



 **realidad
económica**

Nº 348 • AÑO 52

16 de mayo al 30 de junio de 2022

ISSN 0325-1926

Páginas 29 a 84

ENERGÍA

Cien años de YPF. Proyectos políticos para la apropiación de renta hidrocarburífera en escenario de crisis energética mundial y en coyuntura de guerra y pandemia*

Liliana Soledad Cerretani**

* Una versión preliminar de este escrito fue presentada en las XIV Jornadas de Sociología de UBA 2021. Este trabajo es continuación de una investigación comenzada en la tesis de licenciatura, continuada a través de la publicación y exposición de ponencias sobre la cuestión hidrocarburífera y energética nacional en las XI y XIII Jornadas de Sociología de UBA y en el II Congreso de Sociología de UNCuyo (Cerretani, 2014, 2015, 2019), así como también en la postulación a beca doctoral en las convocatorias del CONICET de 2019 y 2020.

** Licenciada en Sociología por la Universidad de Buenos Aires (UBA), Santiago del Estero 1029 (C1075AAU), Buenos Aires, Argentina. solcerretani@hotmail.com.ar

RECEPCIÓN DEL ARTÍCULO: noviembre de 2021

ACEPTACIÓN: abril de 2022



Resumen

Históricamente ha existido una disputa por la apropiación de la renta, organizada en torno a proyectos políticos alternativos. En la actualidad esta disputa adquiere características particulares, atravesada por adecuaciones impuestas en el sector hidrocarburiífero y energético por la presente pandemia y el reciente conflicto bélico desatado entre Rusia y Ucrania, que compromete la provisión y los precios de los hidrocarburos a nivel mundial. El objetivo general de este trabajo es avanzar en la comprensión de la especificidad del proceso nacional de acumulación de capital, en lo que respecta a las formas de generación y apropiación del excedente económico originado en el sector de la producción de hidrocarburos y a su cristalización en relaciones de dominación y poder entre clases y fracciones de clase, con participación destacada del Estado. La pretensión es contribuir al conocimiento de la Política Hidrocarburiífera Nacional, en su carácter de instrumento de intervención del Estado en la producción y distribución de la renta, a través de la conformación social de YPF y la caracterización jurídica de los hidrocarburos en su oscilación entre formas de propiedad pública o privada, por un lado, nacional o provincial, por otro, y formas mixtas, atendiendo a las características que asume a partir de las regulaciones vigentes en el contexto sanitario y geopolítico contemporáneo.

Palabras clave: Hidrocarburos - Renta - Crisis energética - YPF

Abstract

One hundred years of YPF. Political projects for the appropriation of hydrocarbon rent in a scenario of world energy crisis and in the context of war and pandemic

Historically, there has been a dispute for the appropriation of rent, organized around alternative political projects. At present, this dispute acquires particular characteristics, crossed by the adjustments imposed in the hydrocarbon and energy sector by the present pandemic and the recent armed conflict between Russia and Ukraine, which compromises the supply and prices of hydrocarbons at global level. The general objective of this work is to advance in the understanding of the specificity of the national process of capital accumulation, regarding the forms of generation and appropriation of the economic surplus originated in the hydrocarbon production sector and its crystallization in relations of domination and power between classes and class fractions, with prominent participation of the State. The aim is to contribute to the knowledge of the National Hydrocarbons Policy, as an instrument of State intervention in the production and distribution of income, through the social conformation of YPF and the legal characterization of hydrocarbons in its oscillation between forms of public or private property, on the one hand, national or provincial, on the other hand, and mixed forms, taking into account the characteristics assumed from the regulations in force in the contemporary sanitary and geopolitical context.

Keywords: Hydrocarbons - Rent - Energy crisis - YPF

Introducción:

La finalidad de este escrito es avanzar en el conocimiento de la situación energética nacional y las explicaciones y estrategias referidas a ella ofrecidas por diferentes actores y sectores sociales, e identificar los intereses sectoriales que se perfilan detrás de los modelos energéticos y productivos propuestos prestando particular atención a los posicionamientos en la coyuntura de excepción que configura la actual combinación de guerra y pandemia.

El propósito general que orientó el trabajo fue contribuir al conocimiento de la Política Hidrocarburífera Nacional, con el interés de dilucidar el carácter social del proceso de expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. y su reapropiación por el Estado nacional. Con ese fin, analiza la modificación que sobre el régimen de sociedad y de propiedad instituyó la Ley 26.741 de Nacionalización de los Hidrocarburos de 2012, y la coteja con su predecesora, la Ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos de 1992, y con su modificatoria, la Ley 26.197 de Dominio de los Hidrocarburos de 2006.

Se pretendió indagar en las formas concretas de acción estatal en lo referido a la producción, apropiación y distribución de la renta en general e hidrocarburífera en particular, instrumentadas para la implementación de dicha ley y la proyección de YPF como agente privilegiado del Estado en la gestión y administración de ese excedente económico.

Se procuró identificar a los actores sociales, entendidos como representantes de clases y fracciones de clase, que participan en este sector de la producción social, en cuanto a origen, magnitud, actividad, así como precisar sus estrategias de definición de los mecanismos de distribución y de apropiación de la renta, sus alianzas y enfrentamientos.

En una primera parte, realizamos un relevamiento bibliográfico sobre los antecedentes de explicación teórica acerca de los mecanismos de generación y distribución de la renta del suelo en general y del subsuelo en particular, como modalidad de excedente económico asociada a la actividad minera y petrolera, y de las determinaciones que esta configuración comporta en las condiciones de acumulación en el ámbito nacional.

En una segunda parte, caracterizamos el sector energético en los aspectos asociados con la evolución de su producción y comercialización, y con la composición de la matriz energética.

En una tercera parte, analizamos los regímenes jurídico-políticos que, cristalizando las disputas por la apropiación económica, han reglado la propiedad sobre los recursos hidrocarburíferos y la participación en la distribución del excedente económico.

En una cuarta parte, evaluamos la repercusión de la Ley 26.741 de Autoabastecimiento de Hidrocarburos en la configuración de fuerzas al interior del sector con la conformación de YPF como actor prioritario en éste y, dada la relevancia estratégica que tiene el mismo, en el sistema económico en su conjunto.

En un quinto apartado, atendimos a los cambios recientes más relevantes realizados por los dos últimos gobiernos y las restricciones resultantes de la coyuntura sanitaria y geopolítica.

Nos interesó indagar respecto de las modificaciones que supone dicha ley en relación con el Régimen de Sociedad y de Propiedad y las formas jurídicas que adquiere, precisar las redefiniciones que involucra en cuanto a la administración y la apropiación de los recursos, así como profundizar en la reconfiguración del rol del Estado al respecto y en relación con el proceso de valorización de los capitales que operan en el sector. Para ello, consideramos el Proyecto de Ley Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas presentado para su tratamiento en el Congreso Nacional por el presidente de la Nación, Alberto Fernández, y la vicepresidenta, Cristina Kirchner, el 15 de septiembre de 2021, en comparación con

sus antecesores: el Decreto 272/2015 de Disolución de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y el Decreto 929/2013 de Creación del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

En este sentido, presentamos como hipótesis que la concentración en la empresa estatal de la función de operador prioritario en todas las ramas de producción de renta del suelo y del subsuelo –completada con la reciente ampliación a la actividad agraria a través de YPF Agro y concretada con la citada renacionalización de YPF– corresponde a las necesidades de valorización del capital que cumple su ciclo de acumulación en el espacio nacional y en el sector hidrocarburífero en particular. Entre otras razones, porque el desarrollo de ciertas áreas petroleras – como la formación Vaca Muerta, la cuenca norte y la cuenca Malvinas– requiere de la restauración de la forma clásica del Estado en su condición de centralizador de capitales. No obstante, considerando que la coyuntura actual está atravesada por otras determinaciones, este proceso va a adquirir ciertas formas específicas diferentes de las formas clásicas de YPF que creemos necesario examinar.

Utilizamos un método histórico comparativo entre el nivel nacional, regional y mundial respecto del patrón de acumulación, el régimen de organización jurídico de la propiedad, el sistema de dominación política, y la relación de fuerzas entre fracciones y clases sociales en lo que refiere a la definición de la política energética y la apropiación de renta.

1. Antecedentes teóricos

Tomamos en consideración la concepción clásica de la renta entendida como rendimiento desigual, con tendencia decreciente, que surge de la explotación de condiciones naturales diferenciales (Ricardo, 1985; Marx, 2002), y cuya apropiación tiene por condición de posibilidad de que el terrateniente retire sus tierras de producción como demostración de su monopolio efectivo sobre éstas frente al capital arrendatario (Cerretani, 2019).

Al respecto, reiteramos que la relación de competencia existente entre capital propietario de la tierra y capital arrendatario de la misma (Marx, 2002; Dachevsky, 2013), además de ser expresión de la relación competitiva general establecida entre diferentes fracciones de capital, es manifestación del falso valor social constituido por la renta diferencial, en tanto ésta funciona como forma de apropiación de una porción de plusvalía por parte de los terratenientes que resta potencia de acumulación al capital social total (Iñigo Carrera, 2007).

Entendemos que este proceso se produce de manera análoga más allá del carácter público o privado del régimen de propiedad de la tierra, pudiendo incluso aparecer la estatización de la tierra como una necesidad impulsada por la propia clase capitalista, como resultado de la contradicción general entre ella y la clase de terratenientes privados (Marx, 2009; Dachevsky, 2013). Efectivamente, la apropiación de una porción de esa renta por otros sujetos sociales puede constituirse en condición para la reproducción de la clase social terrateniente, cuando lo que está en cuestión es la propiedad privada misma sobre la tierra, e inclusive cuando la tierra sea de propiedad privada dentro del ámbito nacional el Estado puede constreñir a los terratenientes a ceder una porción de la renta que consiguen mediante su acción solidaria como clase social, a través de la implementación de retenciones como instrumento de política pública impositiva; por consiguiente, se constata el límite último a la apropiación de renta por sujetos sociales distintos de los terratenientes que radica en la propiedad privada general de los medios de producción (Iñigo Carrera, 2007).

Consideramos que la aparición de la propiedad estatal de la tierra no supone en sí una resolución inmediata de la contradicción general inmanente entre capitalista y rentista, ya que es en este caso el Estado quien asume la personificación de la tierra además de que ejerce la representación del capital social que realiza su acumulación en el espacio nacional (Alvater, 1977; Iñigo Carrera, 2008). Por el contrario, puede presentarse la propiedad estatal como atributo del capital que opera al interior del ámbito nacional a través de su transformación de una “libre propiedad estatal” a una “propiedad estatal nacional”, y de la reivindicación de la propiedad estatal que produce una renta internacional del suelo disponible para la apropiación por el capital arrendatario frente a la propiedad privada que

implica renta del suelo para el terrateniente propietario (Mommer, 1989). En oposición, la propiedad estatal liberada al capital privado puede transformarse en propiedad nacional, como modalidad de propiedad estatal que reafirma la presión rentística (Dachevsky, 2013).

Dadas las características específicas del ámbito nacional de acumulación de capital, el análisis de la capacidad de valorización del capital industrial conduce, nuevamente, a la cuestión de la renta diferencial que escapa a la apropiación por los propietarios de la tierra, a través de la redistribución de la renta entre distintos actores sociales por mediación de políticas del Estado nacional, principalmente mediante tres tipos de instrumentos: fiscal-tributarios, cambiarios, y de control de precios (Iñigo Carrera, 2007; Tavilla, 2019).

La caracterización de la estructura económica argentina como simultáneamente capitalista y dependiente obedece a que el monopolio de la tierra determinó el surgimiento de la renta como categoría económica significativa y a que la expansión rentística suplantó a la acumulación capitalista como motor de desarrollo económico nacional (Laclau, 1969).

Consideramos que el análisis de una sociedad concreta remite al estudio de sus formas de generación, apropiación y distribución del excedente económico, de modo que la forma predominante de extracción del excedente responderá al modo de producción dominante y a las relaciones de dominación existentes entre las distintas clases y fracciones de clase (Peralta Ramos, 2007). Por tal motivo, consideramos como unidad de análisis las relaciones de fuerza entre las distintas clases sociales y fracciones de clase, que repercuten en su respectiva participación en la apropiación del excedente económico expresado en la renta de la tierra, específicamente la extraída de la explotación hidrocarburífera.

El antagonismo entre el propietario de la tierra y el propietario del capital instituye un tipo de relación inevitable en la acumulación capitalista; sin embargo, la forma de propiedad privada de la tierra se constituye en una creciente traba para la acumulación (Marx, 2009). Además, la industria petrolera posee la particularidad específica de que la propiedad de la tierra está escindida entre propiedad

del suelo y propiedad del subsuelo (Dachevsky, 2013). Asimismo, si bien la acumulación de capital constituye un proceso mundial, se desenvuelve tomando la forma de una confluencia de espacios nacionales que aparecen como unidades íntegras del capital social, a pesar de solo ser fragmentos en competencia de un mismo capital social (Iñigo Carrera, 2008). Por lo tanto, aún bajo dominio estatal, la propiedad de los yacimientos queda circunscripta a un espacio nacional de acumulación, cuyos capitales deben entrar en competencia en el mercado mundial con capitales de otros espacios nacionales; por eso, un régimen de propiedad estatal requiere analizar el impacto de los mecanismos de formación de renta en el desempeño del sector petrolero (Dachevsky, 2013).

2. Antecedentes energéticos: características del sector

Como ya anticipamos en trabajos previos, la pérdida del autoabastecimiento energético por parte de la Argentina proyectó a la escena pública la incidencia que inviste éste en relación con la soberanía nacional, y planteó la necesidad de postular el carácter estratégico de estos recursos naturales, de cuya explotación depende la capacidad de funcionamiento del sistema económico y productivo en su totalidad.

El descenso generalizado de la producción redundó en una disminución de las reservas comprobadas y resultó asimismo de la contracción de la inversión en exploración, y, finalmente, desembocó en la pérdida del autoabastecimiento energético, cuya repercusión es un desequilibrio en la balanza comercial y fiscal. De este modo, la problemática energética se constituye en una restricción para la economía en su conjunto. (Cerretani, 2015, p. 2)

36

La Ley 26.741 de 2012 dispuso no solo la nacionalización de los hidrocarburos, que representan casi el 90% de la energía primaria consumida en el país, sino la diversificación de la matriz energética nacional, al definir entre los principios de la Política Hidrocarburífera “la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales”, y así dio permiso a la penetración del capital privado en el sector en condiciones de privilegio y protección

a partir de su asociación con el capital público, y la amortización a través de éste y su presupuesto de los costos coligados a su actividad.

En 2021, con la nueva administración, YPF lanzó su eslogan: “Seguimos poniendo toda la energía en la transición energética”. Entendiendo por transición energética a “un cambio estructural en el sistema de provisión y utilización de la energía” (Carrizo, Núñez Cortés y Gil, 2016) e indicando que ésta es uno de los objetivos de su gestión.

La clasificación tradicional de las fuentes de energía distingue entre las primarias, que son los combustibles extraídos directamente de la naturaleza (leña, carbón, petróleo o gas) o de fenómenos naturales (el aprovechamiento de las caídas de agua, la radiación solar, el viento o la fisión nuclear), y las fuentes secundarias que son aquellos productos energéticos derivados de las fuentes primarias (nafta, gasoil, kerosén, gas licuado, electricidad, etc.). (Carrizo, Núñez Cortés y Gil, 2016, pp. 25-26).

En cuanto a la oferta de energía primaria en 2013, la misma se hallaba representada por 52% gas natural y 34% petróleo, siendo la participación hidráulica de 4%, la nuclear 2%, la de carbón mineral 2%, la de aceites (biocombustibles) 3% y las de biomasa 3%. (...) Una de las características de la matriz energética de Argentina la constituye el elevado grado de dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, pero sobre todo del gas natural. (Kozulj, 2015, pp. 14-16)

Lo que se percibe como una crisis propia del sector energético, sin embargo, presenta características estables que participan de la fragilidad estructural de la economía argentina, que se expresa usualmente en rupturas macroeconómicas, normativas y jurídicas: las dinámicas inauguradas con las crisis de los años ochenta y las reformas iniciadas en los noventa han provocado una progresiva pérdida de autarquía para el suministro de energía y una creciente dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en el total de la matriz energética (Kozulj, 2015, pp. 9-10).

Esta situación se profundizó con la devaluación de la moneda nacional en 2002 y el decreto de pesificación de los precios del gas y de congelación de las tarifas de

gas y electricidad, en simultáneo con la imposición de una retención a la exportación de crudo y derivados que –en tanto estos siguieron siendo de libre disponibilidad– intervino como un mecanismo de fijación de precios en el mercado interno destinado a impedir la captación de renta excepcional sin su consiguiente conversión en inversión e incremento de la oferta (Kozulj, 2015, p. 25). La declinación de la oferta frente a una demanda en expansión que la excede ha obligado a la Argentina a incrementar el volumen de importación de gas –en forma de gas natural licuado (GNL), desde Bolivia– y también de diésel oil, fuel oil y gas oil (Kozulj, 2015, pp. 27-28).

Como se ve entonces, el mayor desafío para la seguridad de suministro energético en la Argentina se deriva de la alta participación alcanzada por los hidrocarburos en la matriz energética –en especial de gas natural–, sin un correlato de incremento de niveles de reservas y producción de petróleo y de gas, sumado a la incertidumbre respecto a si una intensificación de la política exploratoria y de inversiones pueda revertir esta situación a corto, mediano o largo plazo. (Kozulj, 2015, pp. 33-34)

En 2003 y 2006, coyunturas críticas durante el mandato de Néstor Kirchner – en las que constreñía congregarse apoyo tras su asunción presidencial primero y de cara a la contienda electoral después–, la Política Hidrocarburífera quedó comprendida dentro de la lógica de construcción de poder del gobierno nacional en las provincias y supeditada a la conveniencia de las élites políticas y económicas provinciales: el Decreto N° 546/03 y la Ley corta N° 26.197/06 confirmaron la federalización del dominio de los recursos naturales consagrada en el artículo 124 de la Constitución Nacional de 1994:

Simultáneamente, se fue profundizando el esquema de retenciones instrumentado por el gobierno de Eduardo Duhalde. En noviembre de 2007, cuando la inflación comenzaba a rondar el 20 por ciento anual, la resolución 394 de la Secretaría de Energía fijó nuevos derechos de exportación con una alícuota variable atada a la cotización internacional del crudo, y estableció valores de referencia y de corte para los hidrocarburos en el mercado interno, desacoplándolos de un incesante incremento de su precio en el mercado mundial –de 2000 a 2006 el aumento fue, en promedio, de US\$ 20 a US\$ 50, y en 2007 de US\$ 50 a US\$ 100– que hubiese disparado la espiral inflacionaria en el país. También en el plano económico, la

crónica remisión de utilidades al exterior motivó en 2011 la implementación de un nuevo régimen que obliga a las operadoras a liquidar en el mercado local las divisas generadas por las exportaciones. (Pérez Roig, 2012)

En 2012, el gobierno nacional junto a la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) y sindicatos sectoriales suscribieron acuerdos que sellaron nuevas pautas de desarrollo para el sector petrolífero y gasífero, entre las que se posicionó el autoabastecimiento hidrocarburífero –guiado por el “criterio de máximo desarrollo de las cuencas, a través de métodos y procedimientos convencionales y no convencionales”– como principio rector de la política de Estado en la materia. Éste tendía hacia la sustitución de importaciones de hidrocarburos, y se plasmó en un proyecto enviado por el Poder Ejecutivo Nacional para su tratamiento al Congreso de la Nación y sancionado en la Ley N° 26.741/12 de expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. (Pérez Roig, 2012).

Según el resumen de *upstream* y *downstream* del Informe Anual de Hidrocarburos de 2020, publicado en marzo de 2021 por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE), durante la última década la producción de petróleo presentó una caída promedio anual del 2%, porcentaje que en 2020 aumentó a 5,3% –probablemente potenciado por la pandemia de Covid-19 y el consecuente Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO)– pero que fue 18,3% inferior a la de 2010 y similar a la de 1979, 1984 y 1990. Así, la producción de crudo muestra una declinación crónica desde 1998, año en el que la producción petrolera nacional alcanzó su máximo histórico con 49.198 milímetros cúbicos (mm³) anuales, respecto de la cual la producción anual de 2020 representa un 56%. Además, este informe del IAE refleja que la producción de gas natural de 2020 decreció un 8,6% respecto del año anterior y un 4,3% en relación con la de 2010, disminuyendo sostenidamente durante la última década a una tasa anual promedio del 0,4%.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 75% y 57% del total producido de cada producto, declina con tasas del 4,8% y 5,7% anual en promedio respectivamente entre los años 2010 y 2020. Esta tasa de declino se aceleró en 2020 debido a una reducción por encima del promedio respecto del año

anterior: 11,8% en petróleo y 8,8% en gas natural. La producción de petróleo convencional en 2020 es 38,6% inferior a la de 2010, mientras que la de gas es 44,6% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales. (IAE, 2021).

La interpretación ofrecida por el Instituto infiere que el declive descrito para la producción nacional de hidrocarburos se inserta en un contexto de descenso de la inversión en exploración de riesgo en áreas convencionales, que se descubre en la disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en las cuencas convencionales, según datos oficiales de la Secretaría de Energía:

Las reservas comprobadas de petróleo y gas se reducen en todas las cuencas con excepción de la Neuquina, que impulsa el crecimiento total. (...) En 2019, las reservas comprobadas totales fueron 2% superiores a las del año 2009, mientras que las de gas natural fueron 5,7% mayores que las de aquel año. (IAE, 2021)

En relación con los registros de comercio exterior, cabe diferenciar la evolución descrita por el gas natural, cuya importación desde Bolivia expresó en 2020 un aumento de 6,4% respecto de 2019 y de 138% con referencia a 2010, respecto del GNL que ascendió 4,9% respecto de 2019 y descendió 52,8% respecto de 2011, según el IAE. Esto redundó, por lo dicho, en un aumento promedio de las importaciones de gas.

En lo que respecta a las exportaciones energéticas, entre 2010 y 2020 evidenciaron una disminución anual promedio de 5,8% y una contracción de 45,2% en el total del valor energético exportado; mientras que, en el mismo período, las importaciones expresaron una disminución anual promedio de 5,1% y una reducción absoluta del 41%, lo que redundó en un superávit comercial energético (de apenas US\$ 928) para 2020, por primera vez en toda la década transcurrida desde 2010. Corresponde recordar que la suspensión y posterior restricción de actividades productivas en el contexto del ASPO y el distanciamiento social preventivo y obligatorio (DISPO) por la pandemia de Covid-19 deprimió los consumos energéticos, lo que favoreció estos balances.

En referencia a las transferencias de renta cabe considerar, por un lado, la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales pues, en la última década, los subsidios acumularon US\$ 129.561 millones, monto que duplica ampliamente el préstamo otorgado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) en 2018; por otro lado, los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional y ex Plan Gas), que recibieron transferencias por un total de US\$ 9.146 millones desde su entrada en vigencia en 2013. De ellos, para 2020 quedaba en vigor solamente el primero, que representó el 8% de las transferencias corrientes (IAE, 2021). Nos interesa el desenvolvimiento de estas variables, en tanto instrumentos de asignación de renta por parte del Estado.

3. Antecedentes económicos y jurídico-políticos

Es posible precisar dos particularidades de la determinación y la apropiación de la renta de la tierra en la industria petrolera: en primer lugar, la no-renovabilidad del petróleo resulta en la preponderancia de formas políticas y/o institucionales en el ejercicio de la propiedad de la tierra; en segundo lugar, la distinción entre la propiedad del recurso y de la superficie –como diferenciación entre la propiedad de los yacimientos ubicados en el subsuelo y la propiedad del suelo propiamente– provoca una tendencia a la unificación de las funciones del capitalista y el terrateniente (Fitzsimons, 2019).

Es pertinente recuperar de los autores clásicos, por un lado, el reconocimiento de la relevancia que reviste la existencia de la propiedad privada sobre los yacimientos. Pues, de igual modo que en el sector agrícola, en el sector energético la propiedad privada sobre los recursos hidrocarbúricos proporciona a sus propietarios –Estado o agentes privados– un poder de monopolio sobre la propiedad del recurso y también sobre la producción del mismo, dada la morfología altamente concentrada del mercado hidrocarbúrico. Por otro lado, las rentas petroleras operan como rentas de escasez, estudiadas como equivalentes a la renta absoluta descrita por Karl Marx y definidas como rentas que exceden las diferenciales y se originan debido a un límite de oferta por escasez del recurso que permite a sus propietarios cobrar precios superiores a sus costos marginales, o bien a restricciones en la oferta de la tecnología requerida para la explotación del recurso (Recalde, 2011).

Los recursos hidrocarburíferos han sido atravesados históricamente por dos cuestiones neurálgicas: el carácter nacional o provincial/federal de su propiedad, y el carácter público o privado de la misma (Cerretani, 2015). La Constitución Nacional (1853) encargó al Congreso el dictado del Código de Minería, Ley N° 1.919 (1886), que prescribió la propiedad privada de la Nación o las provincias sobre los yacimientos. En 1910, la Ley N° 7.059 autorizó al Poder Ejecutivo a crear una zona de reserva y a concesionar su explotación mediante una licitación pública, y Roque Sáenz Peña creó por decreto la Dirección General de Explotación del Petróleo. En 1922, la presidencia de Hipólito Yrigoyen conformó la Dirección de Yacimientos Petrolíferos Fiscales que fundó con YPF el monopolio estatal sobre los hidrocarburos.

La promulgación de la Ley Orgánica de YPF N° 11.668, en 1932, dio el primer paso hacia la subordinación de la empresa petrolera estatal, al posicionarla en las mismas condiciones que las empresas privadas que operaban en el sector y privarla de cualquier función controladora sobre las mismas, se instituyó así la libre comercialización del petróleo y sus derivados (Bernal, 2007; Cerretani 2019). La sanción de la Ley N° 12.161 de Régimen Jurídico del Petróleo, incorporada al Código de Minería en 1935, dio el segundo paso al ratificar el dominio privado (no público) de la Nación o las provincias sobre los hidrocarburos, cuya explotación podían realizar a través de una empresa pública (YPF) o de una empresa mixta de asociación entre el capital público y el capital privado (Hidalgo, 2007), lo que habilitó así la penetración del capital privado en la producción hidrocarburífera (Cerretani, 2015).

En 1943, se decretó la Ley N° 12.648 para la creación de la Dirección Nacional de Energía, en carácter de entidad autárquica facultada para la regulación de la exploración, explotación, producción y distribución de “todo el combustible existente y la energía, cualquiera fuera su fuente u origen, debiendo asegurar las reservas necesarias para los fines de utilidad nacional” (Hidalgo, 2007); y se dictó con el Decreto N° 22.389 la incorporación de dicha Dirección Nacional de Energía, en carácter de entidad autárquica dependiente, a la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, con la conducción de un Directorio presidido por las Fuerzas

Armadas y avalado por el Poder Legislativo a través del Senado (Cerretani, 2015). Se configuró así la centralización estatal del control sobre el sector.

En 1955, un golpe de Estado militar depuso al gobierno peronista, anuló la Reforma Constitucional de 1949 –aunque preservó la federalización hidrocarburífera que había establecido–, y quebró el consenso alrededor de la propiedad estatal y nacional sobre los recursos energéticos (Cerretani, 2015, 2019). En 1958, la Ley de Hidrocarburos N° 14.773 ratificó, a contramano de la provincialización que definía el antiguo Código de Minería, la federalización de los hidrocarburos.

En 1967, la dictadura de Juan Carlos Onganía sancionó la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 aún vigente, que estableció la propiedad inalienable e imprescriptible del Estado nacional sobre los yacimientos –y los productos extraídos de los mismos– y reconoció al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de definir las políticas de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, con el doble objetivo de satisfacer la demanda interna y mantener el nivel de reservas. A ésta la precedió la Ley de Sociedades Comerciales N° 17.318 –procedente de la Ley N° 12.161–, que transformó las empresas estatales en sociedades mixtas, de capitales públicos y privados (Cerretani, 2015, 2019).

En 1974, durante su tercera presidencia, Juan Domingo Perón dictó el Decreto N° 632 que dispuso la nacionalización de la comercialización. Éste fue suspendido en 1977 por el Decreto N° 1.535, y derogado en 1979 por el Decreto N° 2568. De este modo, la dictadura cívico-militar revirtió la nacionalización de las bocas de comercialización y, además, a través del proceso de privatización periférica, traspasó capital estatal al capital privado, amplió la expansión del capital privado en el mercado hidrocarburífero argentino, aumentó su concentración, y amplió su participación en la apropiación de renta con el mecanismo de nivelación del precio nacional con el internacional, vía Decreto N° 2.227 de 1980 (Barrera, 2012; Cerretani, 2015).

La Política Hidrocarburífera del gobierno de Raúl Alfonsín puede sintetizarse en una serie de planes de inversión: Plan Houston, Plan Comodoro Rivadavia, Plan Huergo, Plan Olivos I, y Petroplan; este último ideado por el presidente de la

Cámara Nacional de la Industria del Petróleo y de la empresa Shell, Daniel Montamat –actualmente nucleado en el grupo de ex secretarios de Energía–, y ordenado en torno a tres ejes que posibilitaron que las fracciones del capital que participaban en la valorización del mercado de hidrocarburos legitimaran la reestructuración del mismo mediante su liberalización, concentración, extranjerización y privatización (Cerretani, 2015, 2019). A saber: 1) conformación de uniones transitorias de empresas (UTE's) en áreas marginales; 2) constitución de alianzas entre YPF S.E., en su carácter de capital público, y el capital privado en las áreas centrales; 3) desregulación del mercado y libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos.

El gobierno de Carlos Saúl Menem articuló los intereses de los sectores dominantes alrededor de la desregulación y dolarización del mercado y la privatización del Estado (Cerretani, 2015), a través de la sanción de: la Ley de Convertibilidad N° 23.928 –que estableció la paridad cambiaria–, la Ley de Reforma del Estado N° 23.696 –que facultó al Poder Ejecutivo Nacional a proceder a la privatización de la totalidad de las empresas del Estado, incluida YPF–, y la Ley de Emergencia Económica N° 23.697 –que liberalizó el ingreso de inversión extranjera, suspendió los regímenes de promoción industrial y minera, y sujetó el pago de regalías petrolíferas y gasíferas al precio internacional. Así, cambió la concepción de los hidrocarburos de recursos estratégicos a simples mercancías o *commodities* (Barrera, 2012), es decir, contribuyó a su mercantilización.

Estas disposiciones del Poder Ejecutivo posibilitaron la reestructuración del sector hidrocarburífero e iniciaron el proceso de fragmentación de la petrolera estatal: 1) el Decreto N° 1.055/1989 habilitó la concesión de áreas secundarias o marginales, la asociación en áreas primarias o centrales, otorgó libre disponibilidad sobre el petróleo extraído y libertad en la fijación de su precio; 2) el Decreto N° 1.212/1989 profundizó la fragmentación de YPF a través de la reconversión de contratos de explotación en concesiones y flexibilizó el límite antimonopolización; 3) el Decreto N° 1.589/1989 consolidó la desregulación del mercado al eliminar los aranceles a la exportación y habilitar la libre disponibilidad del 70% de las divisas generadas en la comercialización nacional o internacional de petróleo y derivados; 4) el Decreto N° 2.778/1990 presentó el Plan de Transformación

Global de YPF que cambió su carácter de Sociedad del Estado a Sociedad Anónima; y 5) el Decreto N° 2.408/1991 fijó el cronograma de privatización del sector y recapitalizó la deuda externa (Cerretani, 2019).

La Ley N° 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos de 1992 transfirió el dominio público de los yacimientos del Estado nacional a los Estados provinciales en cuyos territorios se encontrasen, la Ley de Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima reemplazó con esta figura jurídica la anterior forma de Sociedad del Estado, la Ley de Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. declaró sujeto a privatización el Capital Social de YPF S.A. y dispuso que el Estado nacional y las provincias debían proceder a una liquidación conjunta. La Reforma Constitucional de 1994 avanzó en la provincialización de los yacimientos con la incorporación de un segundo párrafo al artículo 124: “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”; la Ley N° 24.474 de Hidrocarburos de 1995 y la modificación de la Ley N° 24.145 completaron el proceso de fragmentación de YPF al autorizar al Estado nacional a reducir su participación a una única acción empresarial (Cerretani, 2015).

Al estudiar la explotación de los recursos naturales se aprecian rasgos de continuidad entre el régimen de convertibilidad y el de postconvertibilidad: 1) promulgación de legislación proclive a la consolidación de un patrón de crecimiento económico sostenido sobre ventajas comparativas estáticas mediante la participación en la apropiación de renta; 2) orientación de la producción hidrocarburífera hacia la exportación, con participación destacada en la misma; 3) afianzamiento de una fracción social en la función de proveedor de divisas para el conjunto del sistema económico y consiguiente afirmación de su posición hegemónica y de su poder de decisión política; 4) transnacionalización del sector; 5) traslación de la posición de decisión y dominación política fuera del ámbito nacional de acumulación; 6) consolidación de una estructura productiva ecológica y económicamente extractiva y socialmente regresiva, que refuerza a los grupos sociales dominantes y expulsa a los grupos sociales más débiles (Cerretani, 2015, 2019); y 7) concentración del capital que opera en el mercado hidrocarburífero, que alcanza el grado de oligopolización, en tanto cinco empresas (Repsol-YPF, Pan American Energy, Petrobras,

Chevron San Jorge y Tecpetrol), todas de capitales extranjeros, concentran el 80% del mercado (Ortíz y Schorr, 2007).

La política energética de la postconvertibilidad profundizó estas tendencias en sus cuatro ejes: 1) captación parcial de renta hidrocarburífera mediante la fijación de retenciones a la exportación favorecida por la devaluación monetaria de 2002; 2) creación de ENARSA S.A., por Ley N° 25.943 (2004), con participación accionaria mayoritaria (80%) del Estado nacional y los Estados provinciales, no como Sociedad del Estado sino como Sociedad Anónima con participación de empresas privadas del mercado; 3) aprobación de la Ley de Promoción Petrolera (2006) que, como la análoga Ley de Promoción Minera, estableció la exención impositiva y la ampliación de las áreas de exploración; 4) creación de programas de promoción sectorial Petróleo Plus y Refinación Plus (2008), destinados a la reversión de la tendencia decreciente en la producción (Ortíz y Schorr, 2007; Cerretani, 2015).

El declive de la valorización financiera entre 1998 y 2001 y la mayor devaluación del tipo de cambio real en la historia argentina en 2002 derivaron en un colapso económico y una crisis social y política que cuestionó el patrón de acumulación de capital vigente y desató una puja entre distintos estratos sociales y fracciones del capital para la definición de un nuevo patrón de acumulación. Esto dejó abierta una etapa de transición en la cual la coexistencia de dos proyectos diferentes de hegemonía encontró su condición de posibilidad en la simultaneidad de la expansión económica y de la crisis política (Basualdo, 2011).

El recambio gubernamental dentro del kirchnerismo, con la asunción de Cristina Fernández de Kirchner a la presidencia de la Nación, repercutió en una reconfiguración de la relación entre el Gobierno y la fracción que ejerció la hegemonía durante la valorización financiera. Esto ocurrió luego de que esta fracción –a través de la declaración y desarrollo del inédito paro agrario en respuesta a la Resolución N° 125– forzara la situación vigente en aras de su imperiosa necesidad de retomar un control totalizador sobre el Estado que le permitiera recuperar su hegemonía, con la instauración de un nuevo patrón de acumulación de capital bajo su conducción, la subordinación del resto de las fracciones dominantes del capital y de los sectores subalternos a sus intereses particulares, y la disuasión de la administración

estatal respecto de su política de redistribución. Otro motivo de esta redefinición remite a la vinculación de la producción agraria con la especulación financiera, que irrumpe como novedad en el agro pampeano a partir de la dictadura militar (Basualdo, 2011).

En esta segunda instancia gubernamental, el kirchnerismo redefinió su postura inicial: procuró decididamente su consolidación social y política a través de la hegemonía clásica y, dentro de la tradición de los gobiernos nacionales y populares, proclamó que las fracciones del capital que debía enfrentar no eran únicamente los acreedores externos y el capital extranjero que controla las empresas de servicios públicos previamente privatizadas, sino que a estos se sumaba la fracción del capital que había sido hegemónica durante la valorización financiera, los grupos económicos locales. Es decir, en esta nueva situación se desplegó un conflicto con el conjunto de las fracciones de capital que constituyen la oligarquía argentina, lo que destaca el carácter eminentemente político del contexto en tanto que lo que se desató fue una disputa por recuperar su hegemonía y definir un nuevo patrón de acumulación de capital en torno al capital extranjero industrial (Basualdo, 2011).

4. Ley 26.741: La política hidrocarburífera del tercer kirchnerismo y del macrismo

El gobierno kirchnerista, en 2012, reconoció el carácter estructural de la crisis energética y procedió a una reformulación de la política pública para el sector energético, en general, e hidrocarburífero, en particular, con una estrategia de concentración de recursos en YPF para su administración desde el Poder Ejecutivo Nacional, mediante la sanción de: 1) los Decretos N° 530 y N° 557 de Intervención de YPF S.A.; 2) la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera y expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A.; 3) el Decreto N° 751 de Suspensión de los Beneficios Impositivos y Aduaneros; 4) el Decreto N° 1.277 de Anulación de los Decretos de Desregulación; 5) la Resolución N° 130 de Creación del Fondo Fiduciario de Hidrocarburos, administrado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) para la financiación de las empresas con mayoría estatal en su composición de capital –ENARSA e YPF– y, por extensión, de los capitales privados en asociación con ellas (Cerretani, 2019).

El Estado Nacional dispone de dos recursos jurídicos y políticos para intervenir en el mercado de hidrocarburos: 1) la definición de su carácter de recursos estratégicos, que faculta al gobierno nacional a dictar el Código de Minería y a reglamentar la política federal en materia de energética e hidrocarburífera; 2) la definición de la provisión de energía como servicio público, que faculta al gobierno nacional para intervenir en dicho mercado, con exclusividad para legislar y regular su comercialización internacional (Cerretani, 2015).

El Poder Ejecutivo Nacional dictaminó el Decreto N° 529 de Intervención de YPF y envió el proyecto de Ley de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, promulgado por el Poder Legislativo como Ley N° 26.741, a través del Decreto N° 660:

Yacimientos Petrolíferos Fiscales - Declarase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declarase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

No incorporó modificación de la forma de propiedad de los recursos, introdujo la declaración de “interés público nacional” y “objetivo prioritario” de la República Argentina y de sus poderes soberanos respecto de la recuperación del abastecimiento de hidrocarburos y de realización de las obligaciones de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización requeridas para su consecución (Cerretani, 2019).

En relación con la expropiación, el primer interrogante que se buscó despejar se refirió a la forma social concreta que asumió la “Soberanía Nacional sobre los Hidrocarburos”.

En primera instancia, se constató que no hubo modificación del carácter de la sociedad, es decir, no se restituyó su carácter de Sociedad del Estado, sino que continuó operando como Sociedad Anónima y, en tanto tal, siendo reglada en su funcionamiento no por el derecho público sino por el derecho privado, específicamente por la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, según el artículo 15 del Capítulo III “De la Continuidad Jurídica y la Gestión de YPF S.A.” de la Ley N° 26.741. No

hubo transformación de la razón social de YPF S.A, sino de su distribución accionaria, con la asignación del 51% de las acciones en poder de capitales públicos (con mayoría de 51% para el Estado nacional, y con minoría de 49% para los Estados provinciales de la OFEPHI) y del restante 49% en propiedad de capitales privados, incluido Repsol con posición predominante. Por lo dicho, solo se restablecieron las condiciones establecidas por la Ley N° 24.145, sancionada en 1992 (Cerretani, 2015).

En este sentido, se concluyó que la Ley N° 26.741 no constituyó un proyecto de estatización, opuesto al programa de privatización citado, en tanto que no revirtió la Transformación Empresaria de YPF de Sociedad del Estado a Sociedad Anónima ni derogó la Privatización del Capital de YPF S.A.; sino que solo expropió un porcentaje mayoritario de una de las empresas accionistas y revirtió así, parcialmente, la privatización de activos y acciones de YPF S.A, aunque pagando una indemnización y afrontando además una penalización internacional por tal decisión.

En segunda instancia, no se restituyó para el Estado nacional el dominio originario sobre los recursos hidrocarburíferos y energéticos que la Ley N° 24.145 (1992) delegó en los Estados provinciales y confirmó la Ley N° 26.197 (2007). La Ley N° 26.741 (2012) de la Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina no porta la denominación ni la intención de nacionalización ni de estatización – solo presenta una expropiación parcial con indemnización– de los hidrocarburos y/o de YPF S.A., en el sentido en que sí lo hace, en su objetivo de federalización y provincialización, la Ley N° 24.145 de Federalización de Hidrocarburos, Transformación Empresaria y Privatización del Capital Social y de Activos y Acciones de YPF S.A. (Cerretani, 2019).

Además, si bien hubo una recuperación de la propiedad mayoritaria de las acciones de YPF S.A. por parte del Estado nacional (51%), en relación con la participación de los Estados provinciales (49%), y la misma proporción entre el capital público y el capital privado, la administración continuó siendo conjunta, aunque el artículo 2 reservó al Poder Ejecutivo Nacional la definición de la Política Hidrocarburífera de la República Argentina, concebida como política de Estado en la materia.

En tercera instancia, el Título III, Capítulo I “De la Expropiación”, en su artículo 7 declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% de YPF S.A. y de YPF GAS S.A. pertenecientes a Repsol YPF S.A.; el artículo 11 dispuso que el proceso de expropiación se rigiera por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones (1977) y que ejerciera como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional; y el artículo 12 definió que la tasación y fijación del precio de los bienes sujetos a expropiación las determinase el Poder Judicial Nacional, a través del Tribunal de Tasaciones de la Nación. El modelo de expropiación propuesto contempla una indemnización y, en nuestra opinión, comporta una considerable transferencia de renta.

En cuarta instancia, se restituyó la centralización en el Estado nacional, pero con ampliación de la participación de los Estados provinciales más allá de la OFEPHI: para la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales se creó, en el Título II, artículo 4, el Consejo Federal de Hidrocarburos; y en el artículo 5 se le asignó como función la fijación de la Política Hidrocarburífera Nacional.

Durante el tercer gobierno kirchnerista, esta Política Hidrocarburífera Nacional promovió la exploración –con la inclusión de exploración no convencional, exploración *offshore*, exploración en nuevas cuencas y exploración internacional– y proyectó un aumento de la explotación; presentó el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y la conformación de una Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones, por la Ley N° 26.741 y la Resolución N° 130/13 de creación del Fondo Fiduciario de Hidrocarburos y del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Cerretani, 2015).

El gobierno macrista, por su parte, introdujo cambios sustanciales: dictó el Decreto N° 272/15 de disolución de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el artículo 2 del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, anexo del Decreto N° 1277/12; derogó los artículos 2, 3, 4, 5, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 31 y 32 de dicho Reglamento; estableció que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado nacional en YPF S.A. y en YPF GAS S.A. sean ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería; y

dispuso, en el artículo 4 de la Resolución N° 33/2015 del Reglamento General del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, que los gastos generados por dicho programa fueran solventados con fondos del Tesoro Nacional y que las empresas beneficiarias pudieran inscribirse con compromisos de inversión. En resumen, la gestión del PRO centralizó en el Poder Ejecutivo Nacional –a través de un ministerio creado a tal fin– la administración de las inversiones en la actividad asociada con la energía y minería, y asignó para su financiamiento fondos de la hacienda pública.

Hemos anticipado que si la financiación se obtuviera a cambio de la adquisición de acciones de participación en la propiedad de YPF S.A. se asistiría a una reprivatización de los activos de esa empresa dado que la intervención del Estado nacional actuaría así para asegurar la apertura de un mercado de recursos estratégicos, escasos y no renovables, y el acceso de nuevos capitales privados transnacionales que cumplirían allí su ciclo de valorización a una tasa extraordinaria de rentabilidad; además del avance hacia la libre remisión de utilidades (Cerretani, 2015). Asimismo, apuntamos que mediante los programas de incentivo a la inversión el Estado interviene para garantizar la instalación de capitales de mayor magnitud en el sector y, de este modo, generar con la renta cedida las condiciones de acumulación requeridas por el mismo para operar en el ámbito nacional.

De esta manera, el capital nacional, público y privado, nuevamente funciona como fuente de financiación para la inversión del capital privado externo, lo que conduce a otro aspecto del asunto. Hasta aquí se abordó la puja entre capitales públicos y privados y, al interior de los capitales públicos, entre el Estado nacional y los Estados provinciales. Corresponde ahora analizar la confrontación entre capitales privados –con representación en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)– por la participación en la apropiación de renta hidrocarburífera, a través de los procesos de asociación, integración, absorción y migración de los mismos (Cerretani, 2019).

El mercado argentino de hidrocarburos estaba compuesto fundamentalmente por cuatro empresas: YPF –con Repsol–, Shell, Esso y Petrobras, con el predominio del 57% de YPF en el mercado de las naftas y el gasoil. La integración con Repsol,

a partir de la adquisición del 99% del paquete accionario de YPF S.A. en 1999, representó:

1) la incorporación masiva y mayoritaria del capital privado mediante un proceso de privatización de acciones y activos y de transformación empresarial de YPF S.E. a YPF S.A;

2) la transición desde el monopolio estatal hacia el oligopolio empresarial;

3) la inserción y la expansión del capital internacional en el mercado hidrocarbúfero nacional como forma de profundización de la extranjerización del sector;

4) la redefinición sectorial con la colonización por Repsol de la situación empresarial de YPF y la consolidación de este nuevo actor en la posición hegemónica al interior del sector económicamente dominante y políticamente estratégico en el ámbito nacional e internacional de acumulación, con la subordinación de Shell y Esso en su condición de empresas que históricamente desempeñaron esa función;

5) la transformación estructural del mercado petrolero nacional en el sentido de la desregulación y la integración vertical del mismo;

6) la integración regional del capital entre diferentes ámbitos nacionales de acumulación, como participación en la tendencia mundial hacia la regionalización o transnacionalización de los mercados energéticos.

Mientras el 72.1% de la inversión en el sector estuvo representado por las tres mayores compañías petroleras que operan en el país –YPF, Pan American Energy y Total Austral–, en la década de 2000 YPF concentró el 48,2%. Chevron es el octavo productor de petróleo del país, con concesiones en la cuenca neuquina y en expansión en el territorio nacional en todas las áreas del negocio dada la alta integración vertical de la compañía.

Actualmente, el mercado hidrocarbúfero nacional y regional promueve, la explotación no convencional, en un sistema industrial de extracción –de perforación

vertical e interconexión horizontal-, y la producción petroquímica, en un contexto de progresiva concentración, centralización, extranjerización e integración vertical y regional del capital que en él opera, con predominio de capital estadounidense e inglés, históricamente hegemónicos en el sector. (Cerretani, 2019)

5. Proyecto de ley: Régimen de promoción de inversiones hidrocarburíferas, como instrumento estatal para distribución y asignación de renta

El gobierno que el 10 de diciembre de 2019 asumió con la presidencia de Alberto Fernández y la vicepresidencia de Cristina Fernández de Kirchner, el mismo día de inicio de su mandato dictó el Decreto N° 7/2019 de Modificación de la Ley de Ministerios N° 22.520 –texto ordenado por el Decreto N° 438/1992 y sus modificatorias-, por el cual dispuso conformar veinte ministerios a cargo del despacho de los negocios de la Nación. En el mismo acto, decidió centralizar las competencias relativas a la política nacional en materia de minería y de energía en el Ministerio de Desarrollo Productivo, con Matías Kulfas como titular designado para esa cartera, mediante el Decreto N° 11/2019.

Sin embargo, el 28 de agosto de 2020 el mismo gobierno promulgó el Decreto N° 706/2020 con una nueva Modificación de la Ley de Ministerios, que restableció la Secretaría de Energía –responsable de la política nacional en materia de energía- como organismo dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, en función de un reordenamiento estratégico que respondió a razones operativas de gobierno, según refiere la letra escrita de la norma citada. El 4 de septiembre de 2020 promulgó el Decreto N° 732/2020 que regló dicha transferencia entre distintos ámbitos de la Administración Pública Nacional.

El 21 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en el artículo 1 declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en dicha ley, en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 12 de marzo de 2020 se dictó el Decreto N° 260 que amplió, por el plazo de un año, la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley N° 27.541, en virtud de la pandemia declarada por la Organización Mundial de la Salud (OMS) en relación con el coronavirus (SARS-CoV-2) y la enfermedad que provoca (Covid-19).

El 24 de marzo de 2020, se dictó el Decreto N° 311/2020 de Declaración de la Emergencia Sanitaria por pandemia de Covid-19 que, a fin de garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda residencial, en el artículo 1 dispuso la interrupción del corte o suspensión del suministro en caso de mora o falta de pago por parte de las empresas prestadoras de energía eléctrica, gas y otros servicios. En el artículo 6 determinó el congelamiento por 180 días de los precios máximos de referencia para la comercialización de gas licuado de petróleo (GLP) en garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno.

En marzo de 2020 se sancionó también el Decreto N° 277/2020 de Intervención del Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) con la designación en el puesto de interventor de Federico José Basualdo Richards, y también el Decreto N° 278/2020 de Intervención del Ente Regulador del Gas (ENARGAS) y la designación como interventor de Federico Bernal.

El 15 de septiembre de 2021, el presidente presentó ante el Congreso de la Nación un proyecto de Ley de Creación del Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (RPIH), que tendrá vigencia por veinte años y se compondrá del Régimen general de promoción de actividades de exploración y producción de petróleo (RGPP), el Régimen general de promoción de actividades de exploración y producción de gas natural (RGPG), el Régimen especial de promoción para proyectos de exploración, producción, industrialización y/o transporte de hidrocarburos y derivados (REPH), el Régimen especial de cancelación para grandes inversores hidrocarburíferos (RECH) y el Régimen de promoción al desarrollo de proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera (RPPH) (Gandini, 2021).

El presidente Fernández recibió al ministro de Economía Martín Guzmán y dos funcionarios del área energética, Demian Panigo, director de YPF en representación

del titular de Economía, y Ariel Kogan, mano derecha del secretario de Energía Darío Martínez, para revisar el texto del proyecto de Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas. A continuación, funcionarios de la Secretaría de Energía se reunieron con representantes de empresas petroleras: PAE, Tecpetrol, Chevron, Shell y ExxonMobil, entre otras. Sectores afines al macrismo, reunidos en el agrupamiento de exsecretarios, expresaron su cuestionamiento.

6. Panorama internacional actual: AIE y reordenamiento geopolítico energético

Los hidrocarburos juegan un rol clave en todo conflicto bélico, también en el actual, iniciado el 24 de febrero con el primer bombardeo. En 2013, luego de las protestas del Euromaidán y la consiguiente caída del gobierno ucraniano de Víktor Yanukóvich, Rusia concretó la anexión de la península de Crimea, al sur de Ucrania, y conquistó así una posición estratégica.

A través del gasoducto que construyó Rusia con Alemania, la mayoría del gas que ingresa a Europa pasa por Ucrania, lo que confiere a Rusia el poder de monopolizar –e incluso frenar– toda compra de GNL. Estados Unidos carece de capacidad suficiente para aumentar significativamente en el corto plazo los envíos de GNL a Europa y las terminales de exportación están operando a tasas de producción máximas (Freeport LNG). Por lo tanto, la tendencia es contraria a la transición energética ya que, con el fin de reducir la dependencia del gas natural ruso hasta el próximo invierno, la guerra en Europa genera condiciones propicias para un retorno al gas y al carbón, el combustible fósil más sucio.

En el contexto de la crisis energética actual y de la reunión anual en París de la Agencia Internacional de Energía (AIE), su director ejecutivo Fatih Birol anunció el compromiso asumido por los 31 Estados miembros de contribuir con la transición energética, con el objetivo climático de cumplir cero emisiones de dióxido de carbono para mediados de siglo, y el político de reducir radicalmente sus importaciones de hidrocarburos procedentes de Rusia.

Birol coincidió con Jennifer Granholm, secretaria de Energía de Estados Unidos que ejerció la presidencia de la reunión ministerial en París, respecto de la

disposición de la AIE a aliviar la tensión en el mercado energético y liberar reservas estratégicas, como hizo en marzo con la venta de 63 millones de barriles que representan un 4% de la cantidad –equivalente a noventa días de importaciones de crudo– que cada miembro está comprometido a conservar.

La agencia aglomera a Estados miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y afronta el riesgo de escasez de petróleo y de escalada de precios, puesto que la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus socios (OPEP+) encabezados por Rusia proveen a la Unión Europea el 30% de las importaciones de petróleo y el 40% de las de gas –que asciende al 50% en Alemania. Para evitar dificultades de aprovisionamiento, la UE ha evadido interrumpir totalmente las importaciones de petróleo y gas desde Rusia, como sí lo ha hecho Estados Unidos, uno de los grandes productores y de los mayores consumidores mundiales (Agencia EFE, 2022).

La UE anunció su intención de reducir este año en dos tercios sus importaciones de gas desde Rusia, y la comisaria europea de Energía, Kadri Simson, adelantó que la Comisión se propone recortar su dependencia de Rusia utilizando nuevos suministros de gas, aumentando las reservas y acelerando los esfuerzos para ampliar su eficiencia energética.

Para reducir la vulnerabilidad europea, la AIE propone no renovar los acuerdos de suministro de gas con Rusia que expiran este año y equivalen a 15.000 millones de metros cúbicos de gas anual –lo que representa el 12% del suministro ruso a Europa–, reemplazar los suministros con fuentes alternativas, y liberar reservas estratégicas. En el comercio de crudo, los compradores eluden las existencias rusas para evitar sanciones, lo que genera escasez de oferta que la OPEP+ rehúsa compensar, por esto las compañías de hidrocarburos occidentales –ExxonMobil, BP y Shell– empezaron a limitar las importaciones desde Rusia.

Los combustibles fósiles representan el 85% de la combinación energética mundial, mientras que la energía hidroeléctrica y la nuclear representan un 11%, y la eólica y la solar apenas un 4%. Rusia posee las mayores reservas probadas de gas natural y es uno de los tres productores y exportadores de petróleo más im-

portantes del mundo. Los recientes aumentos en los precios del gas natural y del petróleo, resultantes del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia y de potenciales sanciones contra el sector energético ruso, acrecentaron la participación en el Producto Bruto Interno (PBI) de los costes de la energía primaria.

Como reacción a la invasión de Rusia a Ucrania, Estados Unidos y sus aliados sancionaron al Banco Central y al Ministerio de Finanzas de Rusia y bloquearon a instituciones financieras para pagos internacionales, pero las reglas del Departamento del Tesoro permiten que las transacciones energéticas rusas continúen a través de bancos no sancionados que no tienen sede en Estados Unidos, en un esfuerzo por minimizar cualquier interrupción en los mercados energéticos mundiales ya que un embargo petrolero y de gas es fuertemente resistido por Europa, que depende de los hidrocarburos rusos en mucha mayor medida que la economía estadounidense (El periódico de la energía, 2022)

No obstante el rechazo de sus aliados de la Unión Europea, el presidente de Estados Unidos, Joe Biden, aplicó un embargo sobre la importación de petróleo, gas natural y carbón rusos. El gobierno del Reino Unido anunció que cesará de importar petróleo y derivados petrolíferos rusos a fines de 2022. Los anuncios de Biden y del primer ministro británico, Boris Johnson, respondieron a pedidos del presidente de Ucrania, Volodimir Zelenski, de aplicar sanciones al sector hidrocarburiífero que provee gran parte de las divisas a Rusia.

En réplica a estas sanciones, el presidente ruso, Vladimir Putin, ordenó restringir o prohibir durante todo 2022 la importación y exportación de productos y materias primas rusas que figurarán en un listado a definir por su gobierno (Telam, 2022). En la Duma, o cámara baja del Parlamento ruso, el viceprimer ministro ruso Alexander Novak afirmó: “Rusia es el mayor proveedor de recursos energéticos para el mercado mundial, las exportaciones energéticas rusas componen aproximadamente el 20 % del comercio mundial. Obviamente, sin los hidrocarburos rusos, los mercados de gas y petróleo colapsarán”. Y agregó que el aumento de los precios será “completamente impredecible” (El periódico de la energía, 2022).

La reactivación económica global por la salida de la pandemia inició una curva ascendente en los precios del petróleo y del gas, que puede dispararse en el actual

escenario bélico que tiene como protagonista al principal productor de gas a nivel mundial. Durante 2021, el precio promedio por barril de petróleo aumentó un 41,9% respecto de 2020 y un 10% en relación con 2019, mientras que en el primer trimestre de 2022 ha aumentado cerca del 35%. Los altos precios de la energía han influenciado en una mayor inflación global, que en enero alcanzó el 7,5% en Estados Unidos, y el 5,6% en la eurozona (Marín, 2022).

A diferencia de la UE, Estados Unidos tiene capacidad para producir gas y petróleo por fracturación hidráulica y otras formas de extracción, aunque importa energía porque su consumo doméstico es mucho mayor que la producción interna. Como el petróleo ruso representa una pequeña cantidad de sus importaciones totales de energía, Estados Unidos podría reemplazarlo con importaciones de otras naciones ricas en petróleo, pero eso podría resultar políticamente problemático, como evidencia el rechazo por parte de congresistas demócratas a las conversaciones que mantuvo con Venezuela, país que tiene a Moscú como aliado y un embargo estadounidense vigente (El periódico de la energía, 2022).

7. Panorama nacional: AIE, FMI, y puja energética intersectorial por divisas

En marzo y para evitar la suspensión de pagos, el gobierno peronista de Alberto Fernández pactó con el FMI la refinanciación de US\$ 44.000 millones como parte de la reestructuración del préstamo contraído por el presidente Mauricio Macri en 2018 por la suma más elevada en la historia de la relación con esa entidad. Argentina se comprometió a agenciar el déficit cero de las cuentas públicas en 2024, reducir significativamente la inflación que asciende al 50% en 2022, y recortar los subsidios estatales al precio de la energía, que en 2021 alcanzaron al 2,3% del PBI (El periódico de Aragón, 2022).

El acuerdo con el organismo desencadenó una fractura al interior del peronismo y del gobierno: la vicepresidenta y el ex jefe del bloque parlamentario del oficialismo Máximo Kirchner expresaron su disidencia con el mandatario, el kirchnerismo votó en contra del acuerdo aprobado por el Congreso e impugnó la aceptación de la revisión periódica de las cuentas públicas y la limitación de la autonomía de las autoridades argentinas por parte del FMI.

Por otro lado, el directorio del FMI, en un documento del organismo, describió como “excepcionalmente altos” los riesgos para su cumplimiento debido a “efectos secundarios” en la economía global de la guerra en Ucrania. No obstante, la directora del FMI, Kristalina Georgieva, depositó su confianza en que “una consolidación fiscal sostenida y favorable al crecimiento fortalecerá la sostenibilidad de la deuda” (El periódico de Aragón, 2022).

Tras el acuerdo con el FMI, el ministro Guzmán prometió estabilizar la macroeconomía y, luego del incremento de los precios internacionales de los combustibles y mediante la Comunicación “A” 7469, promovió la prescripción por parte del Banco Central de la elevación del tope de acceso a las divisas para la importación de combustibles por parte de las petroleras locales, que así evitan emplear sus propios billetes de dólares.

Jorge Carrera, vicepresidente segundo del Banco Central, confirmó que se trabaja en una flexibilización de las restricciones cambiarias y las regulaciones de la cuenta de capital para las empresas del sector: “Lo primero que vamos a ir relajando es facilitar todos los dólares necesarios para lo que genere dólares y, después, ir abriéndolo para todos”, anticipó en línea con la oferta que Guzmán depositó en Houston (Penelli, 2022). Esta política ya redundó en un incremento de 230% de los egresos de dólares por importaciones de energía respecto de los valores de febrero de 2021, según lo registrado en el balance cambiario del BCRA (El Cronista, 2022).

A inicios de marzo, ante un eventual reordenamiento del comercio global de energéticos, la comitiva oficial viajó a Houston para ofrecer el petróleo y el gas de Vaca Muerta, en sustitución de los hidrocarburos rusos cuya compra suspendió Estados Unidos y en intercambio por mayores inversiones para incrementar la producción local y de buques de GNL a precios bajos para subsistir el próximo invierno (Ámbito, 2022).

Mientras continúe el avance de Rusia sobre Ucrania, Europa como gran demandante de gas procurará reducir su dependencia del proveedor ruso, lo cual plantea la posibilidad de penetrar esos mercados con la producción local de GNL. “Ese pa-

norama también requiere de inversiones, no solo para aumentar la producción sino también para la construcción de una planta de GNL”, afirmó Ernesto López Anadón, presidente del IAPG. Se prevé que la construcción de una planta de GNL demandaría una inversión de US\$ 5.000 millones, pero a la vez agregaría US\$ 2.000 millones de exportaciones, más los proyectos petroquímicos.

Según el economista Ricardo Delgado:

Con los actuales precios del gas en el mundo será muy difícil reducir el gasto en subsidios energéticos, uno de los objetivos centrales del programa. (...) Las tarifas apuntan a crecer por debajo de la inflación de acuerdo con el esquema de segmentación acordado para los aumentos. (...) Mayores costos de generación energética y tarifas que no cubren la inflación impiden el ahorro fiscal. (Ámbito, 2022)

A nivel nacional, compromete el cumplimiento del acuerdo con el FMI, cuya meta en relación con el PBI es reducir el déficit mediante la quita de subsidios a la energía. Argentina necesita incrementar al menos un 20% sus importaciones de GNL respecto de los volúmenes de 2021 que representaron el 43% de las importaciones de gas; a los precios actuales, las importaciones de GNL rondarán los US\$ 7.000 millones este año, contra US\$ 1.100 millones de 2021, lo que dificulta la reducción de los subsidios energéticos en 2022. El ministro Guzmán realizó en Estados Unidos reuniones con directivos de las petroleras más importantes para abordar esta cuestión.

En el actual contexto internacional de suba en las cotizaciones del gas y el petróleo, está condicionada la importación de gas desde Bolivia hacia Argentina, ya que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) pretende una mejora en el precio, y la negociación del contrato original está suspendida; el cuarto intermedio, acordado por la estatal IEASA (ex Enarsa) y funcionarios de la Secretaría de Energía, rigió hasta el 31 de marzo de 2022.

Los presidentes de República Dominicana, Luis Abinader, y de Argentina suscribieron un acuerdo de cooperación bilateral para el desarrollo hidrocarburífero

–de carácter no vinculante en el ámbito del derecho internacional público o privado–, con la posibilidad de implementar compras de petróleo crudo y sus derivados procedentes de Vaca Muerta para su procesamiento por la Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA) (Comunicado Presidencia de la República Dominicana, 2022).

La Argentina es importadora de petróleo. YPF lo comercializa en el mercado interno y junto con las productoras integradas regula el precio local que, por estos mecanismos, difiere del precio internacional, creando una puja no resuelta entre las petroleras y las refinadoras que se constituye en un elemento de inestabilidad. El contexto internacional, derivado de la guerra entre Rusia y Ucrania y la suba del precio, acentúa la distorsión existente en el mercado local: las refinerías están pagando el barril criollo (Medanito) US\$ 55 y el Brent ronda los US\$ 130. Vaca Muerta representa la expectativa de reducir las importaciones, sumada a la potencialidad que se presume tiene el *offshore* (Origlia, 2022).

Durante la reunión anual de la Agencia Internacional de Energía en Francia, Guzmán firmó la adhesión de la Argentina como miembro asociado del organismo y aseguró que es un buen momento para pasar a integrar la AIE “porque la aceleración del desarrollo del sector energético es una prioridad para el país, tanto por razones productivas como macroeconómicas”. Luego agregó que “la transición energética también es una cuestión de balanza de pagos. En un mundo con fijación de precios del carbono, la adaptación de los sectores energéticos será fundamental para la estabilidad macroeconómica y financiera en las próximas décadas” (Perfil, 2022).

Detalló que, a nivel global, Argentina puede hacer un aporte importante a la transición energética, “primero, a través de la producción de energía renovable. La región del noroeste y Cuyo presenta la mayor irradiación fotovoltaica del mundo”, y también la región sur del país pues “tenemos potencial ventaja comparativa para la energía eólica en la Patagonia”. Atestiguó que el país también está ampliando la producción de minerales de transición. Aseveró que “el gas es una energía de transición y tenemos la segunda mayor reserva de gas shale del mundo, Vaca Muerta. La producción de gas natural está aumentando y nuestro objetivo es poder producir GNL dentro de unos años” (Perfil, 2022).

El gobierno nacional, meses atrás, lanzó el plan de infraestructura gasífera Transport.Ar que entre otras obras incluye el tendido de un nuevo gasoducto troncal que llevará por nombre Néstor Kirchner –y se encuentra en etapa de licitación– para evacuar la producción incremental de Vaca Muerta, lo que permitiría sumar al sistema unos 44 millones de metros cúbicos adicionales, avanzar en proyectos de exportación de GLP a Chile y a Brasil y de construcción de una planta de GNL y, a largo plazo, aprovisionar y abastecer con el gas necesario a los proyectos petroquímicos frenados (Perfil, 2022).

7.1. Argentina y la transición energética: las expectativas de exportación

En octubre de 2021, la Secretaría de Energía –desde el Ministerio de Economía– sancionó la Resolución N° 1036/2021, en cuyos anexos trazó los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 como parte del proceso de reconfiguración del sector energético y de su reglamentación fiscal y jurídica. El mismo entiende que el proceso de transición energética implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía, en línea con lo establecido por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) como compromiso asumido ante la comunidad internacional.

7.1.1. Offshore argentino: soberanía, desarrollo industrial e impacto ambiental

El IAE y la Cámara Argentina de la Energía (CADE) –entidad de nivel ejecutivo, integrada por presidentes y CEOs de compañías con presencia en la cadena energética– coinciden en que el desarrollo de la explotación marítima podría transformar al país en exportador de energía, más aún si el *offshore* es convencional pues la declinación de la producción es mucho menor que en el no convencional.

62

La Secretaría de Malvinas, Antártida y Atlántico Sur, dependiente de la Cancillería Argentina, informó que ante la sucesión de actos unilaterales británicos en 2007 Argentina denunció la Declaración Conjunta de Cooperación sobre actividades costa afuera en el Atlántico Sudoccidental, suscripta con el Reino Unido en 1995:

De 1996 a 2008, el ilegítimo gobierno isleño otorgó unilateralmente un total de 34 licencias de explotación, (...) de 1998 a 2016 (...) autorizó cuatro campañas de ex-

ploración (1998, 2010-2013, 2015-2016), concentradas sobre todo en la Cuenca Norte [y,] en el marco de las campañas ilegales de exploración, en 2010 se descubrió el yacimiento Sea Lion en la Cuenca Norte, el primero con potencial para ser comercialmente viable [con un potencial de producción diario de 80.000 barriles de petróleo que representa la mitad de los 200.000 que produce el yacimiento neuquino Vaca Muerta]. Las empresas titulares de estas licencias ilegales son las británicas Harbour Energy, Premier Oil (adquirida por Chrysaor a fines de 2020) y Rockhopper Exploration (...). La israelí Navitas Petroleum suscribió un acuerdo de asociación que aún no ha sido aprobado por el ilegítimo gobierno isleño. (Selén, 2022)

En 2019, concluyó la primera licitación *offshore* realizada por Argentina en la Cuenca Malvinas, al sudoeste de las islas, y en 2020 se suspendió el proyecto de explotación del yacimiento Sea Lion, según indicó la Secretaría. En 2015, Argentina inició acciones legales y demandó la implementación de sanciones administrativas, a cargo de la Secretaría de Energía en calidad de autoridad de aplicación de la citada ley, y la instrucción de sanciones penales a cargo de la Justicia Federal (La Provincia, 2022).

Ernesto López Anadon, presidente del IAPG, comentó que, según datos del Sistema de Información de Petróleo y Gas, desde enero de 2011 a diciembre de 2021 se produjeron 3.519.928 metros cúbicos de petróleo y 424.242.086 de gas, con una participación de un 17% de la actividad *offshore* para el gas, menor en el caso del petróleo. Las empresas que actualmente extraen hidrocarburos en el mar son la francesa Total Austral y la chilena ENAP (La Nación, 2022).

Aunque desde los años 70 la Argentina posee plataformas de exploración y producción *offshore* en la cuenca austral (frente a las costas de Tierra del Fuego y Santa Cruz), en la cuenca norte (costas de Buenos Aires y Río Negro), en cambio, el inicio de la exploración marítima fue impedido por la judicialización de la autorización. El ministro Kulfas estimó que si la Argentina pudiera desarrollar la exploración *offshore* de petróleo frenada por la Justicia se podrían llegar a exportar unos US\$ 25.000 millones por año y así alcanzar un superávit comercial de US\$ 30.000 millones (La Nación, 2022).

En 2018 y 2019, luego de varios años sin actividad, la Argentina activó la búsqueda de hidrocarburos en el mar: el Gobierno adjudicó 18 áreas exploratorias a nueve consorcios de empresas que comprometieron inversiones por US\$ 724 millones para cubrir una superficie cercana a los 95.000 kilómetros cuadrados. En diciembre pasado, el gobierno nacional, a través de la Resolución N° 436/2021, autorizó la realización de estudios de exploración sísmica de hidrocarburos en la Cuenca Argentina Norte –ubicada a más de 300 kilómetros de la costa bonaerense– para la evaluación de la probabilidad de existencia de petróleo, en qué cantidad y con qué posibilidad de extracción, y asignó a cargo del proyecto exploratorio a un consorcio de empresas petroleras integrado por la noruega Equinor, asociada con la firma anglo-holandesa Shell, y la nacional YPF. En total entregó siete concesiones a las empresas YPF, Equinor, Shell, Qatar Petroleum, Total Austral y BP Exploration.

Esta decisión desató el debate en la comunidad científica y derivó en diferentes declaraciones dentro de la misma, en concordancia con distintos alineamientos políticos.

La primera carta colectiva del ámbito científico la redactó el Grupo CyTA (Ciencia y Técnica Argentina) conformado por una veintena de investigadores de distintas disciplinas como Adrián Paenza, Alberto Kornblihtt, Andrea Gamarnik, Dora Barrancos, etc. El ingeniero mecánico Eduardo Dvorkin, uno de los autores de esta carta, actual presidente de Y-TEC (empresa de base tecnológica conformada por YPF y Conicet), aseguró:

El petróleo offshore aparece como una oportunidad para disponer de grandes cantidades de petróleo y gas (P&G), que permitiría alimentar al desarrollo industrial, generar divisas exportando y ahorrar las divisas que hoy se usan para importar energía (por ejemplo GNL) (...). El modelo no es crear un enclave petrolero en el Mar Argentino que importe insumos y equipos y exporte P&G [sino que] al igual que lo que está haciendo YPF en Vaca Muerta, el offshore traccionará sobre una industria nacional que proveerá insumos y equipos y esto favorecerá la localización en el país de cadenas productivas. (Télam, 2022)

Afirmó, además, que no implica riesgo ecológico.

La segunda carta fue firmada por más de 500 investigadores de diferentes disciplinas de todo el país entre los que se encuentran Maristella Svampa, Lucía Maffey, Guillermo Folguera, etc., en respuesta a la anterior y en contra del proyecto, argumentando un fuerte impacto ambiental ya desde la etapa de exploración, dado que:

Las exploraciones autorizadas recientemente son en aguas ultraprofundas (entre 1.700 y 3.800 metros de profundidad), en cambio las exploraciones y explotaciones que se vienen realizando en Argentina son en aguas someras, es decir, de poca profundidad, a menos de cien metros. Aun así, (...) denuncian “desaparición” de los stocks de merluza. (Télam, 2022)

7.1.2. Explotación no convencional: shale gas, el potencial de Vaca Muerta

La producción nacional de petróleo logró una recuperación definitiva luego de la pandemia: en febrero, consiguió un crecimiento interanual del 14% propulsado por el segmento no convencional que creció un 55% comparando con el mismo mes de 2021. Este aumento de la actividad se atribuye al acrecentamiento de la producción en Vaca Muerta, formación de hidrocarburos no convencionales localizada en la provincia de Neuquén y considerada la cuarta reserva mundial no convencional de petróleo y la segunda de gas. El Gobierno confía en su desarrollo para incrementar la producción nacional de hidrocarburos y disminuir la importación de energía en el actual contexto de contracción de las reservas y de ascenso de los precios internacionales a causa del conflicto bélico en Ucrania. Por tal motivo, abrió una licitación para la construcción de la primera etapa de un gasoducto troncal desde Vaca Muerta y el Ministerio de Economía aumentó a \$200.000 millones (unos US\$ 1.826 millones) el techo de recursos asignados a los gastos energéticos de marzo (América Economía, 2022).

Según estimaciones del IAPG, el desarrollo intensivo de los hidrocarburos requerirá de una inversión de US\$ 10.000 millones anuales y de la perforación de 1.000 a 1.500 pozos al año, entre desarrollos convencionales y no convencionales. Vaca Muerta, se especula, tiene el potencial para producir unos 500.000 barriles

de petróleo al día y entre 100-150 mm³ diarios de gas lo que, de ser así, arrojaría saldos exportables anuales de gas, petróleo y derivados por US\$ 15.000 millones, comparado con los US\$ 4.000 millones que se exportan actualmente. El presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, afirmó: “Está todo bien dispuesto para un desarrollo masivo, aunque lo logrado hasta hoy no es menor”, y aludió a que dicha formación entrega el 33% de la producción total de crudo y el 48% de la producción nacional de gas natural (Ámbito, 2022).

En este sentido, a partir de la articulación del secretario de Energía, Darío Martínez, y de los presidentes del Banco Nación, Eduardo Hecker, y la Federación de Cámaras de Empresas del Sector Energético de Neuquén (FECENE), Mauricio Uribe Roca, concretaron la firma de un convenio de asistencia financiera con líneas de crédito de hasta \$3.000 millones destinadas a las micro, pequeñas y medianas empresas del sector energético de Neuquén, con el objetivo de la producción de hidrocarburos en la región.

El responsable del Banco Nación apuntó:

Para transformar las potencialidades el rol de la banca pública es estratégico. Gracias a este acompañamiento financiero las empresas energéticas neuquinas podrán aumentar sus esfuerzos con vistas a una mayor producción de hidrocarburos, el desarrollo del shale gas y contribuir a la concreción del nuevo gasoducto troncal entre Vaca Muerta-Buenos Aires y el sur de Santa Fe. Por eso, el presidente primero lanzó el Plan Gas.Ar y ahora el DNU para la licitación del gasoducto Néstor Kirchner. (Secretaría de Energía, 2022)

7.1.3. Biocombustibles: la articulación entre la renta del suelo y la del subsuelo

66

El sector de biocombustibles ha experimentando un exponencial desarrollo en nuestro país, lo ha posicionado como uno de los principales productores mundiales de biocombustibles y le ha permitido diversificar la matriz energética mediante el empleo de combustibles limpios.

En abril de 2006, como antecedente de la citada legislación, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 26.093, que regula el Régimen de Promoción para la Pro-

ducción de Biocombustibles en el Territorio de la Nación Argentina, con vigencia durante quince años hasta 2021, y cuya autoridad de aplicación definida por el Poder Ejecutivo Nacional es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía. En su artículo 5 desarrolla que “se entiende por biocombustibles al bioetanol, biodiésel y biogás, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos”. En sus artículos 7 y 8 – en los términos del Título III, artículo 4, de la Ley N° 23.966 de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural sancionada en 1998– establece que todo combustible líquido de origen fósil que se comercialice dentro del territorio nacional deberá tener un componente de biocombustible del 5% que será denominado “biodiésel” para el gasoil o diésel oil, y “bioetanol” para la nafta. Actualmente, el corte de mezcla para naftas es del 12% y para el gasoil del 10%.

La Ley N° 26.093 dictamina la creación de una Comisión Nacional Asesora, integrada por distintos organismos: Secretaría de Energía; Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos; Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable; Secretaría de Hacienda; Secretaría de Política Económica; Secretaría de Comercio, Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa; Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva; Administración Federal de Ingresos Públicos, etc. Esta Comisión nunca se conformó, y es la Secretaría de Energía la que establece el precio de adquisición del biocombustible y ejerce el monopolio de la regulación del mercado –que tiene fuerte intervención por parte del Estado.

La Ley N° 26.093, de 2006, alcanza las actividades de producción, mezcla, comercialización, distribución, consumo y uso sustentables de biocombustibles y favoreció el progreso de la industria del biocombustible. La Ley N° 26.334, de 2008, facilitó el ingreso de los ingenios azucareros a la producción de bioetanol para su mezcla con las naftas, además del maíz.

En Agosto de 2021, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.640 de aprobación del Marco Regulatorio de Biocombustibles –que comprende las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles– con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030, aunque el Poder Ejecutivo Nacional puede extenderlo, por única vez, por cinco años más. Se propone la sus-

titución de importaciones, y su autoridad de aplicación es también la Secretaría de Energía de la Nación, que preside la Comisión Especial de Biocombustibles de la que participan los Ministerios de Economía, Ciencia y Tecnología, Desarrollo Productivo, Ambiente y Agricultura. La Secretaría de Energía es asistida por un consejo formado por las provincias productoras de biocombustibles que tiene la función de formalizar la elaboración del Plan Estratégico para el Desarrollo de Biocombustibles en la Argentina, con el que contribuye la conformación de YPF Agro como canal de venta integral.

7.1.4. Energías renovables: la contracara de las fuentes primarias de energía

En 2019, el Senado y la Cámara de Diputados de la Nación Argentina sancionaron la Ley N° 27.424 que dispuso el Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, que en su artículo 2 determinó:

Declárase de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. (Infoleg)

El presidente de Y-TEC aseveró:

Argentina está trabajando en el desarrollo de energías renovables, por ejemplo en Y-TEC estamos trabajando junto con la Universidad de La Plata y Conicet en el desarrollo de las tecnologías requeridas para producir industrialmente celdas y baterías de litio y en la producción de hidrógeno verde y azul. (Télam, 2022)

En 2022, el administrador del mercado eléctrico mayorista argentino, Cammesa, señaló que dos proyectos solicitan acceso al mercado mayorista argentino y

compiten por la prioridad de despacho en la ronda de desempate: un proyecto eólico en carpeta presentado por Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) y el proyecto solar Amanecer IV propuesto por Eternum Energy para el corredor NOA (BNAmericas, 2022).

7.2. Estructura sectorial hidrocarburífera y disputa por la apropiación de renta

La industria petrolera se divide en dos grandes sectores: el *upstream*, aguas arriba, con la producción de crudo, y el *downstream*, aguas abajo, donde se realiza la refinación de la materia prima para su conversión en nafta y gasoil. En la Argentina algunas empresas están integradas y operan en ambas áreas, como YPF y Pan American Energy (PAE, dueña de Axion), y otras no lo están, como Raízen (licenciataria de las estaciones de servicio Shell) y Trafigura (dueña de Puma Energy) (Diamante, 2022). La tendencia de la industria se inclina hacia la hegemonía de las empresas con integración vertical.

Si bien ambas actividades conviven en armonía, a pesar de la distorsión de la economía argentina debida al desacople del mercado doméstico de combustibles respecto del internacional, la disparada del precio internacional del petróleo creó tensión en la relación.

La Ley de Hidrocarburos en la Argentina exige que las petroleras abastezcan al mercado local antes de ser autorizadas a exportar. En los últimos dos años, debido a las restricciones establecidas por la pandemia, la demanda de combustibles se derrumbó en el mercado interno, lo que derivó en una explosión de la exportación que permitió el posicionamiento en el mercado externo del petróleo liviano de Vaca Muerta. En los últimos meses, la demanda interna de nafta y gasoil se recuperó y superó los niveles prepandemia, mientras que, para aprovechar el ascenso del precio internacional y el aumento del nivel de productividad, las petroleras continúan exportando entre 10 y 30% de la producción (Diamante, 2022).

Esta recomposición en el *upstream* provocó críticas por parte del *downstream* pues, como resultado de la mayor exportación de las petroleras, las refinerías tienen entre 10 y 15% de capacidad ociosa que podría cubrirse para sustituir

parte de la importación de gasoil, teniendo en consideración que el mercado argentino importa el 30% de su demanda según consignó el presidente de Raízen Argentina –licenciataria de Shell–, Teófilo Lacroze.

En los últimos años, las cuatro principales refinerías en el país —las de YPF, Raízen, Axion y Trafigura— incrementaron la inversión en la capacidad de conversión del crudo liviano, que se extrae en Vaca Muerta. Históricamente, la Argentina procesaba crudo pesado del Golfo de San Jorge, pero los niveles de producción están cambiando: la producción convencional está en declino y la no convencional de Vaca Muerta en continuo crecimiento. En febrero de 2022 exhibió un incremento interanual de 55%, frente al 14% del promedio general.

Sobre las empresas refinadoras de combustibles, Lacroze manifestó:

A principio del año pasado, le dijimos como industria a la Secretaría de Energía que, si nos daban algo de acceso a divisas y no nos obligaban a renegociar la deuda unilateralmente –como reglamentó el Banco Central–, el sector podía traer US\$ 15.000 millones más de inversiones en el año y más de US\$ 4.000 millones en generación de divisas. (Diamante, 2022)

Entre los desafíos, el directivo reconoció la brecha de precios, la restricción al acceso a divisas y al mercado único y libre de cambios, y la distorsión del esquema tributario con impuestos como el de ingresos brutos y el de los combustibles, que no tiene relación con lo que sucede en el surtidor.

7.2.1. *Upstream*

El presidente de YPF, Pablo González, inauguró la XIII Exposición Internacional del Petróleo y del Gas (Argentina Oil&Gas Expo), que organizó el IAPG en el predio de La Rural desde el 20 al 24 de marzo de este año. El titular de la petrolera estuvo acompañado por Darío Martínez, quien se refirió a la crisis energética mundial y recordó el aniversario número 100 de YPF y su potencia “como empresa de bandera y a Vaca Muerta como posibilidad de garantizar el autoabastecimiento” (Infocielo, 2022).

En el marco del ciclo “Encuentro con los CEOs” de la exposición, que contó con la participación de toda la cadena productiva de la industria hidrocarburífera, se analizó la nueva coyuntura geopolítica mundial y Anadón explicó que el país podría llegar a producir 500.000 barriles de petróleo más las proyecciones estimadas para el *offshore* aún no explorado, y expresó que:

Argentina tiene que asumir como objetivo, dentro de este nuevo contexto mundial, pasar al frente y ser uno de los países de relevancia en el reemplazo de muchos de los insumos energéticos que probablemente van a empezar a faltar a nivel global.

El presidente del IAPG preguntó acerca de la posible posición de Argentina como país exportador de hidrocarburos. Al respecto, el presidente de Shell Argentina, Sean Rooney, realzó la calidad de los servicios y los recursos humanos que tiene el país para consumir ese proceso. El director general de Total Austral y director general de Cono Sur de Total Energies, Javier Rielo, acentuó que es difícil que el país llegue a exportar ya que antes hay que garantizar lo local. Manfred Böckmann, director general de Wintershall Dea Argentina, empresa operadora en las cuencas de Mendoza, Neuquén y Tierra del Fuego, sostuvo que Argentina es un pilar importante en cuanto al gas natural y que la estrategia de la compañía es enfocarse en el gas como impulso de la transición energética y desarrollar el hidrógeno.

El secretario de Energía enunció:

Estamos en un proceso de transición energética en el que el mundo elige como primer vehículo para lograr esa transición al gas (...). YPF es la locomotora de todo este desarrollo y las demás operadoras también traccionan (...). En noviembre de 2020, en pandemia, lanzamos el Plan Gas.Ar (...) y encontramos la problemática de no tener más capacidad de transporte (...). [De ahí] la decisión de poner en marcha el gasoducto Néstor Kirchner y también aumentar la producción para poder reemplazar importaciones de GNL y de los combustibles líquidos.

El director ejecutivo de YPF, Sergio Afronti, defendió la posibilidad de “convertir al país en exportador neto de energía”, proyección basada en la producción del Yacimiento de Vaca Muerta.

YPF tiene la meta de poder duplicar en cinco años la producción actual de petróleo, para pasar de los 220.000 a 450.000 barriles diario, en 2026 (...). YPF a partir de 2005 se convirtió en un comprador estructural de petróleo para su sistema de refino, por eso tenemos para finales de 2023 la meta de ser autosuficientes en la producción, y a partir de allí convertirnos en exportadores estructurales”. [Durante 2022], tiene planeado invertir US\$ 3.700 millones, lo que representa un incremento de más del 40% en comparación a 2021; el plan de inversiones estará focalizado nuevamente en el upstream, con un monto previsto de US\$ 2.800 millones, de los cuales US\$ 1.600 millones serán destinados específicamente al desarrollo de la actividad no convencional. (Ferrari, 2022)

Marcos Bulgheroni, group CEO de Pan American Energy, describió que los precios altos *“son una mala noticia para la balanza comercial del país”* y destacó los proyectos de construcción de una planta de GNL que demandará una inversión de entre US\$ 10 y 15 mil millones, de un gasoducto desde Vaca Muerta, y de almacenamiento e infraestructura portuaria para la generación de 4,5 a 13 millones de toneladas de GNL.

Horacio Turri, director ejecutivo de Exploración y Producción de Pampa Energía –sexta productora de hidrocarburos de Argentina y con una participación del 8% en la explotación de Vaca Muerta–, precisó que proyecta para su incorporación al Plan Gas.Ar que impulsó el Gobierno, una inversión de US\$ 800 millones y un aumento en la producción de gas del 60% con la perforación de 20 nuevos pozos y la construcción de una nueva planta de tratamiento de gas en el yacimiento El Mangrullo, en Neuquén (Ámbito, 2022). Comparó con la situación agrícola de fines del siglo XIX –en la que un recurso excesivo para la demanda interna se activó por la exportación con el tendido de los ferrocarriles–, al actual contexto del siglo XXI –en el que Vaca Muerta requiere del tendido de gasoductos que permitan industrializar y transportar ese gas, con miras a la transición energética que va a durar 50 años (Perfil, 2022).

7.2.2. Downstream

También en el ciclo “Encuentro con los CEOs” de la Argentina Oil&Gas Expo, Lacroze destacó la necesidad de definir una política de precios y de acceder a divisas y a más crudo disponible pues algunas refinerías tienen ociosidad.

En el marco de la recomposición de la actividad económica con la salida de la pandemia, se registró una fuerte recuperación de la demanda de combustibles: en diciembre de 2021, las ventas de naftas fueron las más altas de la historia y se situaron un 8% por encima del mismo mes de 2019, mientras que las de diésel subieron un 10%. Esto permitió, en febrero de 2022 y luego del congelamiento de los precios de comercialización en el mercado interno de los combustibles a US\$ 55 por barril, vigente desde marzo de 2021, la definición por parte de YPF de un aumento promedio del 10% en los combustibles y la subsiguiente negociación con las refinadoras de empresas como Vista Oil & Gas, Pluspetrol, Tecpetrol, Sinopec, ENAP, Chevron, Shell y Exxon, a US\$ 56 en alza. Teniendo en consideración que la paridad de exportación ronda los US\$ 75, la entrega del producto en el mercado local representaba para esas empresas una pérdida de casi US\$ 20 (Spaltro, 2022).

Al aumento de naftas se sumó el de los biocombustibles que se usan obligatoriamente para cortar la mezcla. Mediante la Resolución N° 66/2022 del Ministerio de Economía, el Gobierno dispuso oficialmente un aumento del 10,2% en el precio del bioetanol, elaborado a base de caña de azúcar y de maíz y destinado a su mezcla obligatoria con nafta. En julio de 2021, como dijimos, se aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles, que comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles (El Cronista, 2022).

Por el Decreto N° 98/2022 –firmado por el presidente Fernández, el jefe de Gabinete, Juan Manzur, y el ministro Guzmán–, se postergó hasta junio de 2022 el aumento de los gravámenes a los combustibles líquidos y al dióxido de carbono, que debía entrar en vigencia el pasado 1 de diciembre de 2021 y se había prorrogado al 1 de marzo de 2022. El texto de la norma recuerda que las actualizaciones impositivas previstas para la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil, están demoradas: “se han diferido sucesivamente hasta diversas fechas los efectos de los incrementos en los montos fijados en la Ley 23.966 de impuestos sobre combustibles líquidos” (El Cronista, 2022).

Sin embargo, a pesar de estas disposiciones destinadas a la recomposición sectorial, la entidad representante del sector de la comercialización afirmó que la

suba de precios de los combustibles no alcanza a compensar el aumento de los costos operativos derivado del avance de la inflación y la disparada del precio internacional del petróleo por la guerra entre Ucrania y Rusia. “La inflación interanual es de 50,7% y el incremento de los combustibles a la fecha es de 21,6%. A eso se sumó que estuvimos con los precios contenidos durante nueve meses y la implementación de cupos para la venta”, detalló Gabriel Bornorini, presidente de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos de Argentina (CECHA), institución gremial empresarial que integra a las federaciones, asociaciones y cámaras de expendedores de combustibles (Infobae, 2022).

La entidad propone, por un lado, el restablecimiento del programa de asistencia estatal al sector REPRO, o ATP para pagar salarios; y por otro lado, la determinación por parte del Estado de condiciones tributarias para las petroleras que les permitan mejorar el margen de rentabilidad para con las estaciones (Infobae, 2022). En síntesis, la Confederación reclamó la intervención del Gobierno para avanzar en un acuerdo entre las empresas petroleras, el Estado y las estaciones de servicio, en lo que respecta a los márgenes de ganancia.

8. Conclusiones

Este proyecto partió de la hipótesis que postula que, en la etapa actual de la industria energética, en el espacio de acumulación nacional e internacional, se presenta un proceso de redefinición de los modos de intervención del Estado en la producción y distribución de la renta; y que la renacionalización de los hidrocarburos guarda relación con demandas de restauración de la función clásica del Estado como centralizador de capitales en la explotación petrolera, gasífera y carbonífera –con la concentración en la empresa estatal de la función de operador prioritario en todas las ramas de producción de renta del suelo y del subsuelo– para la creación de las condiciones de valorización del capital que cumple su ciclo de acumulación en el espacio nacional y en el sector hidrocarburífero en particular.

Teniendo en consideración la especificidad del ámbito nacional de acumulación, la capacidad de valorización del capital industrial conlleva la cuestión de la redistribución de la renta diferencial entre distintos sectores sociales por mediación

del Estado nacional, a través de políticas fiscal-tributarias, cambiarias y de control de precios.

Se comprobó que la matriz energética nacional es altamente dependiente de las fuentes primarias de energía, en particular de las hidrocarburíferas, y entre ellas principalmente del gas natural. El descenso de la producción y la disminución de las reservas comprobadas derivada del mismo, como resultantes de la contracción de la inversión en exploración de riesgo en áreas convencionales, desembocaron en la pérdida del autoabastecimiento energético, que devino en un desequilibrio en la balanza comercial y fiscal, lo que constituyó la problemática energética en una restricción económica con repercusión política.

El balance comercial de la década de 2010 a 2020 registró un aumento promedio de las importaciones de gas desde Bolivia –resultado de un incremento de la importación de gas natural superior al declive que describió la de GNL–, y una disminución anual promedio de las exportaciones energéticas que, sin embargo, redundó en superávit comercial energético para 2020, relacionado con la restricción que la pandemia por Covid-19 estableció para las actividades de producción y circulación local.

La Ley N° 26.741 de 2012 dispuso la nacionalización de los hidrocarburos y la diversificación de la matriz energética nacional, y definió como principios de la Política Hidrocarburífera la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. En 2021, YPF proclamó su propósito de promover la transición energética, entendida como cambio estructural en el sistema de provisión y utilización de la energía.

El Estado nacional dispuso dos instrumentos jurídico-políticos para la intervención del mercado de hidrocarburos: por un lado, la definición de su carácter de recursos estratégicos, que faculta al gobierno nacional a reglamentar la política federal en materia energética e hidrocarburífera a través del Código de Minería; y, por otro lado, la definición de la provisión de energía como servicio público, que faculta al gobierno nacional para regular su comercialización internacional (Cerretani, 2015).

Como se anticipó en trabajos anteriores (Cerretani, 2015, 2019) la intervención del Estado nacional actúa para asegurar la apertura de un mercado de recursos estratégicos, el acceso de capitales privados transnacionales a una tasa extraordinaria de rentabilidad, y el avance hacia la libre remisión de utilidades al exterior. Asimismo, para abonar las condiciones de acumulación requeridas por capitales de mayor magnitud para operar en el ámbito nacional, el Estado apela a la asignación de transferencias de renta a través de subsidios energéticos y de programas de incentivo a la inversión: Plan Gas.Ar, Proyecto de Ley de Régimen de promoción de inversiones hidrocarburíferas con vigencia por veinte años, compuesto por regímenes específicos para las diferentes actividades del sector – exploración y producción de petróleo y de gas (RGPP y RGPG), exploración, producción, industrialización y transporte de hidrocarburos y derivados (REPH), grandes inversores (RECH) y proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera (RPPH)–; Plan de Infraestructura Gasífera Transport.Ar que programa el tendido del nuevo gasoducto troncal Néstor Kirchner (en etapa de licitación) para evacuar la producción de Vaca Muerta y con la misma promover proyectos de exportación de GLP y de construcción de una planta de GNL, y proveer a los proyectos petroquímicos parados.

Actualmente, los mercados hidrocarburíferos nacional y regional propician la explotación no convencional en un sistema industrial de extracción y la producción petroquímica en un contexto de progresiva concentración, centralización, extranjerización e integración vertical y regional del capital que en él opera, con predominio de los capitales inglés y estadounidense, históricamente hegemónicos en el sector.

En diciembre de 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2020. En marzo de 2020, el Decreto N° 260 amplió, por un año, la emergencia pública en materia sanitaria dada la pandemia de coronavirus

declarada por la OMS, y así autorizó atribuciones excepcionales para el Poder Ejecutivo Nacional.

También en marzo de 2020, el Decreto N° 311/2020 de Declaración de la Emergencia Sanitaria por pandemia de Covid-19, a fin de asegurar el adecuado abastecimiento, dispuso la interrupción del corte o suspensión del suministro por parte de las empresas prestadoras de energía eléctrica, gas y otros servicios en caso de falta de pago, y el congelamiento de los precios de comercialización de GLP destinado al consumo interno. El Decreto N° 277/2020, en tanto, dispuso la intervención del ENRE y el Decreto N° 278/2020 la de ENARGAS. Es decir, la situación epidemiológica fue condición para el reordenamiento energético de los servicios públicos y para el acrecentamiento de la brecha entre el precio local y el internacional de los hidrocarburos.

El Decreto N° 706/2020 de Modificación de la Ley de Ministerios restituyó la Secretaría de Energía –responsable de la política nacional en materia energética– como organismo dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, y nombró a Martín Guzmán como titular designado a cargo de dicha cartera de gobierno.

En agosto de 2021, con vigencia hasta 2030, y el propósito de sustitución de importaciones, se sancionó la Ley N° 27.640 de aprobación del Marco Regulatorio de Biocombustibles para las actividades de elaboración, almacenamiento, comercialización y mezcla de biocombustibles, y se asignó a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, como autoridad de aplicación de dicha ley.

En octubre de 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 1036, Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030, en línea con la CMNUCC y con los objetivos estratégicos del Congreso Anual de la AIE; aunque la tendencia mundial es contraria a la transición energética, pues la coyuntura de escasez que la guerra establece y que desnuda la dependencia estructural europea –y estadounidense– respecto del gas natural ruso crea condiciones propicias para un retorno al gas y al carbón.

En el contexto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, declarado en febrero de 2022, y de la consiguiente profundización de la crisis energética por el peligro de desabastecimiento que plantea –puesto que la OPEP+ es proveedora prevalente de las importaciones de petróleo y de gas de la Unión Europea–, la AIE y la Secretaría de Energía de Estados Unidos se comprometieron a contribuir con la transición energética y a comprimir su importación de hidrocarburos rusos. Para ello convinieron aumentar y –de ser necesario– liberar reservas estratégicas, ampliar su eficiencia energética, y reemplazar suministros. Esto posibilitaría penetrar esos mercados con la exportación de la producción nacional argentina de GNL; por eso, durante la reunión anual de la AIE y luego de la adhesión de la Argentina como miembro asociado de esa entidad, el ministro Guzmán afirmó que “la transición energética también es una cuestión de balanza de pagos”.

Este panorama de enfrentamiento militar internacional que protagoniza el principal productor mundial de gas potencia el aumento en los precios del petróleo y del gas, propiciado por la reactivación económica global de la postpandemia. Esta perspectiva de ascenso en la cotización internacional de los hidrocarburos – particularmente del gas, del que depende el país para sostener su provisión energética y su actividad productiva– perjudica la posibilidad de cumplimiento de los compromisos asumidos por la Argentina en su acuerdo con el FMI, en lo que respecta a la disminución del déficit fiscal mediante la quita de subsidios a la energía, puntualmente porque Argentina precisa incrementar su importación de gas natural licuado debido al descenso sostenido en la producción nacional de esos recursos.

Acorde a las apreciaciones del IAE y de la CADE, el desarrollo de la explotación marítima podría transformar al país en exportador de energía. Además, según estimaciones del IAPG, el desarrollo intensivo de los hidrocarburos, entre proyectos convencionales y no convencionales, exigirá una inversión de US\$ 10.000 millones anuales, para aumentar la producción y para la construcción de una planta de GNL. Asimismo, se parte de la proyección de que Vaca Muerta –formación que entrega 33% de la producción total de crudo y 48% de la producción nacional de gas natural– poseería el potencial de producir saldos exportables anuales de gas,

petróleo y derivados por US\$ 15.000 millones y de “convertir al país en exportador neto de energía” según el propio director ejecutivo de YPF.

El Estado nacional –por medio de líneas de crédito para el sector a través del Banco Nación y de los regímenes de promoción a la inversión que consisten en medidas de exención impositiva, bonificación de derechos de importación, reducción de retenciones a la exportación, cesión de áreas de explotación de petróleo y gas, según indica un informe de la Oficina de Presupuesto del Congreso de la Nación– instituye al Presupuesto General de la Administración Pública Nacional en fuente de financiación para esta inversión, que genera las condiciones de valorización de los capitales que operan en el sector y les garantiza márgenes de acumulación extraordinarios, sin obligación de reinversión de los mismos en el mercado interno y con autorización para la remisión de utilidades al exterior. A la vez que atenta contra los compromisos asumidos con la AIE y el FMI de abogar por la transición energética –en tanto la exoneración alcanza al impuesto al dióxido de carbono además del Impuesto a las Ganancias– y de acotar el déficit fiscal asociado a la erogación estatal para subsidios energéticos.

Completa esta dinámica de financiación con capitales públicos nacionales de la valorización de capitales privados extranjeros la flexibilización de las restricciones cambiarias y las regulaciones de la cuenta de capital para las empresas del sector; expresada mediante la elevación del tope de acceso a las divisas para la importación de combustibles por parte de las petroleras locales, prometida al FMI y prescrita por la Comunicación “A” 7469 del Banco Central, que resultó en un incremento de 230% de los egresos de dólares por importaciones de energía en 2022 respecto de los valores registrados en 2021, según lo exhibido en el balance cambiario del BCRA.

Argentina es importadora de petróleo: el mercado argentino importa el 30% de su demanda. Desde 2005, YPF se convirtió en comprador estructural de petróleo para su sistema de refino, lo comercializa en el mercado interno y, junto con las productoras integradas, regula el precio local que así difiere del precio internacional. Esto desata una disputa entre las petroleras y las refinadoras, pues debido a la mayor exportación de las petroleras, las refinadoras tienen capacidad ociosa que

podría cubrirse para sustituir parte de la importación de gasoil: la demanda de las empresas refinadoras de combustibles ante la Secretaría de Energía consiste en la no renegociación unilateral de la deuda con el Banco Central y en una resolución de la restricción al acceso a divisas y al mercado único y libre de cambios y de la distorsión del esquema tributario y de precios. A estos reclamos se suman los de la CECHA, por el restablecimiento del programa de asistencia estatal del sector REPRO o ATP.

En síntesis, solicitan la intervención del Estado para avanzar en un acuerdo entre las distintas fracciones del sector en lo que respecta a los márgenes de ganancia y a la participación en la apropiación de utilidades y divisas.

Bibliografía

- Basualdo, E. (2011). *Sistema político y modelo de acumulación. Ensayos sobre la Argentina actual*. Buenos Aires: Editorial Atuel.
- Carrizo, S., Núñez Cortés, M., y Gil, S. (2016). *Transiciones energéticas en la Argentina*. UNICEN-UNSAM.
- Cerretani, L. S. (2015). *La ecuación energética*. Ponencia presentada en las II Jornadas de Sociología de la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina.
- Cerretani, L. S. (2019). *La Ley N° 26.741 de Nacionalización de Hidrocarburos*. Ponencia presentada en las II Jornadas de Sociología de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- 80 Dachevsky, F. (2013). *Tierra y capital en la industria petrolera argentina. El desarrollo de la propiedad nacional de los hidrocarburos (1907-1975)*. (Tesis de Doctorado).
- Fitzsimons, A. (2019). La especificidad de la renta de la tierra en la industria petrolera desde una perspectiva marxiana. *Cuadernos de Economía*, 38(76), 1-22.
- Iñigo Carrera, J. (2007). *La formación económica de la sociedad argentina (Volumen 1)*. Buenos Aires: Imago Mundi.

- Kozulj, R. (2015). *El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Viedma.
- Marx, K. (2002). *El Capital* (Tomos I, II y III). Buenos Aires: Editorial Siglo XXI.
- Marx, K. (2009). *Elementos fundamentales para la crítica de la economía política (Grundrisse) 1857-1858* (Tomo 1). Madrid: Siglo XXI.
- Mommer, B. (1989). *La cuestión petrolera*. Caracas: UCV.
- Ortiz, R., y Schorr, M. (2007). *Continuidades y rupturas en el régimen de acumulación del capital en la Argentina*. Ponencia presentada en el I Congreso Latinoamericano de Historia Económica, Montevideo, Uruguay.
- Peralta Ramos, M. (2007). *La economía política argentina: poder y clases sociales 1930-2006*. Buenos Aires: Fondo de Cultura Económica.
- Pérez Roig, D. (2012). Los hidrocarburos no convencionales en el escenario energético argentino. *Theomai*, (25).
- Recalde, M. (2012, julio-septiembre). Los recursos energéticos en Argentina: análisis de la renta. *Revista Problemas del Desarrollo*, 170(43).

Bibliografía jurídica y periodística:

- Argentina se sumó a la Agencia Internacional de Energía como miembro asociado. (24 de marzo de 2022). *Perfil*. Recuperado de: <https://www.perfil.com/noticias/economia/argentina-se-sumo-a-la-agencia-internacional-de-energia-como-miembro-asociado.phtml>.
- Aumentaron las naftas y ahora también el biocombustible: cómo quedan los precios. (8 de febrero de 2022). *El Cronista*. Recuperado de: <https://www.cronista.com/economia-politica/aumentaron-las-las-naftas-y-ahora-tambien-el-biocombustible-como-quedaron-los-precios/>.
- Biden prohíbe en EEUU la importación de hidrocarburos de Rusia. (8 de marzo de 2022). *Télam*. Recuperado de: <https://www.telam.com.ar/notas/202203/585688-estados-unidos-embargo-hidrocarburos-rusia.html>.

Combustibles: el Gobierno postergó la actualización del impuesto a los hidrocarburos. (27 de febrero de 2022). *El Cronista*. Recuperado de: <https://www.cronista.com/economia-politica/combustibles-el-gobierno-postergo-la-actualizacion-del-impuesto-a-los-hidrocarburos/>.

Comunicado Presidencia de la República Dominicana. (9 de marzo de 2022). Gobierno dominicano y argentino suscriben acuerdo de cooperación para el desarrollo del sector de hidrocarburos. *BNAmericas*. Recuperado de: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/gobierno-dominicano-y-argentino-suscriben-acuerdo-de-cooperacion-para-el-desarrollo-del-sector-de-hidrocarburos>

Concina, N. (27 de febrero de 2022). La ciencia frente al debate sobre la explotación de hidrocarburos offshore en el Mar Argentino. *Télam*. Recuperado de: <https://www.telam.com.ar/notas/202202/584775-ciencia-explotacion-hidrocarburos-offshore-mar-argentino.html>

Diamante, S. (24 de marzo de 2022). US\$15.000 millones: la cifra millonaria en inversiones que promete una industria si se dan ciertas condiciones. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.lanacion.com.ar/economia/us14000-millones-la-cifra-millonaria-en-inversiones-que-promete-una-industria-si-se-dan-ciertas-nid24032022/>.

El gobierno nacional dispuso el aumento de los combustibles. (26 de marzo de 2022). *El Cronista*. Recuperado de: <https://www.cronista.com/economia-politica/combustibles-el-gobierno-nacionl-dispuso-el-aumento-de-los-combustibles/>.

El presidente de YPF inauguró la expo de hidrocarburos. (21 de marzo de 2022). *Infocielo*. Recuperado de: <https://infocielo.com/ypf/el-presidente-ypf-inauguro-la-expo-hidrocarburos-n733658>.

Ferrari, N. (27 de marzo de 2022). Los desafíos del petróleo y el gas. *Diario Jornada*. Recuperado de: https://www.diariojornada.com.ar/322360/economia/Los_desafios_del_petroleo_y_el_gas.

Gandini, N. (29 de junio de 2021). Exclusivo: el proyecto de Ley de Hidrocarburos, artículo por artículo. *Ecojournal*. Recuperado de: <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>.

Gilbert, A. (26 de marzo de 2022). El FMI aprueba el acuerdo con Argentina pero reconoce dificultades para su cumplimiento. *El periódico de Aragón*. Recuperado de: <https://www.elperiodicodearagon.com/internacional/2022/03/26/fmi-aprueba-acuerdo-argentina-reconoce-64311065.html>.

Infoleg. (2022). Infoleg. Información Legislativa y Documental. Recuperado de: <http://www.infoleg.gob.ar/>.

Las estaciones de servicio alertan que están en estado crítico y piden ayuda al Gobierno para pagar salarios. (14 de marzo de 2022). *Infobae*. Recuperado de: <https://www.infobae.com/economia/2022/03/14/las-estaciones-de-servicio-alertan-que-estan-en-estado-critico-y-piden-ayuda-al-gobierno-para-pagar-salarios/>.

Las islas Malvinas exportan por US\$ 298 millones y su principal recurso es la pesca. (26 de marzo de 2022). *Télam*. Recuperado de: <https://www.telam.com.ar/notas/202203/587617-islas-malvinas-exportan-us-298-millones-principal-recurso-pesca.html>.

Marín, L. D. (4 de marzo de 2022). Hidrocarburos caros ¿la clave para la transición energética? *El financiero*. Recuperado de: <https://www.elfinancierocr.com/opinion/hidrocarburos-caros-la-clave-para-la-transicion/WADUZQUMXBCHJJY6PHUDIE6XOQ/story/>.

Origlia, G. (10 de marzo de 2022). Hidrocarburos off shore: ¿puede la Argentina pasar a exportar petróleo? *La Nación*. Recuperado de: <https://www.lanacion.com.ar/economia/comercio-exterior/hidrocarburos-off-shore-puede-la-argentina-pasar-a-exportar-petroleo-nid10032022/>.

Países de la AIE recortarán radicalmente importaciones de hidrocarburos de Rusia. (24 de marzo de 2022). *Agencia EFE*. Recuperado de: <https://gestion.pe/economia/mercados/paises-de-la-aie-recortaran-radicalmente-importaciones-de-hidrocarburos-de-rusia-noticia/?ref=gesr>.

Penelli, S D. (13 de marzo de 2022). Argentina ofrece a EEUU petróleo y gas de Vaca Muerta a cambio de GNL y más inversiones. *Ámbito*. Recuperado de: <https://www.ambito.com/energia/gas/argentina-ofrece-eeuu-petroleo-y-vaca-muerta-cambio-gnl-y-mas-inversiones-n5392474>

Proyectos solicitan acceso a mercado mayorista argentino y compiten por prioridad de despacho. (24 de marzo de 2022). *BNAmericas*. Recuperado de: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/proyectos-solicitan-acceso-a-mercado-mayorista-argentino-y-compiten-por-prioridad-de-despacho>.

¿Puede Argentina posicionarse como un país exportador de hidrocarburos? (23 de marzo de 2022). *Perfil*. Recuperado de: <https://www.perfil.com/noticias/economia/puede-argentina-posicionarse-como-un-pais-exportador-de-hidrocarburos.phtml>.

Reuters. (21 de marzo de 2022). Argentina registra en febrero la mayor producción de barriles de petróleo en 11 años. *América Economía*. Recuperado de: <https://www.americaeconomia.com/record-produccion-petroleo-argentina>.

Rusia afirma que sin sus hidrocarburos el mercado mundial colapsará. (23 de marzo de 2022). *El periódico de la energía*. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/rusia-dice-que-sin-sus-hidrocarburos-el-mercado-mundial-colapsara/>.

Secretaría de Energía. (02 de marzo de 2022). *La Secretaría de Energía, el Banco Nación y FECENE acuerdan \$ 3.000 millones de financiamiento para las pymes de Vaca Muerta, en Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación Argentina*. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/la-secretaria-de-energia-el-banco-nacion-y-fecene-acuerdan-3000-millones-de-financiamiento>.

Spaltro, S. (03 de febrero de 2022). Combustibles: los efectos del aumento de 9% en la cadena petrolera. *El Cronista*. Recuperado de: <https://www.cronista.com/economia-politica/combustibles-los-efectos-del-aumento-de-9-en-la-cadena-petrolera/>.

Télam. (26 de marzo de 2022). El archipiélago posee un yacimiento marítimo con un potencial que llega casi la mitad de Vaca Muerta. *Grupo La Provincia*. Recuperado de: <https://www.grupolaprovincia.com/economia/el-archipelago-posee-un-yacimiento-maritimo-con-un-potencial-que-llega-casi-la-mitad-de-vaca-muerta-907304>