requerido para lograr el autoabastecimiento hidrocarburífero.

La empresa Compañía General de Combustibles (CGC) sintetiza las consecuencias de estas medidas. En la Memoria que acompaña la presentación de los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2015 afirma: “El Gobierno a través del decreto 272 modificó el esquema regulatorio de las inversiones petroleras, se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada en 2012 y se redujo la presencia del Estado nacional en la planificación de las inversiones del sector” (pág. 39).

5.2. Un antecedente con casi 30 años de historia

Es interesante recordar un antecedente histórico de esta clase de política desregulatoria. En 1989, el entonces presidente de la Nación, Carlos Saúl Menem, firmó tres decretos relativos al sector hidrocarburífero que pasaron a ser conocidos como “los decretos de la desregulación”. A través de esta tríada, se avanzó sobre la libre disponibilidad de los hidrocarburos para otorgarla al productor local la libertad de asignar la comercialización de lo producido entre el mercado interno y el mercado foráneo.

En esa época a nivel mundial aún no se había avanzado en la licuefacción del gas natural, lo que limitaba enormemente el desarrollo de un mercado internacional del gas natural. Por la imposibilidad de licuarlo y transportarlo en barco, el comercio transfronterizo

se limitaba a la conformación de mercados regionales entre países que organizaban los intercambios vía gasoductos.

Por lo cual, lejos se encontraba el gas natural en ser caracterizado como un bien transable, lo que dificulta el establecimiento de un precio internacional de referencia para encarar la desregulación de ese mercado. Por lo tanto, lo que se resolvió fue, vía equivalencia energética, asociar el precio interno del gas natural con el precio internacional del petróleo que, por el contrario, sí era un bien transable.

Como el Ejecutivo Nacional se reservó la prerrogativa de restringir las exportaciones de gas natural en el caso que la demanda interna del producto estuviese desabastecida, pero, a la vez, no quería que eso impida que el productor local capture el precio internacional, se estableció una asociación entre ambos precios: “En el caso de restricciones a la libre disponibilidad del gas, el precio de mil metros cúbicos (1000 m³) de gas de nueve mil trescientas kilocalorías no podrá ser inferior al treinta y cinco por ciento del precio internacional por metro cúbico del petróleo Arabian Light de 34 A.P.I” (Decreto N° 1589/89, Artículo 6).

5.3. La referencia del precio “internacional”

La diferencia que existió entre la práctica desregulatoria aplicada en los noventa y la retomada por la administración Cambiemos fue que Juan José Aranguren tuvo la posibilidad de contar con un precio internacional de referencia del gas natural: el del gas natural licuado. En diciembre de 2015, cuando asumió en la cartera de energía, el precio abonado por los usuarios y consumidores de gas natural se encontraba por debajo del costo de abastecimiento del producto y, por supuesto, por debajo del precio “internacional” tomado como referencia.

La convergencia con este precio, en simultáneo con la reducción de subsidios, implicaba un sendero creciente de precios para los usuarios y un incremento de los precios percibidos por los productores, ya que el precio internacional era superior, en términos unitarios, al resultante de la aplicación del Plan Gas a la producción excedente. Esta política, sin embargo, fue abandonada en 2018, y el productor local no recibió la señal de precios pautada cuando se puso en práctica el sendero.

El caso del petróleo fue diferente. Aquí también el ministro encaró una política de convergencia del precio local con el precio internacional del producto, pero en este mercado lo percibido por el productor superaba el precio internacional del petróleo, a su vez el consumir afrontaba íntegramente el precio local, por lo cual no había subsidios de por medio.

A partir del segundo semestre del 2014, cuando el precio internacional del barril de petróleo se derrumbó, la decisión que adoptó el gobierno de Cristina Fernández fue mantenerle el precio al productor local, debiendo pagar los consumidores argentinos un precio mayor al que pagaban por el producto los consumidores en otros países. Por lo que se instrumentó un “barril criollo”, nombre que recibió la política aplicada. El precio se fijó ese año en U\$D 80 por barril (crudo Medanito, producido en Neuquén). La justificación para

instrumentarla fue que debía apoyarse la actividad petrolera local. El corolario del barril criollo fue que, en 2015, como no sucedía desde 1999, se logró evitar una caída interanual de la producción de petróleo.

Luego, Aranguren lo alineó con la cotización internacional del Brent, crudo producido en el Mar del Norte, y lo llevó a U\$D 55 en 2017¹⁶. Sobre finales de ese año se alcanzó la paridad. La consecuencia de esta política fue que, en 2016 y 2017, la actividad petrolera retomó el sendero declinante, con caídas del 4% y del 6%, respectivamente.

Durante la administración Cambiemos, el logro del autoabastecimiento en los términos planteados en la ley de Soberanía Hidrocarburífera fue dejado de lado. La política implementada consistió en desregular el mercado de los hidrocarburos y que estos productos sean transados en el mercado interno a valores internacionales.

La nueva orientación de la política energética significó una menor gravitación de YPF en la actividad gasífera, y, además, la renuncia al autoabastecimiento energético como un objetivo prioritario y de interés público nacional.

Bajo este esquema, que el mercado interno sea abastecido con producción propia pasa a ser un hecho circunstancial. Dependerá del valor de una variable que al país le resulta exógena: el precio internacional de la energía. Si el productor local a esa referencia es competitivo, habrá autoabastecimiento y exportaciones, si no lo es, el abastecimiento se cubrirá con importaciones.

5.4. La convergencia

Cuando Aranguren encaró la política de convergencia existía una significativa disparidad entre los precios del gas natural según el segmento de consumo que se trate. Sobre cada uno de ellos, el Ejecutivo Nacional tenía atribuciones para acordarlo con los productores, a excepción del segmento representado por las Grandes Industrias, las que en principio debían negociar con los propios productores el valor del intercambio.

Los aumentos se dispusieron sobre los segmentos regulados: las Generadoras de electricidad, los Usuarios residenciales, los Usuarios no residenciales (comercios e industrias pequeñas) y Usuarios de GNC. El objetivo era lograr que el precio promedio ponderado del gas natural pagado por la demanda se unificara en aquel nivel determinado por el precio de importación del gas natural licuado.

El primer aumento aplicado en este segmento fue resuelto en la Resolución N° 28 del ex Ministerio de Energía y Minería el 28 de marzo de 2016. En su considerando decimoquinto propone:

// 16 _ Sobre este tema ver el "Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina" celebrado en enero del 2017 entre las empresas integrantes de la cadena de valor del petróleo, el cual fue impulsado por el ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Que para promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, resulta necesario implementar un nuevo esquema de precio de gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, que tenga por objetivo tanto la incorporación de reservas, como el aumento en la producción doméstica de gas natural, y que permita lograr que en el mediano y largo plazo dichos precios resulten de la libre interacción de la oferta y la demanda, conforme fueron concebidos originariamente en los términos del último párrafo del Artículo 83 de Ley N° 24.076

Sin embargo, el aumento dispuesto no significaba un estímulo inmediato a las inversiones gasíferas porque por la vigencia del Plan Gas, el productor no obtenía una mejora económica.

Es relevante la mención a la Ley 24.076, sancionada en mayo de 1992 y que implicó la privatización de Gas del Estado y el surgimiento de dos empresas privadas dedicadas al transporte de gas natural y ocho empresas privadas dedicadas a la distribución. El objetivo de Aranguren fue volver a la plena vigencia de dicha ley, para lo cual, también pretendía fomentar la competencia entre privados en el primer eslabón de la cadena gasífera.

El nuevo esquema que quiso implementar Aranguren resolvió aplicar nuevos valores del gas natural para la tarifa residencial sin introducir un criterio de discriminación según región geográfica. Por lo tanto, los hogares de la región de la Patagonia, de la Puna y del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, que habían quedado excluidos de los aumentos dispuestos en 2014, partían de valores más bajos que los hogares del resto del país. Como consecuencia, para un hogar de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), de una categoría media de consumo R22, el incremento fue del 550%, mientras que, para un hogar de la misma categoría ubicado en la ciudad de Neuquén el aumento ascendió al 3100%.

Para paliar los efectos negativos sobre los hogares más vulnerables, el esquema previó la creación de la “tarifa social”. Aquel hogar que calificaba, por su situación de vulnerabilidad económica, para recibir el beneficio de esta tarifa, no abonaría el precio del gas natural, debiendo sí pagar la tarifa de transporte, la tarifa de distribución y los impuestos. La exención, si bien no implicó una mejora respecto a la situación anterior de estos hogares, permitió atemperar significativamente los aumentos en las facturas de gas, y además alcanzó a un universo considerable, aproximadamente, el 25% de los usuarios residenciales ¹⁷.

De este modo, por la “tarifa social”, se pasó de un paradigma de subsidios generalizados al consumo de energía a otro de subsidios focalizados.

El incremento tarifario despertó un importante rechazo popular y la resolución que lo estipulaba fue judicializada. La Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) debió expedirse sobre el asunto luego de que la Cámara Federal de Apelaciones La Plata (la Cámara)

// 17 _ La factura de gas natural está compuesta por: precio del gas natural + tarifa de transporte + tarifa de distribución + impuestos. Los cuadros tarifarios aplicados a partir de abril del 2016 tenían incluidos significativos aumentos en todos sus componentes (en el caso de los impuestos por ser una proporción de los otros tres), por este motivo, los beneficiarios de la tarifa social, a pesar de tener bonificado el primer componente, debieron afrontar un incremento de la factura.

dispusiera anular, no sólo, la resolución que determinó el aumento del precio del gas natural (Resolución 28), sino también, aquella que autorizó aumentos en la tarifa de transporte y de distribución (Resolución N° 31). La actuación de la Cámara se fundamentó en la falta de convocatoria a audiencia pública para el dictado de ambas resoluciones, tal como lo prevé el Artículo 42 de la Constitución Nacional.

Juan José Aranguren, en el recurso extraordinario que presentó para impugnar el fallo de la Cámara, adujo que no hacía falta convocar a audiencia pública para tratar el precio del gas natural porque se trataba justamente de eso, de un “precio”, es decir, de algo que debe ser determinado en el mercado en base al libre juego de la oferta y la demanda. Y que el marco regulatorio, por tal motivo, no reconocía la obligatoriedad de promover una instancia de participación ciudadana para determinarlo.

Efectivamente, la ley 24.076 ordena convocar a audiencia pública antes de determinar las tarifas de transporte y de distribución, pero, en cambio, no extiende dicha obligatoriedad para el caso del precio del gas natural¹⁸.

Con lo cual, la CSJN debía discernir si aquella retribución que remunera la actividad del productor de gas natural revestía el carácter de “precio” -no hacía falta la audiencia pública-, o, en lo contrario, de “tarifa” -sí hacía falta-. Para que no quedaran dudas de la postura del Tribunal, se expidió con contundencia (negritas propias):

Sin desconocer que, de acuerdo con lo dispuesto en las leyes 17.319 y 24.076 [ley de Gas Natural], y sus reglamentaciones, la producción y comercialización es una actividad económicamente desregulada y no fue calificada como servicio público, debe destacarse que, a partir de lo establecido en el decreto 181/2004 y las normas dictadas en consecuencia, esa desregulación ha sido dejada de lado por el propio Estado [...] En las condiciones, parece razonable entender que, hasta el momento en que efectivamente el precio del gas en el PIST [Punto de Ingreso al Sistema de Transporte] se determine sobre las bases de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis se efectúe conjuntamente con la revisión de tarifas para la cual es necesaria, como ya se dijo, la celebración de una audiencia pública (Considerando 20).

Como puede apreciarse, desde el dictado de la Ley de Emergencia 25.561 en enero del año 2002, el precio del gas pasó de un contexto de libre negociación de las partes a uno de intervención estatal (Considerando 27)

En el Decreto 181/2004 al que hace mención el Tribunal, el Ejecutivo Nacional facultó a la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Estado Nacional a que acuerde con los productores nuevos valores del gas natural, los cuales, a pesar del salto cambiario del 2002, no se habían modificado. Esta práctica

// 18 _ Siguiendo con lo dictado por la ley de Gas Natural, con respecto a la determinación del precio del gas natural, se establece que las distribuidoras deben gestionar la adquisición del producto demandado por los usuarios residenciales, los usuarios no residenciales (usuarios comerciales e industriales pequeños) y los usuarios de GNC, incluyéndose en el cuadro tarifario a aplicar el precio transado con los productores. Aquí el rol del Estado es fiscalizar que cada distribuidora se haya esforzado en obtener el precio más bajo posible. Para alentarlas a que obren en tal sentido, se establece que la rentabilidad que se les reconoce, vía tarifa, estará asociada al grado de eficiencia con el que operan. En este mercado “desregulado” del gas natural, del lado de la demanda, además de las distribuidoras, también encuentran las generadoras de energía eléctrica y las grandes industrias.

basada en que sea el Estado quien intervenga en la determinación del precio, desvirtuando el principio de mercado desregulado pregonado en la ley de Gas Natural, aún continuaba vigente por las sucesivas prórrogas de la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. Por lo tanto, la CSJN ratifica el fallo de la Cámara que había anulado las resoluciones 28 y 31 del entonces Ministerio de Energía y Minería.

Al mes siguiente del fallo de la CSJN, se celebró la audiencia pública (que no es vinculante) y determinó nuevos cuadros tarifarios. Para anticiparse a una nueva declaración de inconstitucionalidad por excesividad o falta de gradualidad, los incrementos aplicados resultaron menores que los originales de la resolución N° 28. Con la nueva resolución para el caso del hogar de CABA, el aumento en lugar de ser del 550% fue del 390%; y, para el caso del hogar de la ciudad de Neuquén, el aumento en lugar de ser del 3100% fue del 950%.

En esta nueva resolución, taxativamente el ministro comunica que lo que se pretender lograr es la convergencia del precio del gas natural pagado por la demanda con el precio de paridad de importación del producto. A este valor le llama “precio objetivo” y para llegar a él incorpora un sendero de actualización semestral de los precios del gas. Como no podía ser de otra manera, dado que lo que se intentaba alcanzar era un precio “internacional”, el precio del gas natural a incluir en la tarifa se expresó en dólares.

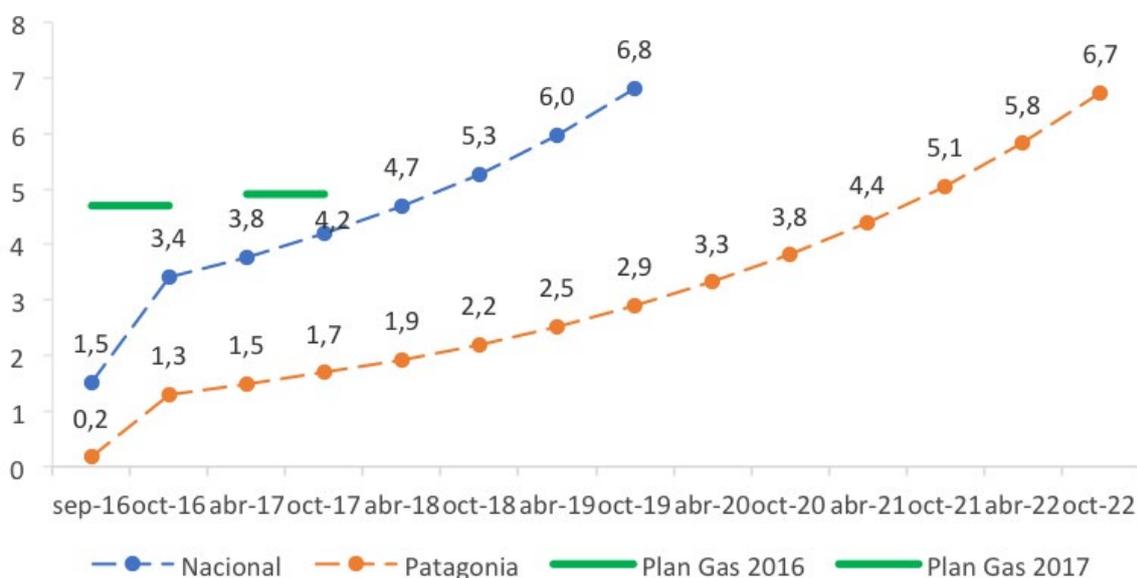
La intención de fijar un precio interno equivalente al de importación respondía a la idea de Aranguren de simular una situación de libre mercado. Según el ministro, este precio de paridad era el “precio de mercado”, es decir, aquel que hace converger oferta y demanda. Así lo expresa:

Que cabe resaltar que los precios de gas en PIST [Punto de Ingreso al Sistema de Transporte] que fije el Estado, en las actuales circunstancias y para los próximos períodos, no afectan los ingresos de los productores (que continúan percibiendo los valores determinados por el plan estímulo [Plan Gas]) sino que la determinación de dicho precio incide en la entidad del subsidio estatal, considerándose necesario disminuir paulatinamente dichos subsidios de modo que la determinación de [los nuevos] valores gradualmente se acerquen a la paridad de importación, referencia del precio del mercado, hasta tanto el mismo no sea abastecido por la oferta local” (Considerando 158)

El precio de convergencia que definió Juan José Aranguren fue de 6,80 U\$/MMBTU. Para su construcción partió del precio esperado de importación del GNL para el año 2017, sumó el costo de regasificarlo y restó el costo promedio de transportarlo desde el puerto de arribo hasta las diferentes cuencas productoras (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

En el **Gráfico 7** se refleja el sendero proyectado del precio del gas natural a incluir en las tarifas de los usuarios residenciales. Como los hogares de la Patagonia, de la Puna y del Departamento de Malargüe de la Provincia de Mendoza partían de niveles más bajos, para ellos se diseñó un sendero diferenciado, atrasando la convergencia, lo que permitía atenuar los aumentos. Sobre finales del 2018, si el sendero no se hubiese suspendido, el productor local efectivamente hubiese obtenido un mayor ingreso unitario que el alcanzado en 2017 por el Plan Gas.

Gráfico N° 7. - El sendero de la convergencia con el precio de importación del GNL: evolución esperada del precio del gas natural a incluir en la tarifa de un hogar . Ingreso unitario del productor por el Plan Gas. En dólares por millón de BTU



Nota: 1- El sendero para los usuarios residenciales de la Patagonia se hace extensivo a los usuarios residenciales de la Puna y del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza.

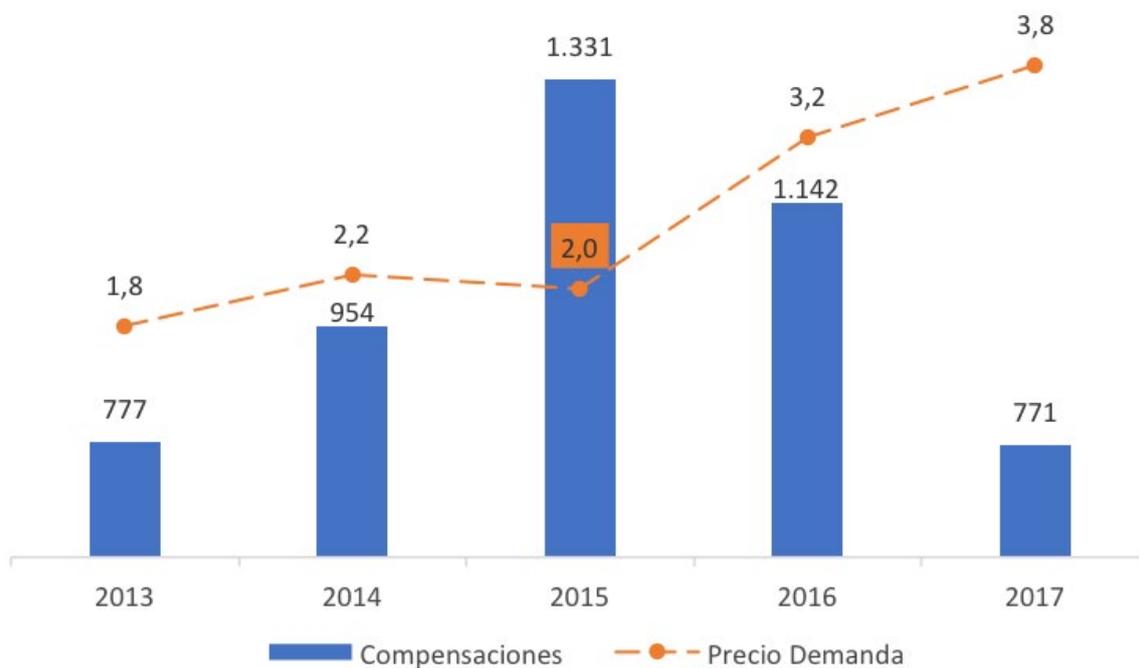
2- Los senderos graficados refieren al precio promedio ponderado del gas natural a incluir en las tarifas de los usuarios residenciales. Antes de que se ponga en práctica el sendero, existía una significativa disparidad en el precio del gas natural incluido en la tarifa de un hogar según la categoría del mismo: a menor consumo, menor categoría, menor precio incluido. Lo resuelto fue unificarlos para que en todas ellas se dé la convergencia. Por lo tanto, mientras estuvo vigente el sendero, en cada actualización, a menor categoría, mayor fue el aumento aplicado.

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Economía de la Nación y Nota de Resultados de YPF.

En el **Gráfico 8** se refleja la incidencia del sendero en el subsidio estatal. Por un lado, se grafica la evolución del precio promedio ponderado pagado por los usuarios y consumidores de gas natural, y se observa que en 2017 llegó casi a duplicarse con respecto al del 2015. Por el otro, se grafica la evolución de las compensaciones que se devengaron a favor de YPF por la aplicación del Plan Gas, pudiéndose constatar que la introducción del sendero derivó en que se reduzcan sensiblemente.

Hasta el 31 de diciembre del 2017, Juan José Aranguren tenía plenas atribuciones para fijar el precio del gas natural a trasladar a la tarifa de los usuarios residenciales, así se lo permitía la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. Es decir, podía, y debía, firmar semestralmente las respectivas resoluciones para determinar dicho precio. Pero, a partir del 1 de enero del 2018, por vencerse el plazo de aplicación de la ley de emergencia, volvía a tener predominancia el mecanismo previsto por la ley de Gas Natural: precio determinado por el libre juego de la oferta y la demanda. Así, quedaba anulada la posibilidad de que el entonces ministro continúe emitiendo sendas resoluciones para avanzar en la simulación de un mercado de gas natural desregulado.

Gráfico N° 8. - Evolución de las compensaciones devengadas a favor de YPF por el Plan Gas (en millones de dólares) y del precio pagado por la demanda de gas natural (en U\$/MMBTU)



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Economía de la Nación y Estados Financieros de YPF.

Frente a esta situación, el 29 de noviembre de 2017 convocó a los productores de gas natural al Palacio de Hacienda, donde funcionaba su ministerio, para que suscriban el acuerdo denominado “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas natural a distribuidoras de gas por redes”. Los productores, en carácter de oferentes, y las distribuidoras, en carácter de demandantes, acordaron comercializar el producto en 2018 y 2019 a los valores que Juan José Aranguren proyectó en el sendero de la convergencia.

El acuerdo se implementó hasta septiembre de 2018. En el mes siguiente correspondía ajustar los valores, pero el gobierno nacional ya no tenía margen para hacerse cargo del costo político que hubiera implicado el aumento. El precio promedio del gas natural a trasladar a tarifa debía pasar de 4,7 U\$/MMBTU a 5,3 U\$/MMBTU (un 25%). Pero había que sumar a esto la variación del tipo de cambio acumulada en los seis meses anteriores, que entre el 3 de abril y el 28 de septiembre de ese año había acumulado un aumento del 105% al subir de \$ 20,18 a \$ 41,25. Por lo tanto, la continuidad del sendero hubiera implicado un nuevo aumento de 130%.

5.5. La vigencia de la ley de gas, su artículo 83 y la controversia legal

Sobre las Bases y Condiciones acordadas en 2017 versa un contrapunto interesante. La ley de gas, en vigencia plena luego de finalizada la emergencia pública, establecía que el precio del gas se debía determinar por el libre juego de la oferta y la demanda. Sin embargo, dicho precio terminó siendo el resultado de un acuerdo entre los actores del mercado, y no producto de la competencia.

Aranguren argumentaba entonces que el Estado debió seguir interviniendo en el mercado porque, sin sendero, el mercado hubiera encontrado un equilibrio con un incremento más brusco de precios. El acuerdo de precios alcanzado, según el ministro, tuvo como objetivo proteger a los usuarios de un incremento mayor y, por esto mismo, no benefició a los productores.

El actual interventor del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Federico Bernal, denunció que el sendero de aumentos de Aranguren derivó en un beneficio para las empresas productoras. Sostuvo entonces que, como volvía a tener plena vigencia la ley de gas, lo que correspondía era que las productoras compitieran entre sí para abastecer a las distribuidoras. Por ello, denunció penalmente al ex ministro por ser el auspiciante de ese acuerdo, como así también a aquellos ex funcionarios del ENARGAS que permitieron su implementación. A su criterio, lo celebrado:

fue una decisión estatal para asegurarle ganancias a productoras y el instrumento comisivo del acto criminal fue un pacto cuyos precios después iban a ser trasladados a tarifas sin objeciones por parte del ENARGAS y, en definitiva, al usuario o al contribuyente, como finalmente ocurrió. Paradójicamente lo fue mientras predicaba y militaba a los cuatro vientos el libre mercado, buscó un mecanismo para incumplir con la ley que lo establecía (el libre mercado en la adquisición de volúmenes de gas en el PIST) y así no dejar librado a la libre competencia los precios que podían afectar el margen de ganancia de las productoras, lo que sí se aseguraba mediante el pacto llamado Bases (ENARGAS, 2020: 27).

Bernal sostuvo en su denuncia que el ENARGAS tiene atribuciones para no autorizar el traslado a tarifa de aquel precio surgido en base al esquema del Artículo 83. También alega que a partir del 2018 correspondía aplicar este artículo, y que en todo caso el ENARGAS, en uso de sus atribuciones, debería haber dictaminado si autorizaba o rechazaba lo negociado en el mercado. Aunque la única razón que la ley establece para que el ENARGAS pueda rechazar el precio acordado es la verificación de que no haya existido por parte de las distribuidoras el necesario esfuerzo para abastecer a sus respectivos usuarios al precio más bajo posible.

El Artículo 83 de la ley de gas brinda un elemento adicional sobre el sentido y contexto de la desregulación allí propuesta. El Artículo es el siguiente:

Establécese un período de un año, prorrogable sólo por un año más por decreto del Poder Ejecutivo Nacional, a partir de la vigencia de la presente ley, durante el cual se

fixará como objetivo de política energética, la diversificación de la oferta productiva de gas. El Poder Ejecutivo Nacional podrá reducir los plazos indicados si se logra antes el objetivo enunciado.

Durante este período el Ministro de Economía y Obras y Servicios Públicos, fijará para el mercado interno los precios máximos de gas en punto de ingreso al sistema de transporte a percibir por los productores.

Finalizado dicho período, se desregularán los precios de gas en punto de ingreso al sistema de transporte y las transacciones de oferta y demanda gasífera serán libres dentro de las pautas que orientan el funcionamiento de la industria, de acuerdo con el marco regulatorio.

Para desregular los precios la ley establece como objetivo previo la diversificación de la oferta de gas. Sin desconcentración de la oferta, por el peso relativo de determinados actores, no puede existir un precio de mercado producido por la competencia. Esta ley de 1992, en definitiva, lo que proponía era reducir la participación de YPF en el mercado de gas (que por entonces dominaba un 90% del mercado), para que, al privatizarla, el grupo privado que la controlase no se convierta en un nuevo “regulador”.

5.6. La atomización de productores como objetivo

En 2012, al dictarse la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, la participación de YPF en el mercado de gas se había reducido al 32%. Al momento en que Aranguren asume al frente del Ministerio de Energía, dicha participación había alcanzado el 40%. Por lo que el entonces ministro propuso volver a reducirla para atomizar la oferta y poder implementar la desregulación de precios en un mercado competitivo, según manda la ley.

El Plan Gas había permitido entonces la recuperación de la actividad pagando 7,50 U\$D/MMBTU la producción excedente de las empresas inscriptas. Este excedente se obtuvo especialmente de yacimiento no convencionales. Así lo hizo YPF, acompañada en segundo plano por un conjunto de otras empresas (Total, Pan American Energy, Wintershall, Dow y Pampa Energía).

Si el plan no se extendía más allá de 2017 se perdía el precio estímulo y sólo se cobraría el precio del sendero acordado. Sin embargo, este precio, para 2018, no llegaba al valor que había dinamizado las inversiones en gas natural no convencional.

En este contexto, Aranguren dictó la Resolución 46 en marzo de 2017 mediante la cual creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (Plan Aranguren). Allí definió que las productoras que presentasen un proyecto de inversión para desarrollar un yacimiento no convencional, previa evaluación y aprobación del mismo, obtendrían por el gas natural inyectado desde el yacimiento un precio mínimo de: 7.50 U\$D/MMBTU en 2018; 7.00 U\$D/

MMBTU en 2019; 6.50 U\$D en 2020 y 6.00 U\$D/MMBTU en 2021. La tendencia descendente obedecía a que los costos de la extracción no convencional se habían reducido y se esperaba que continúen en ese sentido. La diferencia entre ese precio mínimo y el nivel del sendero sería compensada por el Estado.

La proyección del Plan Aranguren era que con la aplicación del sendero la partida presupuestaria asignada a atender los gastos del programa se contraiga con el paso del tiempo, a punto tal de que se anulara a partir del 2020. El plan sólo aceptaba proyectos de inversión en yacimientos no convencionales no desarrollados. Los proyectos de aquellas productoras que ya habían invertido en gas natural no convencional, y que, por lo tanto, contaban con yacimientos explotados masivamente, quedaban fuera del programa.

Los conflictos generados por esta discriminación en contra de las empresas que habían invertido en la etapa previa, derivó en que el 1 de noviembre de 2017, ocho meses después de la creación del Plan Aranguren, el entonces ministro a través de la Resolución 419 modificó la Resolución 46 aclarando “que si bien dicho programa tiene principalmente en miras incentivar el pasaje de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes, resulta también de interés del Gobierno Nacional el incremento de la producción de aquellas concesiones de explotación de hidrocarburos proveniente de reservorios no convencionales que ya se encuentran en la etapa de desarrollo” (Considerando 6). Con la adaptación del criterio, se les abrió la puerta a los yacimientos ya desarrollados. En este caso sólo se les garantizó la percepción del precio mínimo por la inyección adicional.

En la **Tabla 1** se incluyen los ocho yacimientos que fueron incluidos al Plan Aranguren. En vistas de caracterizarlos, se pueden distinguir estos yacimientos según la etapa en la que se encontraban al momento en que se implementó el programa: 6 en etapa piloto y 2 en etapa de desarrollo. Una segunda caracterización que puede realizarse es distinguirlos según la modalidad de explotación: 5 son explotados por una única empresa, mientras que los otros 3 son explotados bajo una modalidad asociativa. En este último caso, se estableció que, una vez determinado el monto de las compensaciones que corresponden liquidar por estos respectivos yacimientos, la asignación por empresa se realiza ponderando el porcentaje de participación de cada una en el consorcio en cuestión.

Tabla N° 1. - Listado de yacimientos incluidos en el Plan Aranguren, etapa de explotación en la que se encontraban al inicio del plan y consorcio a cargo de la explotación

Yacimiento	Etapa	Consorcio (% participación)
Fortín de Piedra	Piloto	Tecpetrol (100)
Campo Indio Este - El Cerrito	Piloto	Compañía General de Combustible (100)
La Ribera Bloque I Y II	Piloto	YPF (100)

Rincón la Ceniza	Piloto	Total (45); Shell (45); Gas y Petróleo del Neuquén (10)
Agua del Cajón	Piloto	Capex (100)
Aguada Pichana Oeste	Piloto	Pan American Energy (45); YPF (30); Total (25)
Estación Fernández Oro	Desarrollo	YPF (100)
Aguada Pichana Este	Desarrollo	Total (41); Wintershall (22.5); YPF (22.5); Pan American Energy (14)

Fuente: Elaboración propia en base a Informe N° 111 Honorable Cámara de Senadores de la Nación y Secretaría de Energía de la Nación.

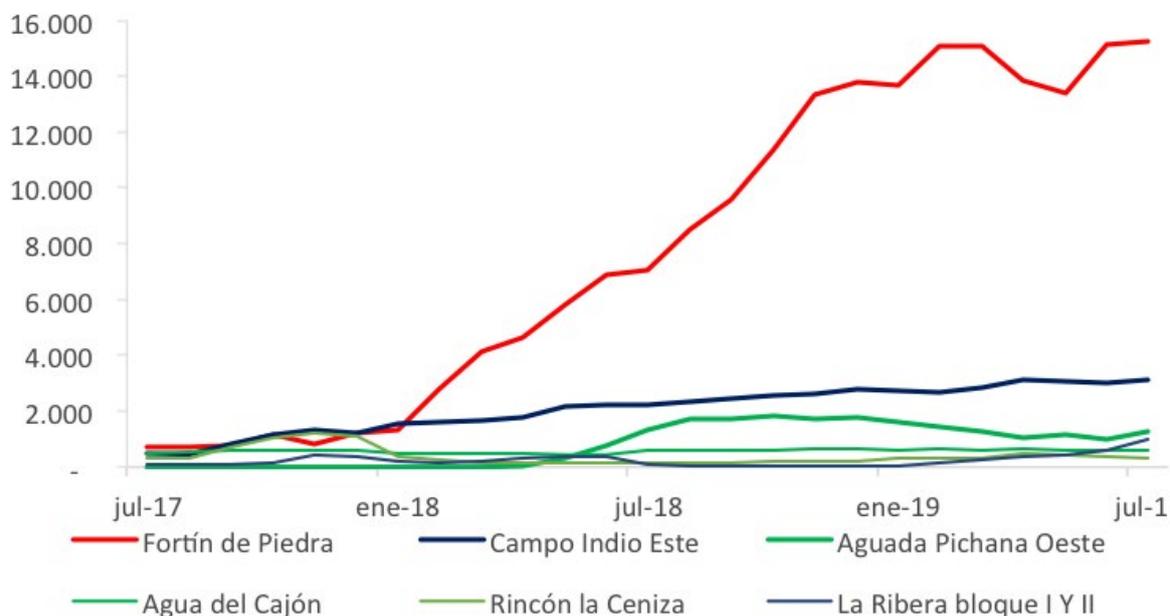
De este modo, las compañías que no habían aprovechado el Plan Gas para procurar obtener Inyección Excedente desde campos no convencionales, y que luego resultaron beneficiarias del Plan Aranguren fueron: Tecpetrol, Compañía General de Combustible, Capex y Shell.

En el **Gráfico 9** se observa el desempeño productivo que registraron, hasta julio de 2019, los seis yacimientos que se encontraban en etapa piloto cuando comenzó a regir el 1 de enero del 2018 el Plan Aranguren. Resulta muy clara la disparidad con la que se avanzó. El yacimiento que logró el mayor desarrollo fue Fortín de Piedra, en Neuquén, explotado por Tecpetrol. Le sigue el yacimiento Campo Indio Este-El Cerrito, en Santa Cruz, explotado por Compañía General de Combustible. Y en tercer lugar el yacimiento Aguada Picha Oeste, en Neuquén, explotado por el consorcio conformado por Pan American Energy, YPF y Total.

Los otros tres yacimientos no pasaron a una etapa de desarrollo, ya que las producciones respectivas de gas natural provenientes de estos campos no superaron en ningún momento los 500 mil metros cúbicos diarios, que fue el límite de producción determinado para esta categorización.

Es llamativa la decisión de YPF de no desarrollar el yacimiento La Ribera bloque I y II. Es posible esgrimir la hipótesis de que sea la consecuencia de que la misma persona que diseñó el Plan Aranguren era quien ejercía los derechos derivados de las acciones del Estado Nacional en esta compañía (Decreto 272/15 Artículo 5). Si la empresa decidía desarrollar el yacimiento, hubiera ido en contra de los dos objetivos que el Ministro se había planteado: diversificar la oferta productiva de gas natural y generar un ahorro fiscal. Tal vez así también se entienda por qué no fue incluido en el programa el yacimiento El Orejano. Se trata del primer campo gasífero de la formación Vaca Muerta en entrar en actividad, que pasó a etapa de desarrollo en 2014 por las inversiones realizadas por YPF.

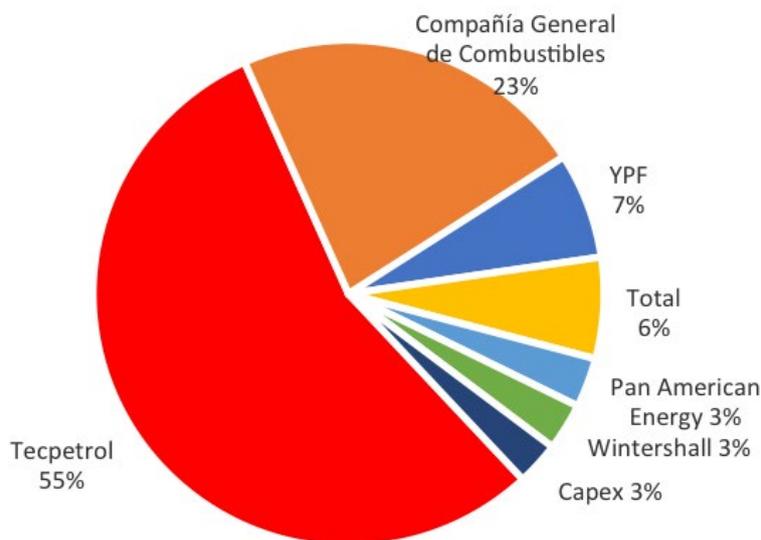
Gráfico N.º 9. - Evolución de la producción de gas natural de los yacimientos en etapa piloto al momento de la implementación del Plan Aranguren. En miles de metros cúbicos por día



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

El dispar desarrollo de las áreas trajo como corolario que el monto de las compensaciones estatales a distribuir entre las empresas beneficiarias del Plan Aranguren haya sido significativamente diferente. En el **Gráfico 10** se reflejan dichas diferencias.

Gráfico N.º 10. - Participación por empresa beneficiaria en las compensaciones estatales liquidadas por el Plan Aranguren 2018 y los primeros tres trimestres de 2019



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

Tecpetrol consumió el 55% del total liquidado por el extraordinario desarrollo del yacimiento Fortín de Piedra. Compañía General de Combustibles el 23% por el desarrollo del yacimiento Campo Indio Este-El Cerrito. Con cuotas menores de participación se ubiquen las principales empresas del sector como YPF, Total, Pan American Energy y Wintershall por sus respectivas participaciones en los respectivos consorcios a cargo de los yacimientos Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste. Y también con una participación baja figura Capex por su actividad en el yacimiento Agua del Cajón. En cambio, Shell no aprovechó los beneficios del programa como para recibir compensaciones.

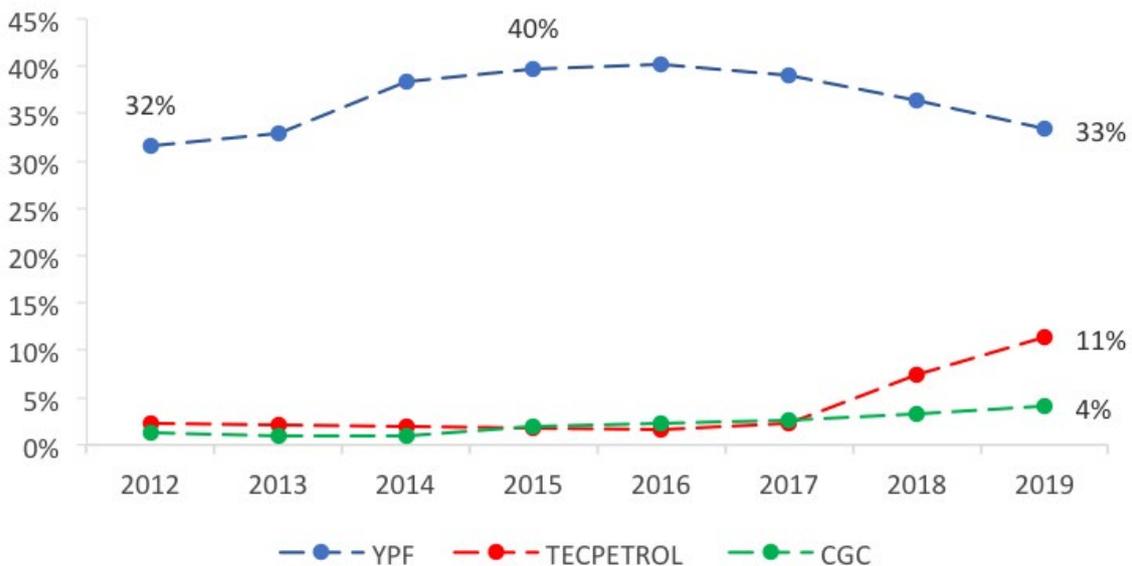
El contraste con la etapa previa, es claro, YPF entre 2016 y 2017 había recibido el 55% del total liquidado por el Plan Gas. En 2018 y los primeros tres trimestres del 2019, recibió sólo el 7% de lo liquidado por el Plan Aranguren.

En el **gráfico 11** sobre las liquidaciones por el Plan Gas, tanto Tecpetrol como CGC fueron agrupadas en la categoría "Otras" por sus insignificantes respectivas participaciones. En cambio, con el Plan Aranguren pasan a ser las principales beneficiarias explicando conjuntamente el 80% del total liquidado.

Tecpetrol y Compañía General de Combustibles, por el desarrollo de Fortín de Piedra y de Campo Indio Este- El Cerrito, respectivamente, lograron aumentar sus respectivas participaciones en la producción total de gas natural (convencional + no convencional) a costa de la participación de la empresa controlada por el Estado, cuya participación cayó al nivel previo a su estatización.

~
40
^

Gráfico N.º 11. - Evolución de la participación de YPF, Tecpetrol y Compañía General de Combustible en la producción total de gas natural.



Nota: Para el cálculo de la producción de YPF se consolidaron las producciones de YPF, YSUR Energía Argentina, YSUR Petrolera Argentina, YPF Energía Eléctrica, Compañía De Hidrocarburo No Convencional (50%) e YPF-Petronas (50%).

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

El autoabastecimiento energético como objetivo prioritario y de interés público nacional declarado en el Artículo 1 de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera fue relegado de la política pública. La confianza en el financiamiento otorgado por los mercados internacionales de crédito para administrar los desajustes cambiarios que se habían heredado prescindía de la necesidad de continuar con la sustitución de importación, por lo tanto, el autoabastecimiento energético dejó de ser prioritario. El regreso del Artículo 83 de la ley de gas implicaba transferirle al Mercado la responsabilidad de atender la demanda de energía.

La nueva política energética giró en torno a crear las condiciones para desregular el mercado. La posibilidad de conducir YPF se utilizó como herramienta para atomizar la producción. La empresa, contra toda lógica de administración, se autorelegó y cedió espacio a sus competidoras.

5.7. El Plan Aranguren y otro conflicto legal

La única productora de gas natural que inició demanda judicial contra el Estado Nacional por considerarse perjudicada por la ejecución del Plan Aranguren fue su principal beneficiaria. Tecpetrol presentó en mayo del 2019 un reclamo ante la Justicia solicitando la impugnación de determinadas resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, en particular, de las que autorizaron el pago de compensaciones por la inyección de gas natural proveniente de Fortín de Piedra en los meses de agosto, septiembre y octubre del 2018. La empresa consideró que se cambió el criterio establecido en el reglamento del programa para determinar el monto de las compensaciones, aplicándose por tal motivo un descuento inapropiado.

Cada empresa que se presentó para solicitar la inclusión de un yacimiento propio al Plan Aranguren, debió informar la proyección de los volúmenes de gas natural a inyectar. Tecpetrol en julio del 2017 presentó el proyecto de Fortín de Piedra. En esa instancia, informó que la inyección prevista desde el yacimiento, en caso de aprobarse la solicitud, iba a ser desde 2019 hasta la finalización del programa, en 2021, de 8,50 MMm³/d. Sin embargo, en marzo del 2018 comunicó que correspondía corregir la proyección, que desde entonces pasaba a ser de 17,50 MMm³/d. Es decir, más del doble de lo previsto originariamente.

El reglamento del programa no establecía tope alguno al volumen a incluir para el cálculo de las compensaciones. De hecho, en abril, mayo, junio y julio del 2018, Tecpetrol inyectó desde Fortín de Piedra volúmenes superiores a los informados originariamente, y la liquidación de las compensaciones respectivas a dichos meses fue realizada en base a los volúmenes efectivamente inyectados, los que ya sobrepasaban los informados en la primera proyección.

La decisión que tomó la administración Cambiemos -ponderando que, de no modificar los términos del programa, el costo fiscal asociado no permitía que cierren los números fiscales para el 2020- consistió en comenzar a limitar los volúmenes a incluir para el cálculo de las compensaciones correspondiente a cada yacimiento adherido al programa en base

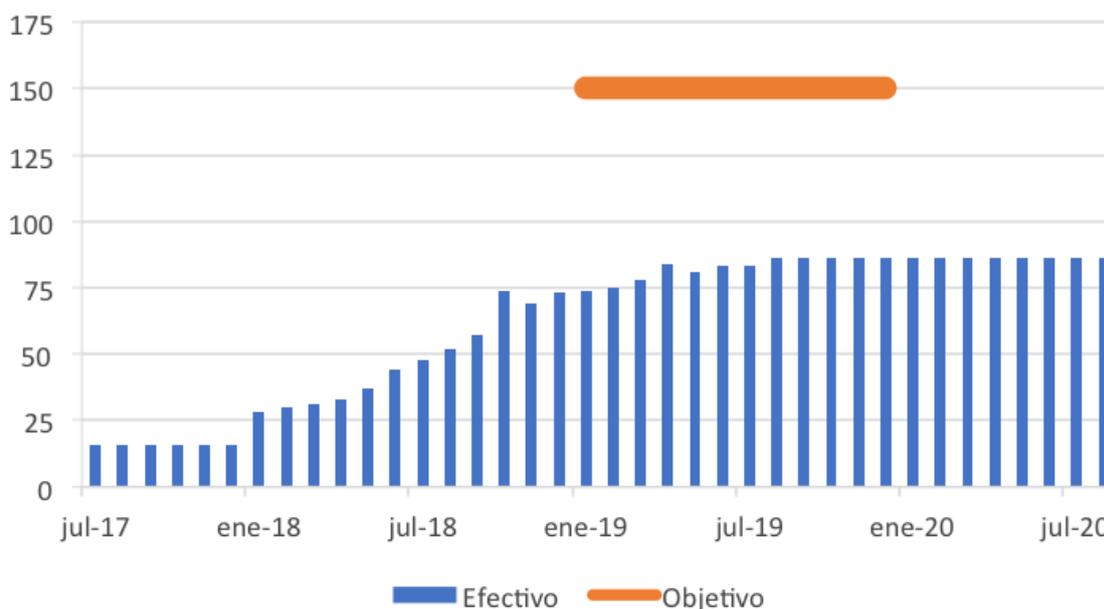
a las proyecciones originales. Aunque la medida abarcaba al conjunto de los yacimientos, únicamente en Fortín de Piedra la inyección efectiva sobrepasaba significativamente a la proyectada en un inicio.

Es interesante analizar lo desarrollado por Tecpetrol en su demanda judicial, en la que da cuenta que la intención del Gobierno Nacional, para evitar el litigio, fue consensuar con las empresas beneficiarias los cambios del reglamento del Plan Aranguren, por lo que estuvo circulando entre las empresas un borrador de la resolución a través de la cual el Gobierno pretendía avanzar en el recorte fiscal previo acuerdo con las empresas. **“El borrador en cuestión explica que durante 2018 se produjo una fuerte variación del tipo de cambio, una caída en el flujo de inversiones externas, y un deterioro en la posibilidad de acceder al mercado financiero internacional, lo que obligó a la administración nacional a acelerar la convergencia al equilibrio fiscal”** (Demanda Judicial Tecpetrol, pág. 50).

Es dable sostener que, ante la negativa de las empresas beneficiarias de aceptar los cambios, sobre todo Tecpetrol, el ministro de Hacienda Nicolás Dujovne decidió avanzar unilateralmente porque urgía lograr el ahorro fiscal necesario, entre otras condiciones, para retomar la colocación de deuda en los mercados internacionales de crédito.

En esta decisión no participó Juan José Aranguren, que ya no formaba parte del Gobierno Nacional, y su ministerio se había convertido en una secretaría bajo la órbita del ministro de Hacienda. Para que no queden dudas de que el nuevo criterio utilizado para liquidar las compensaciones no se ajustaba al reglamento del programa, su creador comentó: “La administración que me sucedió al comando de energía reinterpreto la nor-

Gráfico N.º 12. - Evolución del stock de pozos perforados por Tecpetrol en Fortín de Piedra para extraer gas natural



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación y Estados Financieros de Tecpetrol

ma y consideró que el volumen incluido en la misma era el de la primera presentación y no el de las que la siguieron. La resolución no se suspendió, solo se la aplicó a un menor volumen y la empresa perjudicada recurrió a la justicia para defender su derecho” (Dela-torre, 2020).

La reacción de Tecpetrol ante el nuevo criterio utilizado para liquidar las compensacio-nes fue suspender el programa de perforación de pozos que previsto en Fortín de Piedras. Cuando anunció el proyecto de inversión en el yacimiento la meta era alcanzar durante 2019 un stock de 150 pozos para extraer gas natural. Notificada la empresa del cambio de criterio, abandonó las inversiones en perforación, según se constata en el **Gráfico 12**.

La subordinación de la política energética al despliegue de una política fiscal consisten-te con el endeudamiento externo fue tan marcada que impulsó a la administración Cam-bios a perjudicar a la empresa elegida para consumir el desplazamiento de YPF del lide-razgo en el sector.

6. Reflexiones finales

La aplicación del Artículo 83 de la ley de Gas Natural se encuentra nuevamente suspendida por la ley de Solidaridad Social y Reactivación Económica sancionada por el Congreso Nacional en diciembre del 2019. Al igual que en 2002, se declaró la emergencia pública quedando el Ejecutivo Nacional autorizado a intervenir el mercado del gas natural.

Nos preguntamos, frente a esta situación y atendiendo a la experiencia reseñada en este trabajo, si no sería apropiado que la actual gestión, por un lado, interesada en capitalizar a YPF para lograr el autoabastecimiento gasífero y, por el otro, preocupada por la desdolarización de las tarifas de los servicios públicos vinculados con el consumo de energía, avance, no en la suspensión del Artículo 83 de Ley de Gas Natural, sino más bien, en su derogación.

Aunque resulte de difícil concreción el logro de un marco normativo monolítico, el referente al sector energético presenta heterogeneidades excesivas, a punto tal que el Congreso Nacional tuvo que dejar en stand-by una parte del mismo. De hecho, si no lo hiciera, tornaría de imposible concreción la implementación de una política energética que se ajuste a todas las aristas del mercado normativo imperante.

La ley de Gas Natural y la ley de Soberanía Hidrocarburífera no pueden tratarse como leyes complementarias, son más bien, leyes sustitutas. La primera de ellas concibe una YPF de control privado y delega en el Mercado el abastecimiento energético. Por el contrario, la segunda, define, para el buen funcionamiento del sector, que YPF sea controlada por el Estado y que el logro del autoabastecimiento energético sea un asunto del Estado.

Además, en un hipotético caso en el que el precio internacional del petróleo retome los valores previos al 2015 y, por ende, se decida avanzar nuevamente en una política de desacoplamiento de precios para evitar que se vea comprometida la competitividad de la economía local, es primordial que el mayor productor local de hidrocarburos del país este alineado a esta política en lugar de vetarla.

La empresa de petróleo y de gas natural de control estatal no tiene a la maximización de la rentabilidad como objetivo exclusivo ni excluyente, por ende, el menor precio local con respecto al internacional no debiera ser un factor que determine la contracción de sus inversiones. Sin embargo, como fuera señalado anteriormente, en la ley de Soberanía Hidrocarburífera se estableció como objetivo que la empresa renacionalizada conforme alianzas con empresas extranjeras para llevar adelante su actividad. Así lo hizo YPF en Vaca Muerta, por en ejemplo: en Loma Campana, con la norteamericana Chevron; en La Amarga Chica, con la malaya Petronas; en Bajo del Toro, con la noruega Equinor; y en Bandurria Sur, con la inglesa Shell y nuevamente con Equinor. Surge aquí la pregunta: si no se les permitiera a estas empresas capturar el precio internacional de lo que extraen, ¿van a seguir invirtiendo en Vaca Muerta?

La desdolarización del mercado energético es una necesidad macroeconómica y forma parte del programa de un gobierno que fue convocado a revertir el retraso social y distributivo generado por la experiencia neoliberal 2015-2019. Para que ocurra, el sector necesita un nuevo marco normativo, alineado a estos objetivos.



Bibliografía

TEXTOS:

- Apud, Emilio y otros (2011), "Sector energético argentino: Balance de la gestión de gobierno 2003-2010", Documento elaborado por los ex secretarios de Energía, 16 de marzo, Buenos Aires.
- Arceo, Nicolás y Weiner, Andrés (2017), "Términos de intercambio y sector energético. Su impacto sobre la restricción externa de la economía argentina", X Jornadas de Economía Crítica, Buenos Aires.
- Barrera, Mariano A. (2013), "La "desregulación" del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina", en Basualdo, Federico; Basualdo, Basualdo, Eduardo M. y Barrera, Mariano A.: "Las producciones primarias en la Argentina reciente. Minería, petróleo y agro pampeano", Atuel, Buenos Aires.
- Delatorre, Raúl (2020), "La política energética de Macri en debate", Página/12 21/10/2020.
- Kulfas (2016), "Los tres kirchnerismos: una historia de la economía argentina, 2013-2015", Siglo Veintiuno Editores, Buenos Aires.

INFORMES:

- Banco Central de la República Argentina (2020), "Mercado de cambios, deuda y formación de activos externos, 2015-2019".
- Ministerio de Energía y Minería (2017), "Precio de Gas Natural en el PIST".

DOCUMENTOS JUDICIALES

- Corte Suprema de Justicia (2016), "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y

la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo.

- Tecpetrol (2019, “Promueve demanda contra el Estado Nacional. Plantea caso federal”
- Ente Nacional Reguladores del Gas (2020), “Promueve denuncia”

MARCO NORMATIVO:

- Ley 24.076 Honorable Congreso de la Nación Argentina
- Ley 25.561 Honorable Congreso de la Nación Argentina
- Ley 26.741 Honorable Congreso de la Nación Argentina
- Decreto N° 1589/1989 Poder Ejecutivo Nacional
- Decreto 310/2002 Poder Ejecutivo Nacional
- Decreto N° 181/2004 Poder Ejecutivo Nacional
- Decreto 645/2004 Poder Ejecutivo Nacional
- Decreto 1277/2012 Poder Ejecutivo Nacional
- Decreto N° 272/2015 Poder Ejecutivo Nacional
- Resolución 337/2004 Ministerio de Economía y Producción de la Nación
- Resolución 532/2004 Ministerio de Economía y Producción de la Nación
- Resolución 534/2006 Ministerio de Economía y Producción de la Nación
- Resolución 394/2007 Ministerio de Economía y Producción de la Nación
- Resolución 127/2008 Ministerio de Economía y Producción de la Nación
- Resolución N° 1/2013 Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas de la Nación
- Resolución N° 226/2014 Secretaria de Energía de la Nación
- Resolución N° 28/2016 Ministerio de Energía y Minería
- Resolución N° 31/2016 Ministerio de Energía y Minería
- Resolución 212/2016 Ministerio de Energía y Minería de la Nación
- Resolución N° 46/2017 Ministerio de Energía y Minería
- Resolución 419/2017 Ministerio de Energía y Minería

BALANCES:

- YPF S.A (varios años – 2013 a 2019-), Balances Contables, Comisión Nacional de Valores.
- TECPETROL S.A (varios años –2013 a 2019-), Balances Contables, Comisión Nacional de Valores.
- COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLE S.A (varios años –2013 a 2019-), Balances Contables, Comisión Nacional de Valores.