



PROYECTO DE LEY

El Senado y la Cámara de Diputados de la Nación Argentina, reunidos en Congreso, sancionan con fuerza de ley:

EXPROPIACIÓN Y NACIONALIZACIÓN BAJO CONTROL OBRERO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA

TÍTULO I

Expropiación y nacionalización de la industria hidrocarburífera

ARTÍCULO 1°.- Créase Yacimientos Petrolíferos Fiscales, en adelante YPF, como empresa estatal única, íntegramente propiedad del Estado nacional y bajo control obrero, con exclusividad sobre la planificación, exploración, extracción, tratamiento, transporte, industrialización, refinación, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos de cualquier fuente.

La exclusividad comprenderá los hidrocarburos convencionales y no convencionales, la explotación costa afuera, el gas natural licuado, el gas licuado de petróleo, los combustibles y demás productos derivados de los hidrocarburos.

YPF será una persona jurídica de derecho público y no se encontrará comprendida en el régimen de sociedades anónimas establecido por la Ley General de Sociedades 19.550. No podrá transformarse en sociedad anónima, sociedad anónima unipersonal ni en ninguna otra figura societaria de derecho privado, ni ser incorporada a ningún régimen de privatización, concesión o participación público-privada.

El control estratégico estatal y obrero se ejercerá sobre la totalidad de los eslabones del circuito productivo y tendrá como prioridades el abastecimiento de la población, el desarrollo industrial, la protección ambiental, las condiciones laborales y la transición hacia una matriz energética sustentable.

ARTÍCULO 2°.- Deróganse:

a) La Ley 17.319 de Hidrocarburos y todas sus normas modificatorias y complementarias.

- b) La Ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos, Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima, Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. y sus disposiciones complementarias.
- c) La Ley 24.076, Marco Regulatorio del Gas, y sus normas modificatorias y complementarias.
- d) La Ley 26.020, Marco Regulatorio para la Industria y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, y sus normas modificatorias y complementarias.
- e) La Ley 26.197.
- f) La Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina y todas las normas que la complementen o modifiquen.
- g) La Ley 27.007.
- h) Los artículos 101 a 163 de la Ley 27.742, referidos a hidrocarburos, gas natural y creación del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad.
- i) El Título VII de la Ley 27.742, Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones, en cuanto resulte aplicable a proyectos de exploración, explotación, transporte, industrialización, almacenamiento, procesamiento, licuefacción, exportación o comercialización de hidrocarburos y sus derivados.
- j) Los decretos 1277/2012, 929/2013, 192/2017 y 962/2017 y todas las normas que los complementen o modifiquen.
- k) Las disposiciones del Decreto de Necesidad y Urgencia 70/2023 vinculadas con la desregulación, privatización y libre comercialización de la actividad energética e hidrocarburífera.
- l) El Decreto 749/2024, reglamentario del RIGI, y sus modificatorios 940/2024, 1028/2024 y 105/2026, en cuanto resulten aplicables a la industria hidrocarburífera.
- m) El Decreto 1057/2024, reglamentario de los artículos 101 a 152 de la Ley 27.742, y sus normas complementarias.
- n) El Decreto 1060/2024 y las normas dictadas para la privatización, concesión o gestión privada de las obras de ampliación del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno.
- ñ) Toda norma que autorice la libre importación o exportación de petróleo, gas natural, gas natural licuado, gas licuado de petróleo, combustibles y productos derivados, o que vincule sus precios internos con el dólar, la paridad de importación, la paridad de exportación o los precios internacionales.

ARTÍCULO 3°.- Anúlense, sin indemnización ni compensación alguna, todos los permisos de exploración, concesiones de explotación, concesiones de transporte, autorizaciones de almacenamiento subterráneo, habilitaciones de procesamiento,

autorizaciones de exportación y demás derechos otorgados a personas humanas o jurídicas privadas para realizar actividades comprendidas en la presente ley.

Quedan comprendidas las concesiones convencionales y no convencionales, las concesiones de explotación costa afuera, las autorizaciones de transporte y almacenamiento y todas sus prórrogas, reconversiones, subdivisiones, cesiones o renovaciones.

La totalidad de la exploración, explotación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos será realizada de manera exclusiva por YPF.

ARTÍCULO 4°.- Déjanse sin efecto las autorizaciones, certificados y derechos de exportación de gas natural, gas natural licuado, petróleo crudo, gas licuado de petróleo, combustibles y demás derivados otorgados antes de la entrada en vigencia de la presente ley.

Quedan expresamente anuladas las autorizaciones de libre exportación de gas natural licuado y los certificados otorgados por plazos de hasta treinta años, incluidos aquellos concedidos en el marco de las resoluciones 145/2025, 157/2025 y 165/2025 de la Secretaría de Energía y sus normas complementarias.

Las exportaciones solo podrán ser realizadas por YPF cuando se encuentren plenamente satisfechas las necesidades de consumo de la población, la industria, el transporte y la generación eléctrica, de acuerdo con el plan elaborado por el Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 5°.- Quedan sin efecto las adhesiones, autorizaciones y beneficios concedidos en el marco del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones a proyectos vinculados con la industria hidrocarburífera.

La revocación comprenderá los beneficios tributarios, aduaneros y cambiarios, la libre disponibilidad de divisas, la estabilidad normativa y fiscal, las garantías de exportación, los derechos adquiridos invocados por los Vehículos de Proyecto Único y la posibilidad de recurrir a tribunales arbitrales nacionales o internacionales.

Quedan incluidos los proyectos de oleoductos, gasoductos, plantas de procesamiento, terminales portuarias, buques o instalaciones de licuefacción, proyectos de gas natural licuado y cualquier infraestructura destinada a la exportación de hidrocarburos o sus derivados.

ARTÍCULO 6°.- Decláranse de utilidad pública y sujetos a expropiación a favor del Estado nacional la maquinaria, las instalaciones, los edificios, pozos, yacimientos, plantas de tratamiento y procesamiento, oleoductos, gasoductos, poliductos, refinerías, instalaciones petroquímicas, terminales portuarias, buques de licuefacción, tanques de almacenamiento, vías de comunicación, vehículos, tanques cisterna, estaciones de distribución y todos los demás bienes muebles, inmuebles e intangibles afectados a la exploración, producción, tratamiento, industrialización, transporte, almacenamiento, distribución o comercialización de hidrocarburos.

Quedan alcanzados los bienes pertenecientes a las empresas productoras, operadoras, refinadoras, transportistas y comercializadoras, cualquiera sea la cantidad de trabajadores que empleen.

También podrán ser expropiadas las empresas contratistas o de servicios petroleros que ocupen a más de cien trabajadores, así como aquellas que, aunque cuenten con una dotación inferior, se hayan declarado en quiebra, abandonado la actividad, paralizado instalaciones o dispuesto suspensiones o despidos sin causa.

ARTÍCULO 7°.- Decláranse de utilidad pública y sujetos a expropiación:

- a) La totalidad de las acciones de YPF S.A. que no pertenezcan al Estado nacional o a los Estados provinciales.
- b) La totalidad de las acciones privadas de YPF GAS S.A.
- c) Las participaciones privadas en sociedades controladas, vinculadas o participadas por YPF S.A. que desarrollen actividades comprendidas en esta ley.
- d) Las acciones, participaciones y activos privados de las sociedades constituidas para desarrollar oleoductos, gasoductos, plantas de licuefacción, terminales de exportación y demás proyectos estratégicos de infraestructura hidrocarburífera.

ARTÍCULO 8°.- Las expropiaciones establecidas en los artículos 6° y 7° se efectuarán sin que la indemnización pueda superar el valor total de un peso (\$1).

Para determinar la procedencia de cualquier reconocimiento se computarán las remesas de utilidades, dividendos, subsidios, beneficios fiscales, pasivos ambientales, deudas tributarias, incumplimientos contractuales, daños contra el Estado, evasión de aportes laborales y previsionales y toda otra acreencia pública contra las empresas y sus accionistas.

ARTÍCULO 9°.- El conjunto de los bienes, acciones y derechos expropiados por la presente ley pasará inmediatamente a ser propiedad de YPF.

La empresa estatal asumirá la operación de las instalaciones sin interrupción de la producción, bajo la dirección de los Consejos de Empresa y del Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 10°.- La totalidad de los trabajadores de las empresas nacionalizadas, en sus distintas categorías, pasarán a integrar la planta permanente de YPF dentro del mejor convenio colectivo vigente en la actividad, que será reconocido como convenio único.

La incorporación comprenderá al personal operativo, técnico, profesional, administrativo y de maestranza, así como a quienes se encuentren contratados, tercerizados, fuera de convenio, bajo convenios correspondientes a otras actividades o fraudulentamente registrados como trabajadores autónomos.

Se conservarán íntegramente la antigüedad, categoría, remuneración, jornada, licencias y demás derechos adquiridos. La nacionalización no podrá ser invocada como causa de despido, suspensión, rebaja salarial, modificación perjudicial de funciones ni desconocimiento de derechos laborales.

ARTÍCULO 11°.- Los extrabajadores de YPF que no hayan alcanzado el beneficio jubilatorio podrán ingresar como trabajadores de la empresa estatal a su sola solicitud, en tareas acordes con sus conocimientos, experiencia, condiciones de salud y edad, como forma de reparación histórica.

TÍTULO II

Del control obrero

ARTÍCULO 12°.- Establécese el control obrero mayoritario sobre la exploración, extracción, tratamiento, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sobre todas las empresas industriales y de servicios relacionadas con la actividad.

A tal efecto, créanse los Consejos de Empresa y el Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 13°.- Ejercerán el control obrero todos los trabajadores de cada unidad operativa de YPF o empresa contratista mediante representantes elegidos en asamblea general o por voto directo y secreto, según lo decidan los propios trabajadores.

Las elecciones se realizarán sin distinción de afiliación sindical, modalidad contractual, categoría o convenio colectivo. Los trabajadores tercerizados tendrán los mismos derechos de participación y elección que el personal contratado directamente.

ARTÍCULO 14°.- Cada unidad operativa elegirá un Consejo de Empresa integrado por un mínimo de cinco y un máximo de quince trabajadores.

La gestión de cada unidad operativa estará a cargo del respectivo Consejo de Empresa. Los mandatos durarán dos años y sólo podrán renovarse una vez de manera consecutiva. Todos los cargos serán revocables en cualquier momento por decisión de la mayoría simple de los trabajadores reunidos en asamblea.

Los integrantes de los Consejos continuarán percibiendo la remuneración correspondiente a su puesto de trabajo y no recibirán adicionales vinculados con el ejercicio de su representación.

ARTÍCULO 15°.- Los trabajadores de cada unidad operativa elegirán entre los integrantes del Consejo de Empresa un representante para el Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

El Consejo General tendrá a su cargo el control obrero del conjunto de la industria y elaborará los planes nacionales de producción, inversión, industrialización, abastecimiento, exportación y transición energética.

Los Consejos de Empresa ejecutarán esos planes en cada unidad operativa y deberán informar periódicamente a las asambleas de trabajadores sobre su cumplimiento.

TÍTULO III

De la participación de las comunidades

ARTÍCULO 16°.- Los habitantes de las localidades y los integrantes de los pueblos originarios ubicados en territorios en cuyo suelo, subsuelo o mar adyacente existan yacimientos o infraestructura hidrocarburífera elegirán representantes ante el Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 17°.- Cada pueblo originario alcanzado por el artículo 16 elegirá un representante permanente ante el Consejo General, con voz y voto, que sólo podrá ser revocado o reemplazado por la propia comunidad.

Los representantes velarán por el respeto de los derechos colectivos, territoriales, ambientales y culturales de sus comunidades, incluida la consulta previa, libre e informada sobre cualquier actividad o proyecto que pueda afectarlas.

La consulta no podrá ser reemplazada por audiencias públicas, procedimientos administrativos generales ni acuerdos celebrados sin mandato de la comunidad.

ARTÍCULO 18°.- Los habitantes de cada localidad comprendida en el artículo 16, a partir de los dieciséis años, elegirán mediante voto directo, secreto y obligatorio a un representante.

Los mandatos durarán dos años y podrán renovarse una sola vez de manera consecutiva. Los representantes serán revocables en cualquier momento por decisión de sus electores.

ARTÍCULO 19°.- Las organizaciones socioambientales y ambientalistas elegirán mediante asamblea general tres representantes para integrar el Consejo General de la Industria Hidrocarburífera.

Su función será controlar los impactos ambientales y sanitarios de la actividad, exigir la reparación integral de los daños existentes y participar en la elaboración de un plan de transición energética que reduzca progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles sin descargar sus costos sobre los trabajadores y la población.

ARTÍCULO 20°.- YPF establecerá acuerdos marco con las universidades nacionales y los organismos públicos de ciencia y tecnología para desarrollar investigación, conocimiento, equipamiento y tecnologías vinculadas con los hidrocarburos, la remediación ambiental y la transición energética.

Los resultados de las investigaciones financiadas total o parcialmente con fondos públicos pertenecerán al Estado y no podrán ser cedidos ni patentados en beneficio exclusivo de empresas privadas.

TÍTULO IV

Del Consejo General de la Industria Hidrocarburífera

ARTÍCULO 21°.- Serán funciones del Consejo General:

- a) Planificar, ejecutar y controlar los planes de exploración, explotación, transporte, industrialización, refinación y desarrollo de la industria hidrocarburífera.
- b) Determinar las necesidades de abastecimiento interno.
- c) Establecer los niveles de inversión, producción, almacenamiento y reservas estratégicas.
- d) Autorizar, cuando exista excedente, los volúmenes destinados a exportación.
- e) Controlar las condiciones laborales, de salud y seguridad.
- f) Elaborar y ejecutar los planes de prevención, reparación y remediación ambiental.
- g) Fijar un sistema público y transparente de costos, precios y tarifas.
- h) Elaborar un plan integral de transición energética bajo control de los trabajadores y las comunidades.

ARTÍCULO 22°.- Todos los contratos, estados contables, libros, registros de accionistas, documentos, declaraciones juradas, depósitos, instalaciones, sistemas informáticos y bases de datos deberán permanecer abiertos al control de los representantes elegidos por los trabajadores.

La información económica, técnica, productiva, ambiental y contractual será pública. No podrá invocarse secreto comercial, confidencialidad, seguridad jurídica del inversor ni ninguna cláusula contractual para impedir su conocimiento.

ARTÍCULO 23°.- Las decisiones adoptadas por los Consejos de Empresa y por el Consejo General serán obligatorias para las autoridades de YPF y para las empresas contratistas.

Las decisiones que afecten condiciones laborales solo podrán ser revisadas por las asambleas de trabajadores o por sus organizaciones sindicales mediante procedimientos democráticos.

TÍTULO V

De los recursos de la industria hidrocarburífera

ARTÍCULO 24°.- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento que se hallare a partir de las doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental, el Estado nacional tiene derecho a una participación del ciento por ciento (100%).

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento ubicado en los territorios provinciales, incluidos los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968, los Estados provinciales tienen derecho a una participación del veinte por ciento (20%), mientras que el Estado nacional tiene derecho a una participación del ochenta por ciento (80%).

En el caso de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de doce (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento, la provincia de Buenos Aires o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, tienen derecho a una participación del veinte por ciento (20%), mientras que el Estado nacional tiene derecho a una participación del ochenta por ciento (80%).

En el caso de las provincias de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Santa Cruz, lo dispuesto en el presente artículo para los yacimientos situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968 deberá respetar lo establecido en el Acta Acuerdo suscripta el 8 de noviembre de 1994 entre ambas provincias.

TÍTULO VI

De los contratos con empresas y capitales privados

ARTÍCULO 25°.- Quedan terminantemente prohibidas las concesiones de exploración o explotación de gas y petróleo a empresas privadas. Sólo podrán establecerse contratos de servicios con dichas empresas cuando YPF no pudiera realizar esos trabajos con personal y medios propios, siempre que la propiedad y el control de lo producido, tanto bajo el suelo como después de su extracción, pertenezcan en un ciento por ciento (100%) a YPF y se establezca como objetivo prescindir de esa relación en el plazo más breve posible.

En los contratos de inversión, servicios, adquisición de tecnología o conocimientos técnicos no se aceptará la prórroga de jurisdicción. Toda controversia será resuelta por la justicia federal argentina, de conformidad con el artículo 116 de la Constitución Nacional.

ARTÍCULO 26°.- Quedan sin efecto las cláusulas de prórroga de jurisdicción, arbitraje internacional, estabilización normativa, libre disponibilidad de divisas y renuncia a la inmunidad soberana contenidas en contratos, autorizaciones o regímenes promocionales vinculados con la industria hidrocarburífera, incluidos los otorgados bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones establecido por la Ley 27.742.

ARTÍCULO 27°.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

Néstor Pitrola

Romina Del Plá



FUNDAMENTOS

Sr. Presidente:

Traemos nuevamente a consideración este proyecto de ley, presentado por última vez en 2023 bajo el expediente 2264-D-2023, e insistimos en su urgente tratamiento, entendiendo que su aplicación es fundamental y estratégica para nuestro país.

Al momento de su presentación, el déficit energético constituía una de las principales causas de la escasez de moneda extranjera en las arcas nacionales, junto con el pago de los vencimientos de la deuda externa. Durante 2022, la balanza comercial energética registró un déficit de USD 4.470 millones, muy superior a los USD 560 millones de 2021. Desde entonces, el crecimiento de la producción de Vaca Muerta y la caída de las importaciones modificaron el signo de la balanza: en 2025 el superávit energético alcanzó aproximadamente los USD 7.800 millones y para 2026 se proyecta un saldo de entre USD 8.500 y USD 10.000 millones.

Esta reversión no modifica el problema de fondo. La producción está crecientemente orientada hacia la exportación bajo control de empresas privadas y sociedades anónimas, con beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios que les permiten disponer de una proporción cada vez mayor de las divisas fuera del país. El superávit energético no se traduce automáticamente en reservas para el Estado, energía accesible para la población ni recursos destinados a la industrialización, mientras continúa la salida de divisas por el pago de la deuda externa.

El déficit energético acumulado durante años no fue producto de la ausencia de hidrocarburos en el subsuelo nacional, sino del vaciamiento sistemático de las empresas estatales y privatizadas por parte de monopolios, de décadas de explotación sin una exploración equivalente de nuevos yacimientos y de una matriz energética altamente dependiente de los hidrocarburos, sin una planificación destinada a desarrollar fuentes alternativas.

La privatización y el remate a precio vil de la empresa pública estatal dedicada a la producción, industrialización y distribución de hidrocarburos, YPF, así como de Gas del Estado, dedicada al transporte y la distribución de gas, beneficiaron a distintos grupos económicos concentrados, especialmente extranjeros. Para concretar aquella privatización, las reservas fueron tasadas aproximadamente un 30% por debajo de las estimaciones existentes.

Durante muchos años, la política de las empresas privadas fue incrementar la producción de hidrocarburos mediante la sobreexplotación de las cuencas y yacimientos descubiertos por la YPF estatal, mientras reducían la inversión en exploración. Según los datos del Sistema de Información de la Secretaría de Energía, desde el pico de 264.235 metros perforados con objetivos exploratorios en 2012 se produjo una caída sostenida. En 2019 se perforaron 122.466 metros; en 2020, 42.199; en 2021, 59.656; en 2022, 77.891, y en 2023, aproximadamente 83.000 metros. Aunque en 2023 existió una recuperación del 6,5% respecto de 2022, la perforación exploratoria continuó representando menos de un tercio de la registrada en 2012.

En tiempos de la YPF estatal, la cantidad de pozos de exploración fue, en promedio, superior a 110 por año. En los diez años posteriores a la privatización decayó a 95 y en la década siguiente se redujo a 45. Si se considera exclusivamente el período en el que Repsol controló la mayoría de las acciones de YPF, esa cifra desciende a un promedio anual de 42,83 pozos, casi un tercio del correspondiente a la década previa a la privatización. Mientras ya era conocida la tendencia decreciente de la producción convencional, la exploración, lejos de aumentar, cayó a un promedio de 29 pozos anuales entre 2001 y 2004.

En tanto, la cantidad de pozos de explotación pasó de 9.616 en 1990 a 21.298 en 2009, sin un desarrollo equivalente de la exploración, tanto en las cinco cuencas productivas conocidas como en las restantes cuencas sedimentarias todavía sin explotación comercial. Este comportamiento muestra que la orientación de las empresas fue extraer las reservas ya descubiertas y reducir los riesgos y costos asociados con la búsqueda de nuevos recursos.

Las reservas probadas de petróleo y gas, de acuerdo con la información oficial, atravesaron un retroceso sostenido durante las décadas posteriores a las privatizaciones.

La incorporación de los reservorios en roca madre a partir de la explotación de Vaca Muerta y de otras formaciones no convencionales permitió revertir parcialmente esa caída, pero la expansión de las reservas continúa concentrada en áreas sometidas a concesiones privadas de largo plazo y depende de la fractura hidráulica.

La expansión de la producción no convencional fue muy superior a la exploración de nuevas cuencas. En 2024, la producción promedio de petróleo alcanzó los 717.100 barriles diarios, un 11% más que en 2023. Durante 2025 llegó a aproximadamente 799.000 barriles diarios, con un crecimiento interanual cercano al 13% y el nivel anual más elevado desde fines de la década de 1990. Los hidrocarburos no convencionales representaron alrededor del 63% de la producción petrolera total de 2025 y, en diciembre de ese año, alcanzaron aproximadamente 593.000 barriles diarios, equivalentes al 67,5% del total nacional.

Esta expansión se encuentra fuertemente concentrada. YPF produjo cerca del 45% del petróleo nacional durante 2025; Pan American Energy, alrededor del 15%, y Vista Energy, aproximadamente el 9%. Entre las tres compañías reunieron cerca del 68% de la producción. A ellas se suman Chevron, Shell, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía y TotalEnergies. No se trata, por lo tanto, de un desarrollo energético nacional integrado, sino de una concentración creciente de la producción y las exportaciones en un reducido grupo de sociedades anónimas y monopolios internacionales.

Es una política de larga data. Entre 1992 y 1998 la producción de crudo creció un 52,4%, mientras que la producción de gas aumentó en una proporción similar entre 1992 y 2004, sin una ampliación equivalente de las reservas. No obstante, las empresas recibieron anticipadamente prórrogas de sus concesiones por diez años, antes de su vencimiento y aun sin haber cumplido las metas establecidas en los contratos. Se premió así el saqueo sin reposición de reservas reales.

La Ley 27.742, denominada Ley de Bases, profundizó esta orientación. Modificó más de cincuenta artículos de la Ley 17.319 y reemplazó el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país por el de maximizar la renta obtenida de su explotación. Extendió la duración de las concesiones no convencionales, liberalizó el almacenamiento, el transporte y la comercialización y estableció que las exportaciones de hidrocarburos no

podrán ser prohibidas ni restringidas en los términos definidos por la propia norma y su reglamentación.

El Decreto 1057/2024 reglamentó esta liberalización y avanzó sobre las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. La política de garantizar primero el abastecimiento interno fue reemplazada por un régimen orientado a asegurar la exportación y la rentabilidad de los proyectos privados, aun cuando el país continúa dependiendo de importaciones de gas y combustibles durante determinados períodos invernales.

A ello se suma el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones, establecido por el Título VII de la Ley 27.742. El RIGI otorga estabilidad fiscal, tributaria, aduanera, cambiaria y regulatoria durante treinta años, reduce la alícuota del impuesto a las ganancias, elimina o disminuye derechos de importación y exportación, permite una disponibilidad progresiva de las divisas obtenidas por exportaciones y habilita el arbitraje internacional. El Decreto 749/2024 y sus modificatorios reglamentaron estas ventajas, que en materia cambiaria no quedan sujetas a restricciones y permiten que las divisas de exportación sean utilizadas con cualquier destino.

El sistema de “carry” o participación de empresas provinciales, constituidas también como sociedades anónimas, tampoco implica control estatal sobre la actividad. Ese método, mediante el cual la empresa provincial conserva una participación formal sin realizar inicialmente el desembolso correspondiente, garantiza una elevada rentabilidad a las operadoras privadas y descarga los costos posteriores sobre la participación pública.

De las diecinueve cuencas sedimentarias existentes en nuestro país, la explotación continúa concentrada fundamentalmente en cinco: Neuquina, Golfo San Jorge, Austral, Cuyana y Noroeste. El crecimiento de la producción de Vaca Muerta no modificó esta concentración territorial ni generó un programa nacional de exploración sostenida sobre el conjunto de las cuencas. El potencial del litoral marítimo continúa siendo, en gran medida, desconocido. La perforación del pozo offshore Argerich-1, realizada por Equinor a más de 300 kilómetros de Mar del Plata en 2024, no encontró hidrocarburos comercialmente explotables. En julio de 2026, el Gobierno volvió a convocar una licitación internacional para adjudicar un nuevo permiso exploratorio sobre un bloque marítimo cercano a los 5.000 kilómetros cuadrados.

Invertir sostenidamente en exploración permitiría aumentar varias veces las reservas convencionales de gas existentes en las cuencas productivas. Con respecto al petróleo, y considerando los recursos últimos de petróleo convencional estimados por el Servicio Geológico de Estados Unidos, quedarían por descubrirse alrededor de 350 millones de metros cúbicos en las cinco cuencas productivas, lo que permitiría duplicar las reservas convencionales actuales.

La estatización del 51% del capital accionario de YPF no implicó el control integral por parte del Estado del negocio petrolero ni de la enorme renta que genera. YPF no es una empresa estatal tradicional, sino una sociedad anónima que cotiza en las bolsas de Buenos Aires y Nueva York, opera con criterios de rentabilidad privada y desarrolla proyectos junto con empresas multinacionales que participan de sus ganancias.

Durante 2024, YPF obtuvo un EBITDA ajustado de USD 4.654 millones, un 15% superior al del año anterior, e invirtió USD 5.041 millones, de los cuales el 63,5% se destinó al desarrollo no convencional. La producción de shale oil de la compañía promedió 122.000 barriles diarios, un 26% más que en 2023, mientras sus exportaciones de petróleo promediaron 35.000 barriles diarios, un incremento del 174%. En 2025, YPF continuó concentrando su estrategia en Vaca Muerta, mientras se desprendía de yacimientos convencionales maduros mediante el denominado Proyecto Andes.

Este crecimiento de YPF S.A. en el ranking de producción, basado en Vaca Muerta, no resuelve el problema de la apropiación privada de la renta. La empresa conserva accionistas privados, cotiza en Nueva York, distribuye dividendos y participa en sociedades con grandes grupos nacionales y extranjeros. La mayoría del negocio continúa en manos privadas, ya sea mediante los fondos de inversión que participan en YPF S.A. o por medio de empresas como Chevron, Shell, Pan American Energy, Vista, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía y TotalEnergies.

La naturaleza societaria y la cotización internacional de YPF también expusieron al país a un litigio por la expropiación parcial de 2012. En septiembre de 2023, la jueza estadounidense Loretta Preska condenó a la Argentina a pagar USD 16.100 millones a los antiguos accionistas Petersen Energía y Eton Park, cuyos derechos de litigio habían sido adquiridos en gran medida por Burford Capital. En junio de 2025, Preska ordenó transferir el 51% de las acciones estatales de YPF como forma de pago. Esa decisión fue

suspendida y, el 27 de marzo de 2026, la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito revocó la condena y dejó sin efecto la orden de entrega de las acciones. Sin embargo, los demandantes anunciaron que intentarían continuar el litigio ante instancias superiores o mediante arbitrajes internacionales. El caso demuestra las consecuencias de mantener a YPF como sociedad anónima sometida a tribunales extranjeros.

En el downstream mantienen posiciones importantes empresas que han maniobrado con el abastecimiento para obtener aumentos de precios en los combustibles. Además de YPF, operan compañías privadas y extranjeras como Shell, Axion Energy, controlada por Pan American Energy, y Puma Energy, vinculada con Trafigura.

El carácter de gestión privada de YPF S.A. se manifiesta también en que la empresa encabeza los aumentos del precio de los combustibles y marca la orientación seguida por las demás compañías. Desde diciembre de 2023, el gobierno de Javier Milei aceleró la equiparación del precio interno del petróleo y los combustibles con la paridad de exportación y los valores internacionales. Las naftas y el gasoil quedaron sometidos a la evolución del dólar, del precio internacional del crudo, de los biocombustibles y de los impuestos, sin relación transparente con los costos efectivos de producción local.

Uno de los acuerdos más destacados de YPF fue el celebrado con Chevron, a la que se otorgó la concesión de Loma Campana para explotar mediante fractura hidráulica la formación Vaca Muerta. La concesión fue establecida por treinta y cinco años, con posibilidad de extensión y beneficios para la exportación. El acuerdo YPF-Chevron fue firmado con cláusulas secretas y estableció que los conflictos podrían resolverse en tribunales internacionales. Posteriormente se conoció el entramado de sociedades offshore involucradas y el carácter de prestamista de Chevron.

La denominada ley de federalización de los hidrocarburos tampoco alteró el manejo privado del recurso. La Ley 26.197 otorgó a los Estados provinciales y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el ejercicio del dominio originario y la administración de los yacimientos, pero mantuvo el principio según el cual los permisionarios y concesionarios adquieren el dominio de los hidrocarburos extraídos y pueden transportarlos, comercializarlos e industrializarlos.

La Ley Bases agravó esta situación al establecer como principio la libre comercialización y la maximización de la renta. Las provincias conservan formalmente el dominio

originario del recurso en el subsuelo, pero las empresas privadas pasan a ser titulares del hidrocarburo después de su extracción y deciden su destino según su conveniencia y rentabilidad.

Por eso son múltiples las empresas multinacionales que buscan adquirir concesiones y celebrar acuerdos con YPF o con empresas provinciales. Según las estimaciones de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos, Vaca Muerta se ubica entre las mayores formaciones de recursos técnicamente recuperables de shale gas y shale oil del mundo, habitualmente mencionada en el segundo lugar en gas no convencional y en el cuarto en petróleo no convencional.

El método aplicado por los sucesivos gobiernos para desarrollar estos recursos condujo a un fuerte aumento de las tarifas y de los combustibles, que impuso un sacrificio insostenible a las familias trabajadoras. Las tarifas del gas y de la electricidad dependen en gran medida del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte. Estos precios no se determinan según costos públicos y auditados, sino a partir de contratos, incentivos y referencias vinculadas con el dólar y los valores internacionales.

Las empresas no informan de manera abierta y verificable sus costos efectivos de producción. La diferencia entre esos costos y los precios reconocidos mediante tarifas, subsidios y contratos queda en manos de las patronales petroleras y energéticas, que se apropian de la renta diferencial. El encarecimiento conduce a que los usuarios y el Estado financien a las productoras de gas, especialmente a las que operan en Vaca Muerta.

El Plan Gas.Ar fue prorrogado y ampliado por el Decreto 730/2022 para el período 2023-2028. Mediante este régimen, el Estado garantiza precios y contratos a las empresas productoras. El gobierno de Javier Milei mantuvo las obligaciones con esas compañías mientras trasladó una proporción creciente del costo a los usuarios. Según datos oficiales, la cobertura del costo de abastecimiento del gas por parte de la demanda prioritaria pasó del 18,7% en enero de 2024 al 74,5% en marzo de 2025.

El fallo de la Corte Suprema de 2016 sobre las tarifas no modificó el mecanismo de fondo. Aunque exigió la realización de audiencias públicas y reconoció criterios de razonabilidad, terminó encuadrando el sendero ascendente de precios acordado por el gobierno con las empresas. La Ley 27.742 y el Decreto 1057/2024 profundizaron la

liberalización y colocaron la rentabilidad exportadora como objetivo central de la actividad.

Los distintos gobiernos demoraron las inversiones necesarias en transporte e infraestructura para Vaca Muerta hasta generar un cuello de botella que limitó durante años su producción. La construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, luego rebautizado Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno, permitió ampliar el transporte desde Tratayén hasta Salliqueló. Sin embargo, las obras complementarias y la segunda etapa no fueron concluidas de acuerdo con el plan original.

El gobierno de Milei, mediante el Decreto 1060/2024, declaró de interés público una iniciativa privada de Transportadora de Gas del Sur para ampliar la capacidad de transporte entre Tratayén y el litoral. De esta manera, una infraestructura estratégica construida con recursos públicos es colocada al servicio de un negocio privado de transporte y exportación.

La reversión del Gasoducto Norte permitió reemplazar parte del gas que se importaba desde Bolivia y abrió la posibilidad de exportar gas de Vaca Muerta hacia Brasil utilizando la red boliviana. En noviembre de 2024 comenzaron acuerdos comerciales entre TotalEnergies, empresas brasileñas y YPFB para transportar gas argentino. Nuevamente, la infraestructura aparece orientada a asegurar mercados externos para empresas privadas.

El proyecto Vaca Muerta Oil Sur profundiza esta orientación. YPF, Pan American Energy, Vista, Pampa Energía, Chevron, Pluspetrol y Shell constituyeron una sociedad para construir un oleoducto de más de 430 kilómetros hasta Punta Colorada, en Río Negro, con una terminal de almacenamiento y exportación en el golfo San Matías. La inversión inicial fue estimada en alrededor de USD 1.800 millones y la capacidad proyectada supera los 500.000 barriles diarios, con posibilidades de ampliarse hasta aproximadamente 700.000. El proyecto fue incorporado al RIGI y está dirigido fundamentalmente a aumentar las exportaciones de petróleo crudo.

A ello se suman los proyectos de gas natural licuado. En abril de 2025, la Secretaría de Energía otorgó a Southern Energy una autorización de libre exportación de GNL por treinta años. La sociedad, integrada inicialmente por Pan American Energy, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y Golar LNG, obtuvo autorización para exportar desde 2027

mediante buques de licuefacción. Una de las autorizaciones se extiende desde julio de 2027 hasta junio de 2057. En 2025 se agregó un segundo certificado que contempla volúmenes de hasta 548.900 MMBTU diarios y requiere un gasoducto de aproximadamente 470 kilómetros desde Neuquén hasta Río Negro.

En diciembre de 2025, Southern Energy anunció un contrato de exportación de GNL a Europa estimado en USD 7.000 millones, por dos millones de toneladas anuales durante ocho años. Paralelamente, YPF avanzó en Argentina LNG junto con Eni y la empresa emiratí XRG-Adnoc, con una inversión proyectada de alrededor de USD 30.000 millones y una capacidad inicial estimada en doce millones de toneladas anuales. Estos proyectos reciben estabilidad y beneficios durante treinta años, mientras el país todavía debe importar gas en los momentos de mayor demanda invernal.

El llamado desarrollo energético se convierte así en una operación del capital financiero pagada por los usuarios y orientada a garantizar petróleo y gas para los mercados internacionales. El crecimiento del superávit energético se apoya principalmente en las exportaciones de crudo: durante 2025 representaron alrededor del 86% del saldo positivo del sector.

Por otra parte, la extracción mediante fractura hidráulica continúa cuestionada por su fuerte impacto socioambiental. Desde la expansión del fracking se registraron más de 640 sismos en la región de Vaca Muerta. Durante los primeros meses de 2026 se contabilizaron al menos 33 movimientos y, a fines de mayo, se registraron diez en apenas ocho días. El 2 de mayo de 2026 se produjo cerca de Sauzal Bonito un sismo de magnitud 2,5 y a siete kilómetros de profundidad. Los movimientos han provocado daños en viviendas y edificios comunitarios y se concentran en zonas cercanas a operaciones de fractura hidráulica.

El fracking se encuentra prohibido o sometido a moratorias en distintas jurisdicciones. Francia mantiene su prohibición; Inglaterra conserva una moratoria nacional; Alemania lo restringe severamente, y diferentes estados, provincias y ciudades de Estados Unidos, Canadá y otros países adoptaron prohibiciones o limitaciones. Varias de las empresas que participan de la explotación en la Argentina no podrían desarrollar la actividad bajo las mismas condiciones en sus países de origen.

La fractura hidráulica implica una amenaza ambiental permanente por las múltiples perforaciones y fracturas de la roca madre, la inyección a elevada presión de millones de litros de agua, arena y sustancias químicas, la generación de residuos, las emisiones de metano y la posibilidad de migración de fluidos hacia las napas. También existe riesgo de escapes de gas y petróleo hacia la superficie, como ocurrió en Loma Campana, en el departamento de Añelo, en un pozo de YPF-Chevron el 2 de septiembre de 2014.

A estos riesgos se suma la utilización de arenas silíceas. Cada pozo puede demandar más de 1.500 toneladas de arena, cuyo procesamiento, transporte y manipulación exponen a trabajadores y poblaciones a partículas que pueden provocar silicosis y otras enfermedades respiratorias. Los productos químicos utilizados no son publicados de manera completa por las compañías, mientras existen denuncias por el tratamiento, traslado, incineración y disposición de los fluidos que retornan a la superficie.

Las consecuencias sanitarias asociadas con la exposición a distintos contaminantes de la actividad incluyen cáncer, problemas respiratorios, alteraciones neurológicas e hipersensibilidad química, entre otras enfermedades. Son razones suficientes para prohibir la fractura hidráulica en todo el territorio nacional.

Sin embargo, la explotación convencional de hidrocarburos tampoco deja de ser una actividad altamente contaminante y peligrosa cuando es administrada por operadores privados. Solo en Chubut se ha estimado la existencia de alrededor de 5.000 piletas de lodos y petróleo sin tratar, abandonadas a la intemperie. Continúan produciéndose derrames por falta de mantenimiento, contaminación de suelos y napas y accidentes vinculados con materiales radiactivos utilizados en los pozos.

En Neuquén, las comunidades mapuches reiteraron durante 2025 sus denuncias contra YPF por derrames y contaminación en Vaca Muerta. El avance de oleoductos, terminales de exportación y plantas de GNL hacia el golfo San Matías también generó la oposición de científicos, pescadores, organizaciones ambientales, comunidades mapuche-tehuelches y habitantes de la región. La Ley provincial 3308, que desde 1999 protegía el golfo frente a actividades hidrocarburíferas, fue modificada en 2022 para permitir estos proyectos.

La actividad hidrocarburífera debería ser considerada una fuente que, además de proveer actualmente recursos energéticos, genere una renta destinada a realizar la transición hacia

una matriz sustentable y diversificada. En lugar de ello, asistimos a una política de encarecimiento y privatización que genera nuevos negocios con la infraestructura petrolera y con las energías renovables, como ocurrió con el traspaso de parques eólicos.

Las concesiones petroleras se realizan sin respetar adecuadamente a los pueblos originarios que habitan los territorios y sin garantizar de manera efectiva la consulta previa, libre e informada establecida por el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. En distintos casos se avanzó sobre tierras comunitarias, se afectaron actividades productivas y se intentó desplazar a poblaciones enteras.

La historia demuestra que las empresas privadas del sector solo buscan maximizar ganancias inmediatas y extraer en el menor tiempo posible recursos formados durante millones de años. Tampoco las empresas con participación estatal, cuando funcionan como sociedades anónimas sin control obrero, han puesto la actividad al servicio de mejorar las condiciones de vida del conjunto de la población.

Es claro que la liberalización de los precios y las exportaciones constituye un beneficio para el capital privado y un perjuicio para millones de consumidores y usuarios. Los combustibles se equiparan con los precios internacionales, mientras una parte sustancial de los salarios, costos laborales y gastos locales se paga en pesos. La Ley Bases, el Decreto 1057/2024, el RIGI y las autorizaciones de exportación por treinta años profundizaron esta orientación.

En este contexto, la nacionalización de toda la industria hidrocarburífera bajo control de sus trabajadores y de las comunidades se presenta como una medida elemental. La recuperación de la renta diferencial que actualmente apropian los monopolios permitiría destinar esos recursos al desarrollo industrial, al abastecimiento energético de la población, a la reparación de los daños ambientales y a una transición planificada hacia otra matriz energética.

Asimismo, la nacionalización de la industria hidrocarburífera bajo control de sus trabajadores debe garantizar el derecho efectivo de las comunidades y de los pueblos originarios a decidir sobre cualquier emprendimiento extractivo que afecte sus territorios, sus condiciones de vida y los bienes naturales. No alcanza con mecanismos de consulta meramente informativos o realizados cuando las decisiones ya fueron tomadas. Reivindicamos el consentimiento previo, libre e informado y el derecho a veto de las

comunidades involucradas, cuya voluntad deberá tener carácter vinculante. Ningún proyecto de exploración, explotación, transporte o procesamiento de hidrocarburos podrá imponerse contra la decisión de quienes habitan los territorios afectados. Este derecho constituye una condición indispensable para que la planificación de los recursos energéticos responda a las necesidades sociales y ambientales de la población, y no a la rentabilidad de los monopolios ni a las exigencias del capital financiero.

Por las razones expuestas, solicitamos a las señoras diputadas y a los señores diputados la aprobación del presente proyecto de ley.

Néstor Pitrola

Romina Del Plá