

La renta hidrocarburífera en Mendoza: Límites y alternativas frente al modelo extractivista

Mendoza, Argentina

Septiembre de 2026

Lic. Gabriel Olmedo

Lic. Mariana Iza

Lic. Lautaro Breitman Pacheco

Lic. Belén Paz



Resumen Ejecutivo

El debate actual en la provincia de Mendoza respecto de la actividad hidrocarburífera gira en torno al declive productivo del sector y a la propuesta gubernamental de modificar la ley de hidrocarburos local para incentivar la explotación, especialmente mediante métodos no convencionales. Este informe advierte que la extracción de bienes naturales escasos y no renovables no constituye por sí misma una estrategia de desarrollo. Si bien en la actualidad toda sociedad requiere de la utilización de hidrocarburos para satisfacer sus necesidades materiales, la cuestión central reside en determinar en qué condiciones dicha explotación resulta socialmente conveniente y ambientalmente sostenible, y qué políticas deben implementarse para que la riqueza generada se traduzca efectivamente en una mejora de las condiciones de vida de la población, al tiempo que se articule con una estrategia de transición energética que permita reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar hacia una matriz energética basada en fuentes de menor impacto ambiental.

Diagnóstico del sector hidrocarburífero provincial

La actividad enfrenta un proceso de contracción estructural reflejado en múltiples indicadores:

- **Caída productiva y económica:** La extracción de petróleo convencional disminuyó un 44% y la de gas un 79% entre 2009 y 2025, acompañadas por una reducción de reservas probadas del 68% y 95% respectivamente. En consecuencia, la participación del sector en el Producto Bruto Geográfico (PBG) provincial cayó del 15,5% en 2004 al 6,3% en 2025.
- **Impacto fiscal y laboral limitado:** Las regalías pasaron de representar el 17% de los ingresos corrientes de Mendoza en 2004 a cerca del 4% en la actualidad. Por su alta intensidad de capital, el sector apenas concentra el 1,3% del empleo privado formal.
- **Captación limitada del valor generado:** sólo el 28% del Valor Agregado Bruto generado por la actividad queda en manos del Estado provincial (12%) y de los trabajadores del sector (18%).
- **Concentración y salida de YPF:** El mercado opera bajo una alta concentración empresarial, agravada por el reciente "Proyecto Andes", mediante el cual YPF se retira de áreas maduras locales para cederlas a actores privados, reduciendo drásticamente la participación pública directa.

El riesgo de consolidar una economía de enclave

Las modificaciones introducidas a nivel nacional por la Ley de Bases y el proyecto de reforma de la legislación hidrocarburífera provincial modifican sustancialmente las condiciones regulatorias de la actividad. Entre otros aspectos, reemplazan el objetivo histórico de abastecimiento interno por la priorización de la maximización de la renta, eliminan la posibilidad de establecer un precio local diferenciado del internacional y habilitan un esquema de regalías competitivas que puede reducirlas hasta el 0%. Esta última modificación es más proclive a generar una competencia entre

provincias financieramente asfixiadas por ofrecer condiciones cada vez más favorables al capital privado, antes que una competencia entre empresas por ofrecer mayores alícuotas a cambio de los derechos de explotación.

A esto se suma que la reforma provincial propuesta busca incentivar la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante fractura hidráulica (fracking), una técnica que presenta riesgos ambientales y sociales significativos, entre ellos el uso intensivo de agua, el potencial impacto sobre acuíferos y la posibilidad de sismicidad inducida. En Mendoza, estos riesgos adquieren una relevancia particular debido a las características del territorio: la provincia atraviesa quince años consecutivos de crisis hídrica, presenta un clima semiárido y se encuentra en una región con actividad sísmica natural.

El riesgo no se limita a los impactos ambientales. Un modelo basado en actividades extractivas altamente concentradas, orientadas principalmente a la exportación y con escasos niveles de procesamiento y débiles encadenamientos productivos y tecnológicos puede consolidar una economía de enclave. Por ello, el desafío no consiste únicamente en incrementar los niveles de extracción, sino en evitar que la actividad hidrocarburífera funcione de manera aislada del entramado productivo provincial. Esto requiere promover el desarrollo de proveedores locales, la incorporación y generación de tecnología, la investigación, la infraestructura y la diversificación productiva.

En este sentido, trasladar a Mendoza el modelo de Vaca Muerta Neuquén presenta importantes limitaciones. Las diferencias en la dotación de reservas por habitante condicionan las posibilidades de reproducir los resultados observados en esa provincia. Además, la experiencia neuquina muestra que un fuerte incremento de la producción y de las regalías no garantiza, por sí mismo, una transformación estructural de la economía ni la resolución de los problemas sociales y fiscales.

Aprendizajes internacionales

La experiencia de otros países con abundantes recursos naturales muestra que la cuestión central no reside únicamente en atraer inversiones, sino en las condiciones bajo las cuales se produce esa inversión y en la capacidad del Estado para transformar la renta de los recursos naturales en capacidades económicas permanentes.

- **Noruega y Australia:** Ambas naciones lograron un alto nivel de desarrollo apalancado en una dotación de recursos naturales per cápita muy superior a la Argentina, equidad social, desarrollo de capacidades técnicas locales, planificaciones e inversiones a largo plazo
- **Brasil y Chile:** sus experiencias muestran que una participación significativa del Estado en la gobernanza y explotación de los recursos naturales puede coexistir con la inversión privada, siempre que esta se encuentre sujeta a condiciones que permitan que parte de los beneficios de la actividad trasciendan la extracción del recurso.

Reducir las regalías sin exigir a cambio mayores inversiones, recuperación de reservas, desarrollo de proveedores o incorporación tecnológica corre el riesgo de transferir rentas públicas al sector

privado sin contraprestaciones equivalentes para la provincia. Aumentar el nivel de extracción de hidrocarburos, con los impactos sobre el patrimonio ecológico que ello implica, no constituye un logro en sí mismo. La verdadera conveniencia social radica en transformar un recurso natural agotable en capacidades tecnológicas, industriales y sociales capaces de perdurar más allá de la vida útil de los yacimientos.

En este sentido, la renta hidrocarburífera debería evaluarse también por su capacidad para financiar una transformación de la estructura productiva y energética que permita reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles. La explotación de un recurso finito sólo puede adquirir un sentido estratégico para la provincia si contribuye a construir capacidades económicas, tecnológicas y sociales que trasciendan la propia actividad extractiva.

Contenido

Introducción.....	6
Actividades productivas, extractivas y extractivistas.....	7
La renta hidrocarburífera y su apropiación	9
Las Regalías como instrumento de apropiación de las Provincias.	12
El sector hidrocarburífero de Mendoza	16
La Producción Hidrocarburífera en la Economía Provincial.....	16
El Impacto del Sector en las Finanzas y el Empleo Provincial.....	19
Las principales empresas operadoras en la Provincia	24
La reforma de la ley provincial ¿hacia qué modelo hidrocarburífero apunta?	26
Análisis de otras experiencias de políticas públicas vinculadas a la extracción de bienes comunes ...	31
Experiencias de países desarrollados de apropiación y uso de las rentas naturales	31
Noruega.....	32
Australia	36
Reflexiones sobre los casos de Noruega y Australia	40
Experiencias latinoamericanas de apropiación y uso de las rentas naturales	41
Brasil.....	41
Chile	44
Reflexiones finales	46
Bibliografía	49
Fuentes de datos.....	51

Introducción

La explotación de los recursos naturales constituye uno de los principales debates en torno a las estrategias de desarrollo de los países y regiones con abundantes bienes comunes. Mientras algunos enfoques sostienen que la expansión de las actividades extractivas representa una oportunidad para impulsar el crecimiento económico, generar empleo y fortalecer las finanzas públicas, otros advierten sobre los riesgos asociados a la apropiación privada de la renta, la dependencia de actividades primarias y los impactos sociales y ambientales derivados de una explotación intensiva de recursos no renovables.

En este marco, el debate no se reduce a la conveniencia o inconveniencia de extraer recursos naturales. Actualmente toda sociedad requiere de la utilización de minerales, hidrocarburos y otros bienes comunes para satisfacer sus necesidades materiales y sostener su desarrollo. La cuestión central reside en determinar en qué condiciones dicha explotación resulta tanto socialmente conveniente como ambientalmente sostenible, y qué políticas deben implementarse para que la riqueza generada se traduzca efectivamente en una mejora de las condiciones de vida de la población, al tiempo que se articule con una estrategia de transición energética que permita reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar hacia una matriz energética basada en fuentes de menor impacto ambiental.

Esta discusión adquiere especial relevancia en la provincia de Mendoza. El 17 de septiembre de 2026, el Gobierno provincial envió a la Legislatura un proyecto de ley destinado a modificar el régimen provincial de hidrocarburos, iniciativa que había sido anunciada por el Gobernador durante la apertura de las sesiones legislativas del corriente año. En línea con una estrategia planteada con anterioridad, las modificaciones propuestas combinan la reducción de las regalías aplicables a la explotación convencional con el impulso a la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante fractura hidráulica (fracking). El Gobierno provincial fundamenta esta política en la necesidad de recuperar una actividad que durante décadas ocupó un lugar central en la economía provincial y que actualmente atraviesa un sostenido proceso de declive.

Sin embargo, el debate sobre la actividad hidrocarburífera no puede reducirse a la determinación de una determinada alícuota. La explotación de los hidrocarburos genera una renta económica extraordinaria, originada en la utilización de un recurso natural escaso, no renovable y de propiedad pública. La apropiación de esa renta constituye uno de los principales ejes de disputa entre el Estado, las empresas petroleras, sus trabajadores, los distintos actores económicos que intervienen en la distribución y consumo, y las personas que viven en las cercanías de los yacimientos. En consecuencia, la cuestión relevante no consiste únicamente en cuánto produce el sector, sino también en quién se apropia de esa renta, en qué magnitud lo hace, cuál es el destino que finalmente reciben esos recursos, en qué condiciones se lleva adelante la producción, entre otras muchas variables.

El presente informe no pretende resolver el debate acerca de la legitimidad de la explotación de los bienes comunes ni en qué medida o con qué métodos deben realizarse estas actividades. Se trata

de un interrogante de enorme relevancia que trasciende el ámbito estrictamente económico e involucra dimensiones políticas, sociales, ecológicas, filosóficas y éticas. Lejos de desconocer la importancia de esa discusión, este trabajo delimita su objeto de análisis a un problema más específico: ¿qué condiciones deberían cumplirse para que la riqueza generada por la extracción contribuya de manera efectiva y sostenible a mejorar las condiciones de vida de la población?

Con este propósito, el informe desarrolla un abordaje conceptual, normativo, estadístico, y comparado. En primer lugar, distinguiremos entre las actividades productivas, extractivas y extractivistas, procurando precisar las particularidades económicas y ambientales que caracterizan a estas últimas. Posteriormente examinaremos el concepto de renta hidrocarburífera y los distintos mecanismos mediante los cuales puede ser apropiada y utilizada por los estados. Este recorrido permite situar a las regalías provinciales dentro de un sistema más amplio de distribución de la riqueza generada por el sector.

Sobre esa base, analizaremos la evolución del régimen de regalías hidrocarburíferas en Argentina y en la provincia de Mendoza, así como las principales transformaciones introducidas en la normativa vigente. Ello nos permitirá reconstruir el proceso mediante el cual las provincias adquirieron las principales potestades para regular los recursos en sus territorios y las consecuencias de este tipo de descentralización. Luego, presentaremos una caracterización del sector hidrocarburífero mendocino, su evolución reciente y su incidencia sobre la economía provincial. Así, estaremos en condiciones de evaluar los impactos de las eventuales reformas propuestas por el gobierno para la actividad.

Finalmente, ampliaremos la perspectiva mediante la comparación con otras experiencias a nivel internacional. A través de los casos de Noruega y Australia observaremos dos trayectorias de países que han logrado compatibilizar una fuerte presencia de actividades basadas en bienes comunes con elevados estándares de condiciones de vida para su población, mientras que los casos de Brasil y Chile nos mostrarán experiencias latinoamericanas que se han posicionado de manera diferente frente a sus recursos naturales. La intención de estas comparaciones es identificar instrumentos, condiciones y aprendizajes que ayuden a pensar las posibilidades y restricciones existentes en nuestro propio contexto.

Actividades productivas, extractivas y extractivistas

Como punto de partida, resulta necesario distinguir entre actividades productivas y actividades extractivas. A su vez, dentro de estas últimas es posible identificar una modalidad particular, el extractivismo, que presenta características económicas, sociales y ambientales específicas.

Las actividades productivas se caracterizan por consistir, fundamentalmente, en procesos de transformación realizados por personas sobre bienes y servicios. Si bien requieren la utilización de recursos naturales como insumos, la relación económica principal se establece entre actores sociales. Trabajadores, empresarios, consumidores y el Estado interactúan en un entramado de relaciones económicas en el que, aun existiendo importantes asimetrías de poder, todos los actores

cuentan con mecanismos formales o informales para representar sus intereses, negociar y disputar las condiciones en las que se desarrolla la actividad.

Las actividades extractivas presentan una lógica diferente. En ellas, la relación principal ya no se establece entre personas, sino entre las personas y la naturaleza. La extracción de hidrocarburos, minerales, recursos forestales supone la apropiación de bienes que forman parte del patrimonio ecológico y cuya existencia es previa a la intervención humana. Como consecuencia, estas actividades requieren regulaciones específicas que permitan que el valor extraído no sea apropiado exclusivamente por la empresa que realiza la extracción, sino que debe redundar en un beneficio social.

Esta necesidad resulta aún más evidente si se considera que los efectos de las actividades extractivas trascienden tanto el espacio como el tiempo en el que se desarrolla la explotación. Sus impactos no se limitan al área directamente intervenida, sino que pueden extenderse a ecosistemas y poblaciones alejadas mediante la contaminación del aire, del agua o del suelo, así como alterar la disponibilidad futura de recursos naturales cuya regeneración demanda décadas, siglos o que, simplemente, resulta imposible por tratarse de bienes no renovables. En este contexto, la intervención del Estado adquiere un papel central, no solo como autoridad regulatoria, sino también como representante del interés general y responsable de proteger un patrimonio ecológico cuyo impacto se propaga sobre el conjunto de la sociedad, tanto presente como futura.

No todas las actividades extractivas presentan las mismas características ni generan los mismos impactos sobre la sociedad y el ambiente. La intensidad con la que se explotan los recursos naturales, el grado de transformación que reciben y el destino final de la producción permiten distinguir diferentes modalidades de extracción, entre las cuales el extractivismo constituye un caso específico. Para su caracterización adoptaremos la propuesta conceptual desarrollada por Eduardo Gudynas en *Extractivismo. Ecología, economía y política de un modo de entender el desarrollo y la Naturaleza* (2015).

En términos generales, toda actividad extractiva supone la apropiación de bienes provenientes de la naturaleza. Sin embargo, estas actividades pueden desarrollarse con distintos niveles de intensidad. En algunos casos, la extracción implica alteraciones relativamente limitadas sobre el entorno, mientras que en otros requiere la remoción de grandes volúmenes de materiales, el empleo intensivo de agua y energía, la utilización de sustancias químicas o explosivos, o la generación de importantes emisiones y residuos. Por ello, el impacto ambiental de una actividad no depende exclusivamente de la cantidad de recurso obtenido, sino también de la intensidad ambiental del proceso de extracción.

En este sentido, la magnitud de una actividad extractiva no debería medirse únicamente por el volumen físico del recurso obtenido. También resulta necesario considerar la denominada mochila ecológica, entendida como el conjunto de materiales removidos, energía consumida y transformaciones ambientales requeridas para obtener una determinada cantidad de recurso. Dos explotaciones que producen el mismo volumen de hidrocarburos o minerales pueden presentar

impactos muy diferentes según la profundidad del yacimiento, las tecnologías empleadas o las características del ecosistema intervenido. La utilidad de este concepto puede apreciarse en el siguiente ejemplo presentado por Gudynas para el caso de la minería boliviana:

Considerando este indicador para algunos de los minerales exportados por Bolivia, se puede señalar que por cada tonelada de plata se deben extraer 7.500 ton, para el plomo 15 ton, y para el cobre 348 ton (Lettenmeier y colab., 2009). Por lo tanto, la llamada “producción” de un mineral, pongamos por caso la plata, estimada en 5.900 ton entre 2006 y 2011, se le debe sumar esa mochila ecológica, mostrando que se debieron remover más de 44 millones ton de rocas y suelo. (p. 14)

Junto con la intensidad de la extracción, un segundo aspecto relevante es el destino económico de los recursos obtenidos. Mientras algunas actividades extractivas se orientan principalmente a satisfacer necesidades locales o nacionales, otras tienen como finalidad predominante abastecer los mercados internacionales mediante la exportación de recursos naturales con escaso o nulo procesamiento.

A partir de estas dimensiones es posible definir al extractivismo como una modalidad específica de las actividades extractivas. Bajo este enfoque, una actividad es extractivista cuando reúne simultáneamente tres condiciones:

1. Presenta un elevado volumen de extracción y/o una alta intensidad ambiental.
2. Los recursos extraídos se comercializan con escaso o nulo procesamiento, es decir, como productos primarios.
3. Al menos el cincuenta por ciento de la producción se destina a los mercados de exportación.

Esta definición permite evitar una confusión frecuente en el debate público. El extractivismo no constituye un sinónimo de minería, explotación hidrocarburífera o agricultura. Estas actividades pueden desarrollarse bajo modalidades muy diferentes y no toda explotación minera, petrolera o agrícola es necesariamente extractivista. En consecuencia, cuestionar el extractivismo no implica rechazar toda forma de utilización de los recursos naturales, sino discutir un modo particular de extracción caracterizado por una elevada presión sobre el patrimonio ecológico y una orientación predominante hacia la exportación de bienes primarios.

La renta hidrocarburífera y su apropiación

Como señalamos en el apartado anterior, toda actividad extractiva supone la apropiación de bienes naturales cuya existencia es previa a cualquier intervención humana. A diferencia de las actividades productivas, donde el valor económico surge del proceso de transformación realizado mediante el trabajo humano, en las actividades extractivas existe un componente adicional de riqueza asociado a las propias características del recurso natural. Ese excedente, denominado renta, deriva del derecho monopólico de explotación o uso de un bien común cuya oferta es limitada. Su magnitud

depende, entre otros factores, de la productividad natural del recurso explotado, razón por la cual no todos los yacimientos o territorios generan la misma renta.

Un ejemplo sencillo permite ilustrar este concepto. La renta obtenida por una hectárea cultivada con soja en la zona núcleo de la región pampeana es sustancialmente superior a la generada por una hectárea de iguales características en la provincia de San Luis. Aun cuando ambos productores utilicen la misma tecnología, inviertan un capital similar y apliquen una cantidad equivalente de trabajo, la productividad natural del suelo difiere significativamente. Esa diferencia genera un excedente económico que es apropiado por el propietario o titular del derecho de explotación de la tierra más productiva en concepto de renta. Del mismo modo, dos yacimientos hidrocarburíferos pueden producir el mismo barril de petróleo, comercializarlo al mismo precio internacional y, sin embargo, generar rentas muy diferentes debido exclusivamente a las condiciones geológicas.

La renta adquiere características particulares en el caso de los hidrocarburos debido a la naturaleza del bien extraído. En primer lugar, se trata de un recurso no renovable. Cada unidad de petróleo o gas extraída reduce de manera irreversible las reservas disponibles, lo que convierte a la explotación hidrocarburífera en una actividad limitada por el agotamiento físico del recurso. Esta condición diferencia a los hidrocarburos de otras actividades extractivas cuyos bienes naturales poseen cierta capacidad de regeneración, aunque sea parcial o de largo plazo, como es el caso de la agricultura.

En segundo lugar, la extracción hidrocarburífera requiere inversiones iniciales de gran magnitud. Esta característica constituye una importante barrera de entrada, restringe el número de empresas capaces de operar en el sector y favorece estructuras de mercado altamente concentradas.

A ello se suma que a diferencia de la producción de alimentos que puede realizarse en pequeña o mediana escala, la extracción de hidrocarburos se realiza a gran escala, por lo que obligatoriamente presenta una elevada intensidad ambiental. Al mismo tiempo, se trata de una actividad altamente intensiva en capital, en la que la participación del trabajo resulta relativamente reducida en comparación con la magnitud de la extracción obtenida.

Asimismo, el sector hidrocarburífero reviste un carácter estratégico para cualquier economía. No solo provee los principales insumos energéticos que sostienen el funcionamiento del aparato productivo, sino que también condiciona la competitividad de los distintos sectores económicos, la soberanía energética, la balanza comercial y la capacidad fiscal del Estado. El petróleo y el gas natural continúan siendo insumos esenciales para el transporte, la industria, la generación de electricidad, la calefacción y múltiples actividades indispensables para la vida cotidiana.

Finalmente, el petróleo constituye un commodity cuyo precio se determina, en gran medida, en los mercados internacionales y responde a factores geopolíticos y macroeconómicos que exceden la realidad económica de cada provincia o país productor. En consecuencia, una parte sustancial de la renta hidrocarburífera depende de variables sobre las cuales las jurisdicciones productoras poseen escasa capacidad de influencia.

Todas estas características diferencian a la actividad hidrocarburífera de otros sectores económicos y condicionan las alternativas disponibles para la apropiación y utilización de la renta generada. En este contexto, el diseño de los instrumentos mediante los cuales el Estado participa de dicha renta constituye uno de los elementos principales para que la extracción se traduzca en mejores condiciones de vida de la población.

No existe un único formato de apropiación de la renta hidrocarburífera. Por el contrario, la experiencia internacional muestra que los países con abundancia de petróleo y/o gas han desarrollado diferentes esquemas institucionales, combinando distintos instrumentos según sus características geológicas, económicas, políticas e históricas. Estos mecanismos no son necesariamente excluyentes, sino que suelen coexistir y complementarse.

El mecanismo de apropiación más directo consiste en la participación del Estado como extractor. En este esquema, la explotación de los hidrocarburos es realizada por empresas de propiedad estatal, permitiendo que la renta generada ingrese directamente al sector público. Esta participación puede adoptar distintas modalidades, desde empresas estatales con monopolio de explotación hasta empresas públicas que compiten con operadores privados, sociedades de capital mixto con mayoría estatal (como el caso de YPF) o incluso participación accionaria pública minoritaria en empresas privadas del sector.

Un segundo mecanismo consiste en otorgar a empresas privadas el derecho de explotación de los yacimientos mediante concesiones otorgadas por el Estado. En estos casos, la empresa asume la inversión y la operación del yacimiento, mientras que el Estado participa de la renta mediante el cobro de regalías, cánones u otras contraprestaciones establecidas en los contratos de concesión.

A estos instrumentos específicos de las actividades extractivas se suman los mecanismos tributarios de carácter general. Los impuestos sobre las ganancias, los ingresos brutos, derechos de exportación y gravámenes específicos aplicados que le permiten al Estado captar una porción adicional del excedente generado por la actividad hidrocarburífera, del mismo modo que ocurre con otros sectores de la economía.

Asimismo, numerosos países incorporan obligaciones complementarias para las empresas extractivas, tales como aportes a fondos sociales, ambientales o de infraestructura. Estos instrumentos procuran que una parte de la renta se destine directamente al financiamiento de obras públicas, programas sociales, restauración ambiental o inversiones orientadas al desarrollo de las comunidades donde se desarrolla la actividad.

Finalmente, la apropiación de la renta también puede producirse de manera indirecta mediante la regulación de los precios internos de los hidrocarburos. Cuando el Estado fija precios locales inferiores a los internacionales, una parte de la renta extraordinaria deja de ser apropiada por las empresas extractivas y se transfiere a consumidores, industrias o sectores estratégicos de la economía mediante menores costos de la energía. Por el contrario, cuando los precios internos

superan los de mercado o se implementan mecanismos de subsidio a la producción, la distribución de la renta favorece a los privados encargados de la explotación.

En consecuencia, la apropiación de la renta hidrocarburífera no depende exclusivamente de un instrumento. Constituye el resultado de un conjunto de herramientas institucionales, tributarias y regulatorias que, actuando de manera simultánea, determinan qué proporción del excedente permanece en manos del Estado, cuál es capturada por las empresas extractivas y cuál beneficia, directa o indirectamente, a los consumidores.

Además, la discusión sobre la apropiación de la renta hidrocarburífera no puede desvincularse del destino que reciben esos recursos. Al tratarse de un bien natural no renovable, la renta asociada a su explotación constituye, por definición, una fuente de ingresos transitoria. En consecuencia, una estrategia hidrocarburífera orientada al interés público no debería limitarse a maximizar la captación de ese excedente, sino también a definir mecanismos que permitan transformarlo en capacidades permanentes para la sociedad. La utilización de la renta para financiar infraestructura, educación, ciencia y tecnología, diversificación productiva u otras inversiones estratégicas permite convertir un recurso natural finito en activos capaces de generar bienestar incluso después del agotamiento de los yacimientos. Por el contrario, cuando la renta se destina exclusivamente a financiar necesidades de consumo inmediato, el bienestar obtenido tiende a desaparecer junto con el recurso que le dio origen.

Las Regalías como instrumento de apropiación de las Provincias.

Como se desarrolló en el apartado precedente, la renta hidrocarburífera puede ser apropiada mediante diversos instrumentos y por distintos actores económicos. La distribución final de ese excedente depende del marco institucional vigente, de la política tributaria, del régimen de concesiones y de las regulaciones aplicables a la actividad.

El Estado nacional participa de la apropiación de la renta principalmente mediante los impuestos nacionales, donde en Argentina se destacan el Impuesto a las Ganancias y los derechos de exportación, así como a través del 51% de participación accionaria que posee en YPF. Las empresas extractivas, por su parte, se apropian de la renta residual derivada de la diferencia entre los ingresos obtenidos por la comercialización de los hidrocarburos y los costos de exploración, extracción, transporte y tributación.

Asimismo, la renta también puede distribuirse indirectamente hacia otros actores económicos. Cuando el Estado implementa políticas de precios internos inferiores a los internacionales o subsidios energéticos, una parte de la renta es transferida hacia empresas que utilizan hidrocarburos como insumo o hacia los consumidores finales mediante menores costos de la energía.

En este esquema, las provincias argentinas participan principalmente mediante el cobro de regalías, complementadas en menor medida por tributos propios como el Impuesto sobre los Ingresos Brutos. Las regalías encuentran su origen en el derecho de propiedad que las provincias ejercen sobre los recursos naturales existentes en su territorio. A diferencia de los impuestos, cuyo fundamento radica en la potestad tributaria del Estado, representan la contraprestación económica que percibe el propietario del recurso por autorizar a un tercero a realizar su exploración y explotación. Esta diferencia resulta fundamental, ya que las regalías no gravan la rentabilidad obtenida por las empresas, sino el aprovechamiento económico de un recurso natural de propiedad pública. Una característica adicional de las regalías es que se calculan sobre el valor de la producción y no sobre las ganancias de las empresas. En consecuencia, su recaudación depende del volumen y del valor de los hidrocarburos efectivamente extraídos, y no de la estructura de costos o de los resultados contables de cada operador.

En otras palabras, el Estado cobra impuestos a las actividades económicas para financiar el funcionamiento de las instituciones, los bienes y los servicios públicos que hacen posible el desarrollo de esas mismas actividades. Ninguna actividad económica podría realizarse sin la existencia previa de la infraestructura nacional que proporciona el Estado (calles, rutas, puertos, aeropuertos, etc.), sin un sistema educativo que forma a los trabajadores, sin un marco jurídico que establece y protege los derechos de propiedad, sin un sistema judicial que resuelve conflictos civiles y comerciales, sin un sistema de seguridad y defensa, sin un sistema de salud, etc. Las actividades extractivas no constituyen una excepción a esta lógica y, por lo tanto, están sujetas a los mismos tributos que las demás actividades económicas. Las regalías responden, en cambio, a una lógica diferente. Constituyen la contraprestación que corresponde al Estado por autorizar a un tercero a extraer y obtener un beneficio económico a partir de la explotación de un bien común. El petróleo, el gas, el litio, el cobre, etc. son recursos cuyo dominio corresponde al Estado, y las empresas que pretenden explotarlos con fines económicos deben remunerar al Estado por el derecho a disponer de ellos, de modo que una parte de la renta generada pueda ser destinada al bienestar del conjunto de la sociedad. Caso contrario, ¿qué sentido tiene permitir que un actor privado se apropie de la riqueza generada por un recurso que nos pertenece a todos y, al mismo tiempo, genere costos y deteriore el patrimonio ecológico que también es colectivo?

La posibilidad de que las provincias perciban regalías deriva del régimen jurídico que regula la propiedad de los hidrocarburos y las facultades para autorizar su explotación. Por ello, resulta necesario revisar brevemente la evolución normativa que dio origen al sistema vigente. Los lineamientos generales del régimen hidrocarburífero argentino fueron establecidos por la Ley Nacional de Hidrocarburos N.º 17.319, sancionada en 1967. Bajo este esquema, los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en el territorio nacional y en la plataforma continental pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional, quien concentraba las facultades para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación.

Este esquema comenzó a modificarse con la sanción de la Ley N.º 24.145 de Federalización de Hidrocarburos, en septiembre de 1992. La norma transfirió el dominio público de los yacimientos ubicados en cada jurisdicción a las respectivas provincias, estableciendo que estas poseen el

dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Posteriormente, la reforma constitucional de 1994 consolidó este criterio al incorporar en el segundo párrafo del artículo 124 que "corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio".

Si bien la transferencia del dominio implicó un cambio trascendental en la organización del sector, las provincias continuaron sujetas a los lineamientos generales establecidos por la Ley Nacional de Hidrocarburos para el otorgamiento de concesiones y la determinación del régimen de regalías. En otras palabras, las provincias pasaron a ser propietarias de los recursos naturales, pero dentro de un marco regulatorio nacional que fijaba las reglas generales de funcionamiento de la actividad.

En materia de regalías, la Ley N.º 17.319 establecía un régimen uniforme equivalente al doce por ciento (12%) del valor de los hidrocarburos extraídos y efectivamente aprovechados en boca de pozo, tanto para petróleo como para gas natural. Asimismo, facultaba al Poder Ejecutivo a reducir ese porcentaje hasta un mínimo del cinco por ciento (5%) en función de la productividad, ubicación y demás condiciones particulares de los yacimientos. Para los hidrocarburos obtenidos durante la etapa de exploración, la norma fijaba una regalía del quince por ciento (15%).

Sobre esta base, las provincias productoras fueron sancionando sus propias normas regulatorias. En el caso de Mendoza, la Legislatura provincial aprobó en 2006 la Ley N.º 7.526, que regula los contratos de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, reproduciendo en sus artículos 22 y 23 los criterios generales establecidos por la legislación nacional en materia de regalías.

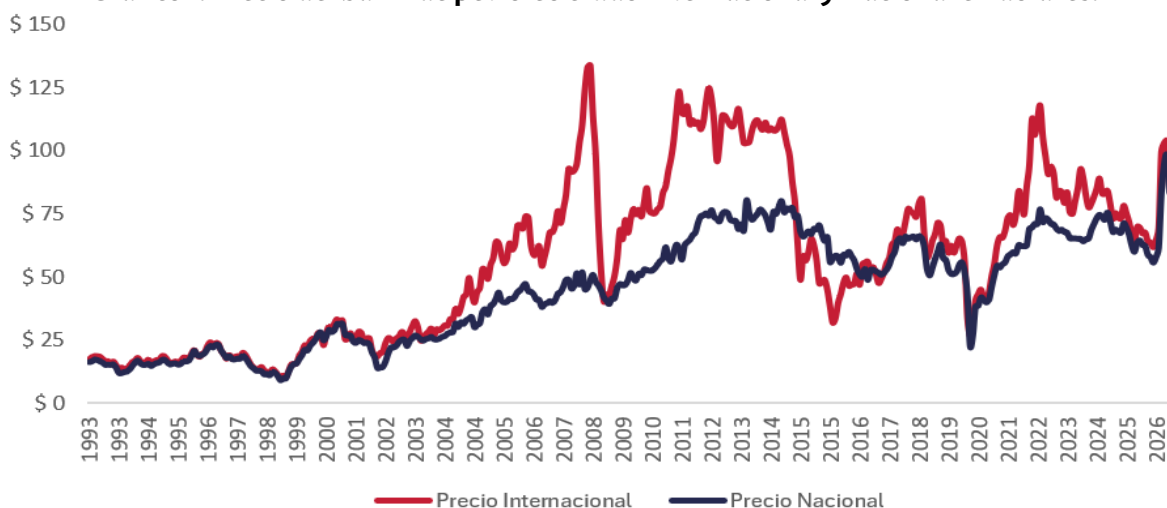
Este régimen permaneció prácticamente sin modificaciones en materia de regalías hasta la sanción de la Ley N.º 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos, en julio de 2024. Su artículo 125 sustituyó el esquema tradicional de regalías fijas por un mecanismo de licitación "competitiva", según el cual los oferentes presentan propuestas de regalías sobre una base del quince por ciento (15%), pudiendo incorporar un factor correctivo positivo o negativo ("X"). De esta manera, el porcentaje efectivo de regalías deja de encontrarse predeterminado por la ley y pasa a depender del resultado del proceso licitatorio, habilitando que las regalías puedan ser del 0%. En este nuevo esquema es válido preguntarnos si quienes competirán serán las empresas licitando alícuotas más altas para hacerse de los derechos de explotación, o más bien competirán las provincias, ahogadas financieramente, proponiendo alícuotas cada vez más bajas para obtener alguna mejora en sus ingresos corrientes.

Esta no fue la única modificación introducida por la Ley de Bases. El Artículo 6 original de la Ley de Hidrocarburos permitía al Estado establecer un precio del petróleo en el mercado interno distinto al internacional cuando este tenga un incremento significativo, basándose en los costos de explotación de la empresa estatal. El artículo 105 de la Ley de Bases elimina esta herramienta que permitía proteger a los usuarios argentinos de aumentos desmesurados, estableciendo que "El Poder Ejecutivo nacional no podrá intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno".

El Gráfico 1 muestra la evolución del precio del barril de petróleo crudo en los mercados internacional y nacional entre enero de 1993 y junio de 2026. Allí puede observarse que durante la década de 1990 ambos precios evolucionaron de manera prácticamente coincidente. A partir de la crisis de 2001, sin embargo, el Estado argentino comenzó a implementar distintas estrategias orientadas a desacoplar el precio interno del internacional, particularmente en contextos de fuertes aumentos de este último. Asimismo, durante los períodos 2014-2016 y a comienzos de 2020, caracterizados por una marcada caída de los precios internacionales, el Estado nacional estableció precios sostén que permitieron a las empresas petroleras mantener sus niveles de extracción sin afrontar plenamente el impacto de la caída de los precios internacionales.

A partir de la llegada de La Libertad Avanza, este mecanismo de protección del mercado interno fue eliminado, dejando al precio nacional totalmente expuesto a las fluctuaciones de los mercados internacionales. Los efectos de esta política sobre la sociedad en su conjunto pueden observarse con mayor claridad al analizar dos episodios bélicos que provocaron fuertes incrementos en el precio internacional del petróleo durante los últimos cinco años: la invasión de Rusia a Ucrania en 2022 y el bombardeo de Estados Unidos e Israel a Irán a comienzos de 2026. En 2022, el promedio mensual más elevado del precio internacional alcanzó los USD 118 por barril en junio, mientras que en Argentina se comercializó a USD 77, un valor 35% inferior al internacional. En 2026, hasta el momento, el promedio mensual internacional más elevado alcanzó los USD 104 por barril, mientras que en Argentina se comercializó a USD 98, reduciéndose la brecha a apenas un 9%. De este modo, mientras que en 2022 los mecanismos de desacople permitieron amortiguar significativamente el impacto de la suba internacional sobre el mercado interno, en 2026 el aumento internacional se trasladó directamente al precio de la Luz, el Gas y los combustibles en Argentina.

Gráfico 1: Precio del barril de petróleo crudo Internacional y Nacional en dólares.



CIEC en base a Secretaría de Energía y FMI en Federal Reserve Bank of St. Louis.

*2026 hasta junio.

En este contexto, durante la apertura de las sesiones legislativas de 2026, el Gobernador de Mendoza anunció el envío de un proyecto de reforma de la Ley Provincial de Hidrocarburos con el objetivo de reemplazar el esquema tradicional de regalías por el nuevo régimen de regalías

móviles. Esta iniciativa representa una modificación relevante de uno de los principales instrumentos mediante los cuales la provincia participa de la renta hidrocarburífera, cuyas posibles implicancias económicas y fiscales para Mendoza serán analizadas más adelante.

El sector hidrocarburífero de Mendoza

El presente apartado tiene por objeto examinar la situación actual del sector en la provincia de Mendoza. Para ello se analizará su evolución durante las últimas dos décadas, considerando su importancia relativa dentro de la economía provincial, la dinámica de la extracción de petróleo y gas, la evolución de las reservas, su incidencia sobre las finanzas públicas y el empleo privado formal. Luego observaremos la participación del Estado provincial y los trabajadores en el Valor Agregado Bruto (VAB) de la actividad y finalizaremos haciendo una evaluación del nivel de concentración de mercado y las principales empresas operadoras en la provincia de los últimos 10 años. En conjunto, estos indicadores permiten comprender el proceso de transformación que ha experimentado el sector hidrocarburífero mendocino y constituyen una base necesaria para evaluar criteriosamente la propuesta del Ejecutivo provincial de modificación de la ley de hidrocarburos.

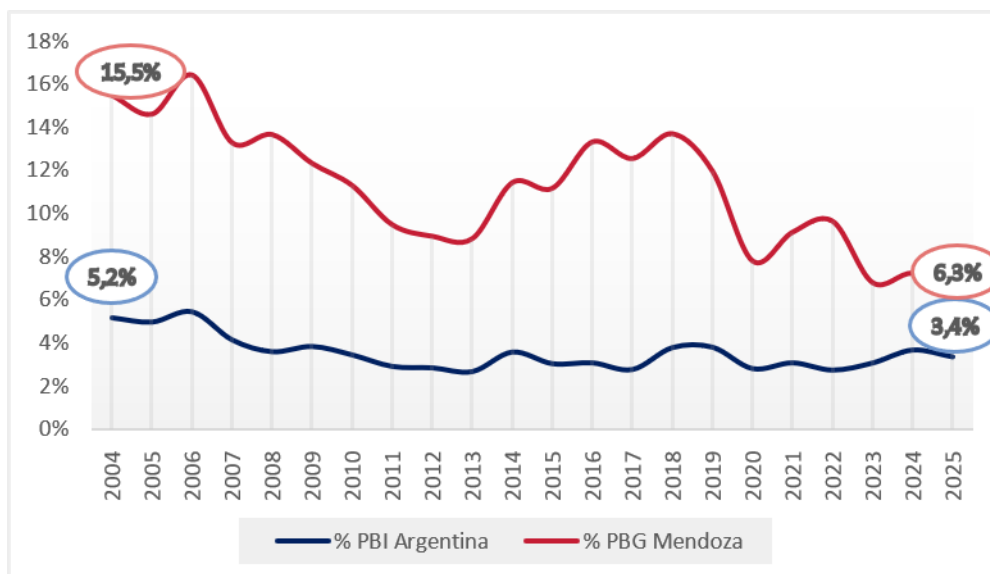
La Producción Hidrocarburífera en la Economía Provincial

Un primer indicador que permite dimensionar la relevancia económica del sector es su participación en el Producto Bruto. El Gráfico 2 presenta la evolución de la participación de la extracción de petróleo y gas en el Producto Bruto Interno (PBI) nacional y en el Producto Bruto Geográfico (PBG) de Mendoza.

A nivel nacional se observa un comportamiento en dos etapas claramente diferenciadas. Entre 2004 y 2013 la participación del sector descendió desde el 5,2% hasta el 2,7% del PBI. A partir de ese momento comenzó un proceso gradual de recuperación, asociado principalmente a la recuperación del control estatal de YPF en 2012 y luego con el fomento de la explotación no convencional mediante fractura hidráulica en la formación Vaca Muerta. Como resultado, la participación del sector alcanzó el 3,4% del PBI en 2025.

La situación de Mendoza presenta una dinámica significativamente diferente. En 2004 la extracción de petróleo y gas representaba el 15,5% del PBG provincial, mientras que en 2025 su participación descendió al 6,3%. En términos relativos, el sector perdió más de la mitad de su peso dentro de la economía mendocina. Esta evolución refleja un proceso de agotamiento de los yacimientos convencionales, la insuficiente incorporación de nuevas reservas y el desplazamiento de las inversiones hacia otras cuencas hidrocarburíferas, particularmente la Cuenca Neuquina, donde el desarrollo de los recursos no convencionales concentró gran parte de la expansión reciente del sector.

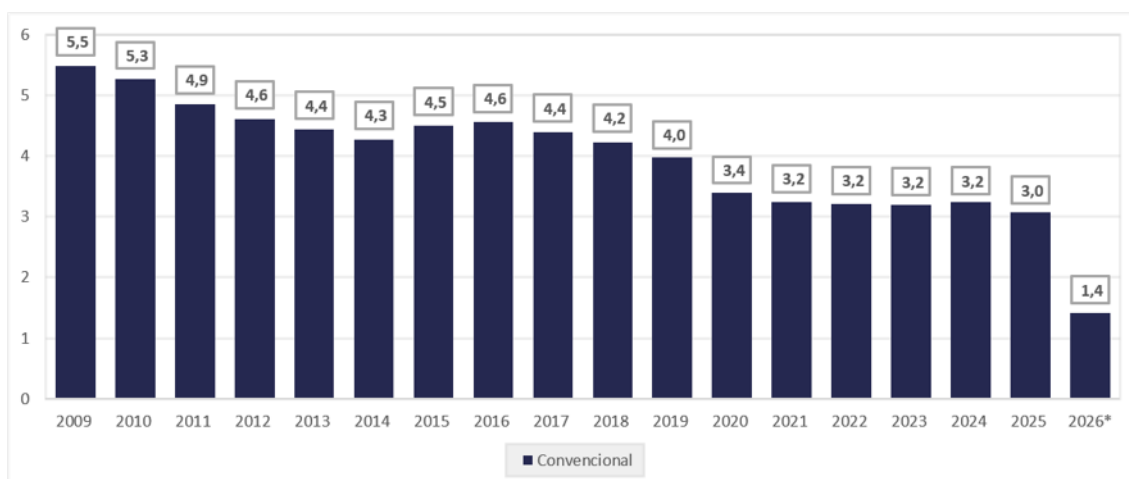
Gráfico 2: Participación del sector hidrocarburífero en el PBI nacional y PBG de Mendoza (2004-2025).



Fuente: CIEC en base a INDEC y DEIE.

La pérdida de participación del sector dentro de la economía provincial encuentra su correlato en la evolución de la extracción física de hidrocarburos. El Gráfico 3 muestra la evolución de la extracción anual de petróleo convencional en Mendoza entre 2009 y 2026. Durante ese período la extracción disminuyó un 44%, pasando de 5,5 millones de metros cúbicos (Mm³) en el 2009 a 3 Mm³ en el 2025. Los datos disponibles para el primer semestre de 2026 indican que esta tendencia descendente continúa.

Gráfico 3: Extracción anual de petróleo convencional en Mendoza en Mm³. 2009 – 2026*.



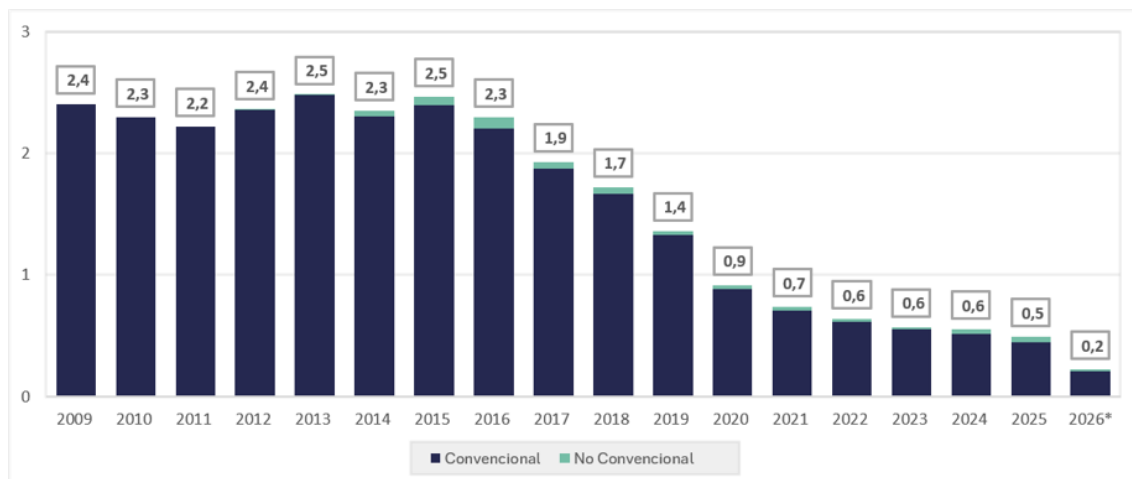
Fuente: CIEC, en base a datos de la Secretaría de Energía.

*2026 hasta junio.

Una evolución similar, aunque considerablemente más pronunciada, se observa en el caso del gas natural. Como muestra el Gráfico 4, la extracción total de gas se redujo un 79% entre 2009 y 2025,

pasando de 2,4 miles de millones de metros cúbicos (MMm³) a apenas 0,5. Si bien durante los últimos años comenzó a desarrollarse la extracción no convencional mediante fractura hidráulica, su incidencia continúa siendo marginal, representando únicamente el 8% del total extraído durante el primer semestre de 2026.

Gráfico 4: Extracción anual de gas convencional y no convencional en Mendoza en MMm³. 2009 – 2026*.

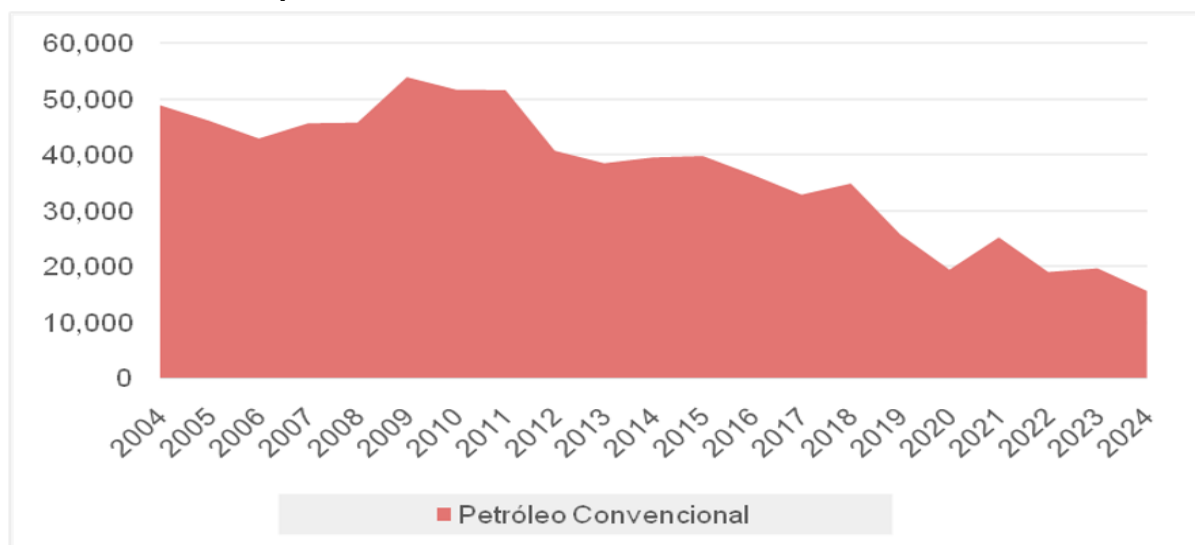


Fuente: CIEC, en base a datos de la Secretaría de Energía.

*2026 hasta junio.

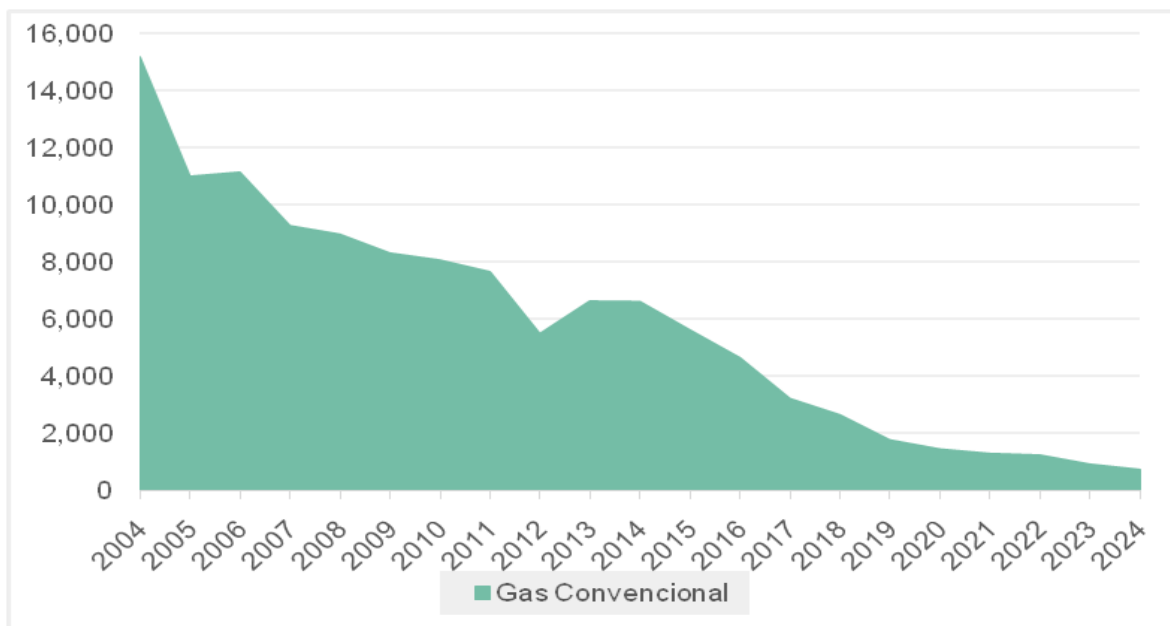
La evolución de las reservas confirma que esta tendencia responde a un proceso estructural más que a una fluctuación coyuntural. Los Gráficos 5 y 6 presentan la evolución de las reservas probadas de petróleo y gas entre 2004 y 2024 respectivamente. En ambos casos se observa una reducción sostenida de las reservas disponibles. En el caso del petróleo disminuyeron un 68%, pasando de 48.861 Mm³ en 2004 a 15.616 Mm³ en 2024, mientras que las reservas probadas de gas se redujeron un 95%, pasando de 15.192 MMm³ a apenas 710. Estos datos reflejan el progresivo agotamiento de la base de recursos sobre la que históricamente se sustentó la actividad hidrocarburífera provincial.

Gráfico 5: Reservas probadas de Petróleo Mendoza convencional en Mm³. 2004 – 2024.



Fuente: CIEC, en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 6: Reservas probadas de Gas Mendoza convencional en MMm³. 2004 – 2024.

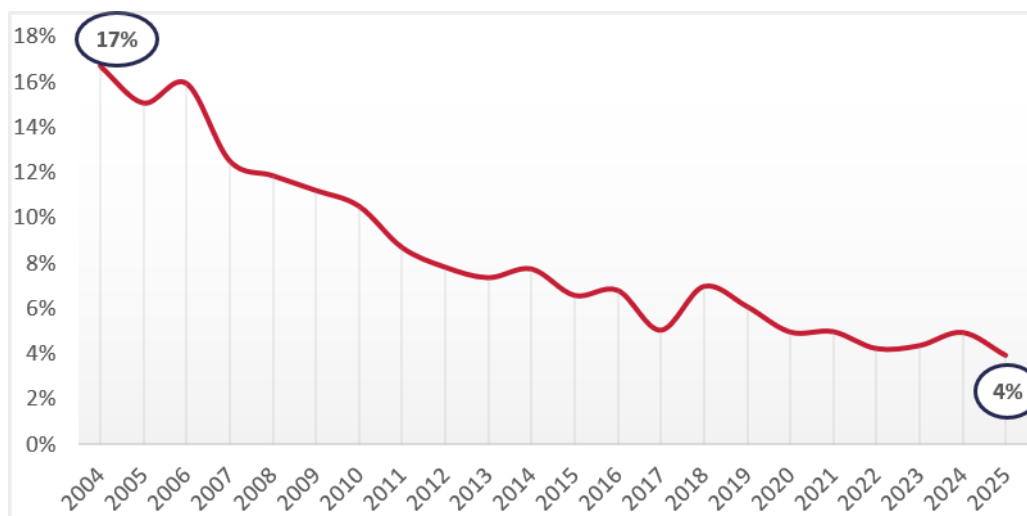


Fuente: CIEC, en base a datos de la Secretaría de Energía.

El Impacto del Sector en las Finanzas y el Empleo Provincial.

La contracción de la extracción de hidrocarburos tiene efectos que trascienden al propio sector energético y repercute directamente sobre las finanzas públicas provinciales. El Gráfico 7 muestra la evolución de la participación de las regalías hidrocarburíferas en los ingresos corrientes de la Provincia de Mendoza. Mientras que en 2004 las regalías representaban aproximadamente el 17 % de los ingresos corrientes provinciales, en la actualidad esa participación se redujo hasta valores cercanos al 4%. La disminución refleja tanto la menor extracción de hidrocarburos como la pérdida de importancia relativa del sector dentro de la estructura económica provincial, reduciendo significativamente la capacidad de financiamiento que históricamente aportó esta actividad.

Gráfico 7: Participación de las Regalías en los Ingresos Corrientes Provinciales de Mendoza. 2004 – 2025.



Fuente: CIEC en base al Ministerio de Hacienda y Finanzas.

Además de las regalías, las provincias también obtienen ingresos fiscales adicionales del sector mediante el Impuesto sobre los Ingresos Brutos (ISIB). Dado que la información oficial no discrimina la recaudación por rama de actividad, no es posible determinar con exactitud cuánto recauda el Estado provincial específicamente por los IIBB del sector de extracción de petróleo y gas. El único dato al respecto es la recaudación de grandes contribuyentes de la rama Minas y Canteras, cuya magnitud tiene un impacto marginal en los ingresos corrientes totales (solamente el 0,4%). La alícuota de este impuesto ha tenido numerosas modificaciones en los últimos años. La Ley Impositiva Provincial N.º 8.398 del año 2012 elevó la alícuota aplicable a la extracción de petróleo crudo y gas natural del 2% al 4%, mientras que las leyes impositivas de 2013 y 2014 la incrementaron al 6%. A mediados del 2014 la alícuota fue reducida al 3,5% y, con posterioridad, al 3% vigente en la actualidad.

A su vez, es importante considerar que las empresas hidrocarburíferas suelen desarrollar actividades en múltiples jurisdicciones y concentrar sus sedes administrativas en la Capital Federal. En consecuencia, parte de la base imponible del ISIB se distribuye entre distintas jurisdicciones conforme a las reglas del Convenio Multilateral, lo que implica que una porción de la renta generada por la extracción realizada en Mendoza sea apropiada fiscalmente por otras provincias, particularmente por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. También, debemos considerar que los hidrocarburos extraídos en la provincia que tienen destino de exportación no pagan el ISIB.

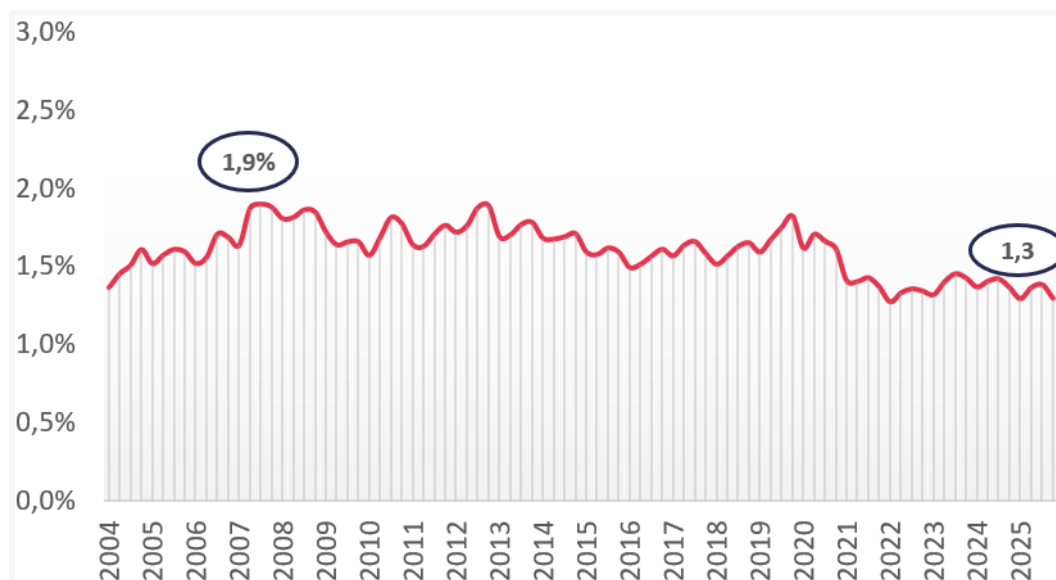
De forma indirecta la provincia también se apropia de la renta hidrocarburífera mediante el ISIB que cobra a los agentes económicos que abastecen de bienes y servicios a las empresas extractivas (como transporte, servicios de seguridad y limpieza, metalmecánica o construcción, entre otras) y cuya actividad también se encuentra estrechamente vinculada al nivel de extracción de petróleo y gas. En consecuencia, el impacto fiscal total del ISIB derivado de esta actividad no puede ser cuantificado con precisión a partir de la información pública disponible. Esto, sin embargo, no implica que debamos olvidarlo al momento del análisis.

Finalmente, la evolución del empleo confirma una característica estructural señalada en los apartados anteriores: la extracción hidrocarburífera constituye una actividad altamente intensiva en capital y relativamente poco intensiva en trabajo. Incluso durante los años de mayor participación económica del sector, su incidencia sobre el empleo privado formal fue considerablemente inferior a la observada sobre el producto o la recaudación provincial. Mientras el sector hidrocarburífero representaba el 15,8% del Producto Bruto Geográfico (PBG) en 2004 y las regalías el 17% de los ingresos corrientes provinciales, su participación en el empleo de ese mismo año fue apenas del 1,4%

El Gráfico 8 muestra que la participación del empleo privado formal asociado directamente a la extracción de petróleo y gas alcanzó un máximo del 1,9% en 2007 y descendió progresivamente hasta el 1,3% registrado durante el cuarto trimestre de 2025, el menor valor de toda la serie. En términos absolutos, ello equivale a aproximadamente 3.435 puestos de trabajo. Para recuperar la participación relativa que el sector tenía en 2008, sería necesario incrementar el empleo hasta

alrededor de 4.770 trabajadores. Por lo tanto, aunque mantuviese su pico de participación histórica, el impacto en los números agregados de empleo sería marginal.

Gráfico 8: Participación de empleados formales de extracción de petróleo crudo y gas natural sobre el total de empleados privados registrados de Mendoza. 2004-2025.



Fuente: CIEC en base al Ministerio de Capital Humano.

Hasta aquí se analizaron por separado la evolución de la extracción de hidrocarburos, las regalías provinciales, la recaudación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos y el empleo asociado a la actividad. Sin embargo, estos indicadores adquieren una mayor capacidad explicativa cuando se los relaciona con el valor agregado generado por el propio sector.

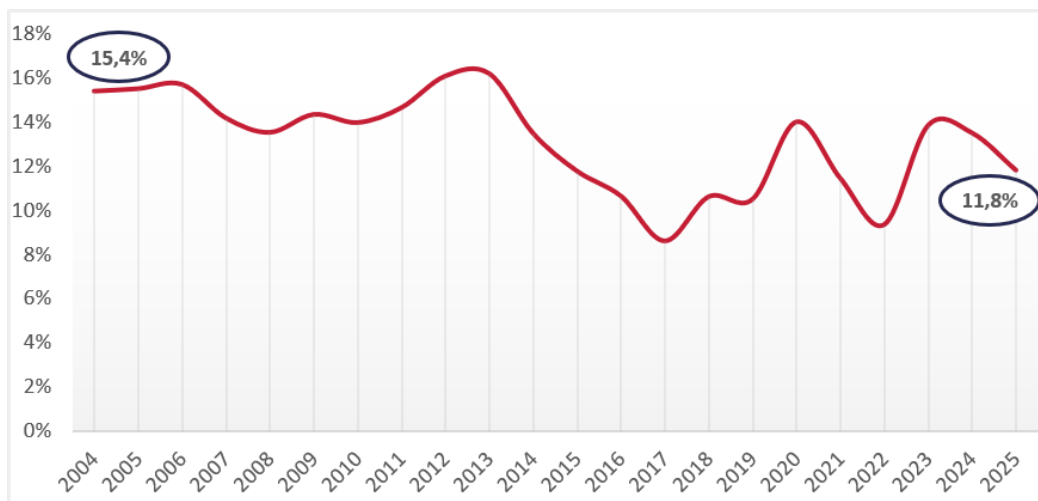
Con ese propósito, a continuación se analiza la participación de las regalías hidrocarburíferas y de la masa salarial sobre el Valor Agregado Bruto (VAB) de la extracción de petróleo y gas de la provincia de Mendoza¹. Este ejercicio permite aproximar la distribución de la riqueza generada por la actividad entre el Estado provincial y los trabajadores.

Debe señalarse, sin embargo, que el Valor Agregado Bruto no constituye una medida de la renta hidrocarburífera. Como se explicó en apartados anteriores, la renta representa el excedente extraordinario derivado de la explotación de un recurso natural escaso y no renovable. En cambio, el VAB comprende el valor generado por la actividad una vez descontado el consumo intermedio e incorpora, además de la renta, la remuneración al trabajo y la ganancia empresarial. La utilización de esta variable responde a la disponibilidad de estadísticas oficiales homogéneas para todo el período analizado y permite evaluar la participación relativa de distintos actores en la riqueza generada por el sector. Asimismo, es importante recordar que parte de la renta hidrocarburífera es apropiada por el Estado nacional y los consumidores.

¹ Para ello se considerará el VAB de los subsectores "Petróleo y gas natural" y "Servicios para la minería relacionados con la extracción de petróleo y gas y las actividades de prospección".

El Gráfico 9 presenta la participación de las regalías hidrocarburíferas sobre el VAB del sector. La serie muestra una tendencia descendente a lo largo del período analizado. Mientras en 2004 las regalías representaban aproximadamente el 15,4% del VAB de la actividad, en 2025 esa participación se redujo al 11,8%, alcanzando la serie su punto máximo de 16,2% en el año 2013.

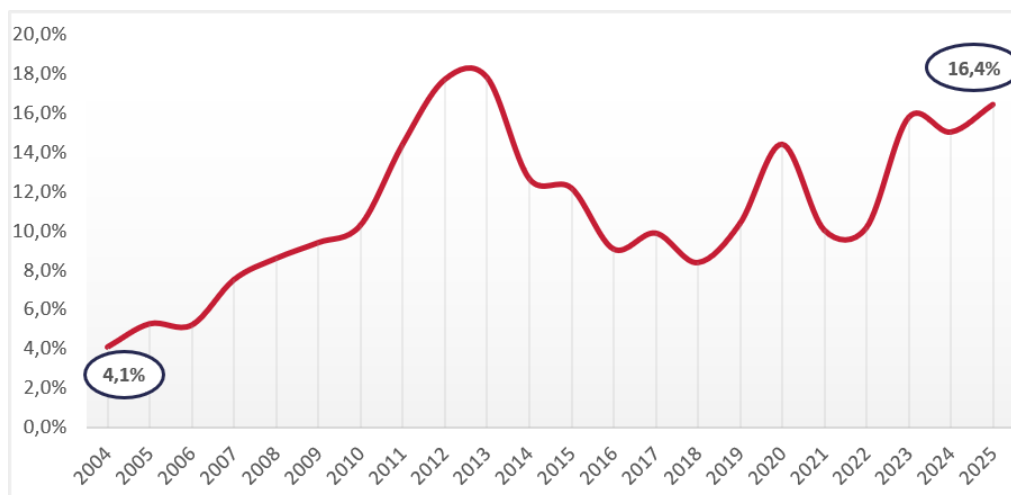
Gráfico 9: Participación de las Regalías en el Valor Agregado Bruto de Petróleo y Gas de Mendoza. 2004 – 2025.



Fuente: CIEC en base al Ministerio de Hacienda y Finanzas y DEIE.

Una dinámica diferente presenta la participación de la masa salarial, entendida como el producto entre la cantidad de trabajadores registrados y la remuneración promedio del sector. El Gráfico 10 muestra que representaba aproximadamente el 4,1% del Valor Agregado Bruto en 2004 y creció sostenidamente hasta alcanzar un máximo del 17,8% en 2013. Posteriormente la participación descendió hasta el 8,4% en 2018 y, desde entonces, inició una recuperación gradual que permitió alcanzar el 16,4% en 2025. La dinámica de los últimos años es consistente con una actividad capital intensiva en declive, donde cantidad de trabajadores tiene cierta estabilidad ante la caída de la cantidad extraída.

Gráfico 10: Participación de la masa salarial en el Valor Agregado Bruto de Petróleo y Gas de Mendoza. 2004 – 2025.

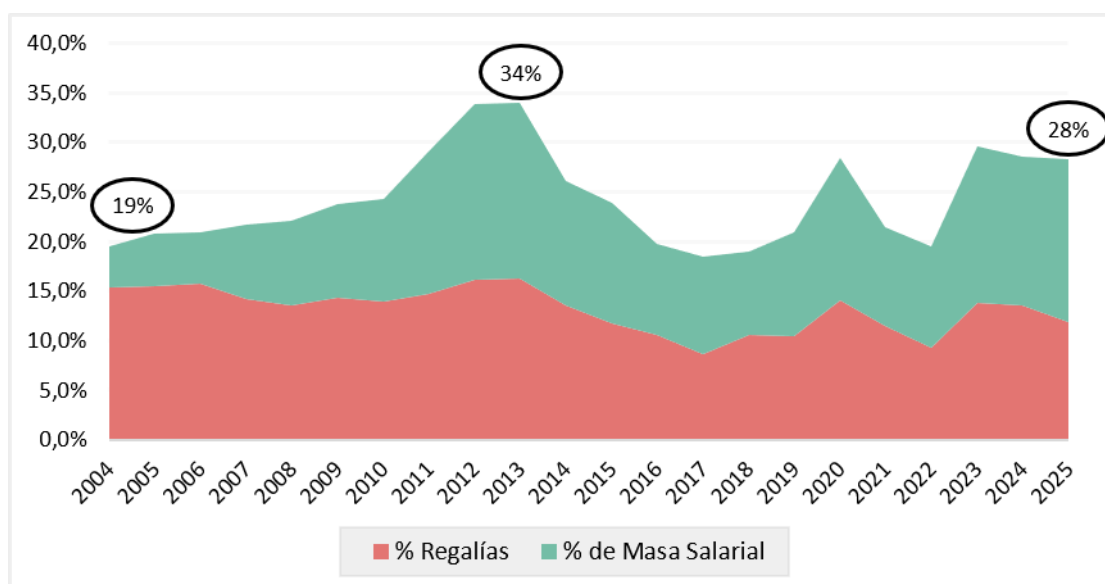


Fuente: CIEC en base al Ministerio de Capital Humano y DEIE.

Finalmente, el Gráfico 11 integra las dos variables analizadas y permite observar la participación de las regalías y de la masa salarial en el VAB generado por la actividad. La participación conjunta pasó del 19% en 2004 al 34% en 2013, el valor máximo de toda la serie. Posteriormente se produjo un descenso sostenido hasta el 2017, seguido con una recuperación transitoria hasta 2023 que llevó el indicador nuevamente al 30%. Desde entonces, la participación conjunta se mantuvo relativamente estable, ubicándose en torno al 28% en 2025.

Al desagregar la composición correspondiente a este último año, se observa que aproximadamente el 12% del VAB fue apropiado por el Estado provincial mediante regalías, mientras que el 16% correspondió a las remuneraciones de los trabajadores. En consecuencia, cerca de una cuarta parte de la riqueza generada por la actividad permaneció en la provincia bajo estas dos modalidades de distribución. En el año 2013, pico de la serie, el Estado provincial se logró apropiar del 16% del VAB y los trabajadores del 18%.

Gráfico 11: Participación de Regalías y Masa Salarial en el Valor Agregado Bruto de Minas y Canteras de Mendoza. 2004 – 2025.



Fuente: CIEC en base a Ministerio de Capital Humano, Ministerio de Hacienda y Finanzas y DEIE.

Los resultados presentados permiten arribar a una primera conclusión relevante. El proceso de declive que atraviesa la actividad hidrocarburífera mendocina no solo se manifiesta en la caída de la extracción, de las reservas y de su participación en la economía provincial, sino también en la menor participación que tanto el Estado provincial como los trabajadores han logrado captar del valor generado por el sector. En el caso del Estado, la participación medida a través de las regalías exhibe una tendencia descendente prácticamente ininterrumpida a lo largo del período analizado. En el caso de los trabajadores, luego de alcanzar su máxima participación en 2013, se observa una marcada reducción hasta 2018, seguida por una recuperación parcial que, si bien permitió mejorar su participación relativa, aún no logra compensar completamente la pérdida registrada respecto al valor máximo de la serie.

Las principales empresas operadoras en la Provincia

Finalmente, resulta pertinente analizar la estructura empresarial del sector hidrocarburífero provincial. La extracción de petróleo y gas en Mendoza se caracteriza por presentar un elevado grado de concentración económica, rasgo esperable en una actividad intensiva en capital, con importantes barreras de ingreso y basada en concesiones exclusivas de explotación.

Entre 2009 y 2026 operaron en la provincia veintisiete empresas dedicadas a la extracción de petróleo, aunque en la actualidad solo permanecen catorce. Sin embargo, el número de empresas no refleja adecuadamente la estructura del mercado. Durante los últimos diez años, las cinco principales compañías concentraron sistemáticamente más del 90 % de la extracción provincial, lo que evidencia un mercado altamente concentrado.

Dentro de este escenario, YPF ocupó históricamente una posición claramente dominante. Hasta 2024 la empresa explicaba más del 60% de la extracción de petróleo de Mendoza. No obstante, esta situación comenzó a modificarse con la implementación del denominado Proyecto Andes, iniciativa lanzada por la compañía en abril de 2024 con el objetivo de desprenderse de activos maduros y concentrar sus inversiones en áreas de mayor productividad, particularmente en los desarrollos no convencionales de Vaca Muerta.

En el marco de ese proceso, YPF ofreció la cesión de derechos de explotación sobre distintos clústeres de áreas maduras ubicadas en Mendoza, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. En la provincia de Mendoza la operatoria comprendió tres clústeres que agrupan catorce áreas de explotación. En noviembre de 2024 el Gobierno provincial autorizó la transferencia del clúster Llanquanelo a Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR); en enero de 2025 aprobó la cesión del clúster Norte a Petróleos Sudamericanos S.A.; y en febrero del mismo año autorizó la transferencia del clúster Sur a la Unión Transitoria Mendoza Sur, integrada por Quintana E&P Argentina SRL, Quintana Energy Investments S.A., Quintana Gas Storage and Midstream Services S.A. y Compañía TSB S.A. En agosto del 2026 YPF acordó una nueva cesión, donde transferiría el 70% que poseía de Chachahuén, 40% Compañía Andina de Petróleo y Gas S.A y 30% Energía Mendocina S.A.

Como consecuencia de estas operaciones, la participación de YPF en la extracción provincial de petróleo se redujo significativamente, pasando de representar más del 60% del total a aproximadamente el 36% en 2026. Paralelamente, las empresas adquirentes incrementaron rápidamente su presencia en el mercado, modificando la composición de los principales operadores sin alterar el elevado grado de concentración existente. Las Tablas 1 y 2 permiten observar cómo estas compañías pasaron a ocupar posiciones de relevancia dentro de la estructura hidrocarburífera provincial.

Tabla 1: Participación de las 5 principales empresas extractoras de petróleo de Mendoza.

Año	YPF S.A.	PLUSPETROL S.A.	PETROLERA EL TREBOL S.A.	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	5 Mayores Empresas
2017	65%	22%	5%	2%	0%	93%
2018	66%	22%	4%	2%	0%	94%
2019	65%	22%	4%	3%	0%	94%
2020	67%	23%	2%	2%	0%	95%
2021	64%	25%	3%	2%	0%	94%
2022	62%	26%	3%	2%	0%	92%
2023	62%	26%	3%	2%	0%	92%
2024	63%	25%	2%	3%	0%	93%
2025	43%	25%	2%	5%	16%	91%
2026*	36%	26%	0%	5%	22%	89%

Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

*2026 hasta junio.

La concentración empresarial resulta aún más marcada en la extracción de gas natural. Entre 2009 y 2026 participaron veinticuatro empresas, aunque actualmente solo permanecen catorce. Durante buena parte del período analizado, las cuatro principales compañías concentraron aproximadamente el 99% de la extracción provincial.

Al igual que en el petróleo, YPF mantuvo históricamente una posición dominante. Hasta 2024 la empresa concentraba alrededor del 87% de la extracción de gas de la provincia. Sin embargo, las cesiones realizadas en el marco del Proyecto Andes modificaron parcialmente esa estructura. En apenas dos años, su participación descendió hasta aproximadamente el 56%, dando lugar a una mayor presencia relativa de nuevos operadores, aunque sin alterar la característica central del sector: la extracción de gas continúa desarrollándose en un mercado altamente concentrado, donde un número muy reducido de empresas explica prácticamente la totalidad de la actividad.

Tabla 2: Participación de las 5 principales empresas extractoras de gas de Mendoza.

Año	YPF S.A.	PLUSPETROL S.A.	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	QUINTANA E&P ARGENTINA S.R.L.	PETROLERA EL TREBOL S.A.	5 Mayores Empresas
2017	94%	4%	0%	0%	1%	99%
2018	94%	4%	1%	0%	1%	99%
2019	93%	4%	1%	0%	1%	99%
2020	91%	5%	1%	0%	1%	99%
2021	88%	7%	1%	0%	2%	97%
2022	87%	7%	1%	0%	2%	97%
2023	87%	7%	1%	0%	1%	97%
2024	87%	6%	3%	0%	1%	97%
2025	70%	7%	4%	11%	1%	93%
2026*	56%	7%	3%	24%	0%	91%

Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

*2026 hasta junio.

La reforma de la ley provincial ¿hacia qué modelo hidrocarburífero apunta?

Luego de haber desarrollado el marco conceptual, el régimen institucional que regula la apropiación de la renta hidrocarburífera y la evolución reciente del sector en Mendoza, corresponde analizar las modificaciones que el Gobierno provincial ha anunciado y propuesto en el reciente proyecto de modificación de la Ley 7526 de hidrocarburos. El objetivo de este apartado no consiste únicamente en describir un eventual cambio normativo, sino en evaluar cuáles podrían ser sus implicancias sobre la apropiación de la renta hidrocarburífera y, en última instancia, sobre la estrategia de desarrollo de la provincia.

En el discurso de apertura de sesiones legislativas realizado el 01 de mayo del 2026 el Gobernador Alfredo Cornejo enunció las siguientes palabras:

Enviaremos en los próximos días a la Legislatura un proyecto de actualización de la ley de hidrocarburos para mejorar el marco legal de Mendoza, darle más previsibilidad a quienes invierten, más herramientas al Estado y más capacidad a la provincia para impulsar producción, empleo y desarrollo, elevando al mismo tiempo los estándares de seguridad, fiscalización y protección ambiental.

En producción convencional, vamos a seguir con nuestra estrategia de licitaciones continuas.

En relación con el crudo no convencional, la Vaca Muerta mendocina ha dejado de ser expectativa geológica para convertirse en una oportunidad concreta, creciente y estratégica.

YPF obtuvo resultados positivos en los dos pozos perforados, mientras que la UTE Quintana-TSB volvió a ejecutar estudios específicos que no se realizaban en la provincia desde 2017 y que permitieron seguir comprobando el potencial de la formación.

Pero eso no es todo. Hoy vengo a anunciarles que ambas empresas ejecutarán un ambicioso plan en 2026, con un pool de perforaciones, mediante cinco pozos, que permitirán seguir validando el potencial de la Vaca Muerta mendocina.

También estamos por lanzar una licitación para consolidar una Base de Datos Geológica, que reunirá la información histórica de la provincia y la transformará en una herramienta estratégica. Esto nos permitirá seguir trabajando con precisión, y al mismo tiempo poner a disposición de los inversores información confiable y ordenada, que reduzca incertidumbre, acorte tiempos de evaluación y facilite el desarrollo de nuevos proyectos en hidrocarburos y minería.²

² Discurso de Aperturas Legislativas Provincia de Mendoza (P. 7)

Resulta importante destacar que Mendoza no constituye una excepción dentro del escenario nacional. Por el contrario, ha sido una de las provincias que mayor alineamiento político ha mostrado con el Gobierno nacional. En este contexto, no ha de extrañarnos que las modificaciones propuestas para el régimen provincial de hidrocarburos reproduzcan, en términos generales, los lineamientos impulsados recientemente a nivel nacional.

Las modificaciones introducidas por la Ley de Bases N.º 27.742, al igual que en el proyecto provincial, trascienden ampliamente el régimen de regalías. En efecto, las reformas alteran los propios objetivos de la política hidrocarburífera y expresa un cambio de paradigma respecto del papel que deben desempeñar dentro de la estrategia de desarrollo del país y la provincia.

La redacción original de la Ley de Hidrocarburos N.º 17.319 establecía que el objetivo de la actividad consistía en “satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad”. La Ley de Bases modificó ese criterio al establecer como objetivo prioritario “maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país”. De forma análoga, el proyecto provincial propone que el objetivo sea “la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de dicha política, destinada a incrementar las inversiones y maximizar la renta, aumentar la producción y contribuir a una explotación eficiente y sostenible.”

Desde luego, los objetivos definidos por una ley no determinan automáticamente las políticas implementadas por los gobiernos. La propia historia argentina ofrece ejemplos claros de ello. Durante la década de 1990 continuó vigente el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, que definía a las empresas estatales como instrumentos fundamentales para alcanzar los objetivos de la política energética, mientras YPF era privatizada. Sin embargo, las modificaciones legales poseen un importante contenido institucional y político, expresan las prioridades que el Estado pretende privilegiar y orientan las decisiones futuras de política pública.

En este sentido, el cambio resulta significativo. Los hidrocarburos dejan de concebirse prioritariamente como un recurso estratégico destinado a garantizar el abastecimiento energético y el desarrollo nacional para pasar a ser considerados, ante todo, un activo cuya explotación debe maximizar la renta económica generada. Esta nueva orientación ha sido públicamente respaldada por funcionarios nacionales y provinciales, entre ellos la ministra de Energía y Ambiente de Mendoza, Jimena Latorre³.

El interrogante que dio origen al presente trabajo fue precisamente en qué condiciones la explotación de hidrocarburos puede contribuir al desarrollo de una sociedad. La modificación de los objetivos de la legislación nacional permite inferir una respuesta diferente. Mientras la perspectiva desarrollada en este informe parte de considerar a la renta hidrocarburífera como un instrumento que debe contribuir a la mejora de las condiciones de vida material de la población nacional presente y futura, la nueva orientación normativa coloca en el centro de la política la

³ <https://www.youtube.com/watch?v=zT17EEnk6cg>

maximización de la renta derivada de la explotación del recurso ¿La renta de quién? Si continuamos leyendo la Ley de Bases y llegamos a su Título VII, el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones, es bastante honesto decir que se está pensando en maximizar la renta de los grandes capitales privados, en su mayoría extranjeros.

Como vimos anteriormente, el mecanismo por excelencia de apropiación de renta hidrocarburífera por parte de los Gobiernos Provinciales son las regalías. El proyecto de modificación de la ley provincial propone eliminar el régimen general existente (15% para la etapa de exploración, 12% para la etapa de explotación, pudiendo reducirse hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos) y replicar el esquema móvil introducido en la Ley de Bases⁴ y que permite llegar a valores absurdos como el de 0%. De hecho, el actual Gobernador Cornejo ha manifestado públicamente que está dispuesto a bajarlas a 0%⁵.

A su vez, es importante considerar que con el retiro explícito de YPF unos pocos oferentes privados se están haciendo del control del mercado. No les sería muy complejo coordinar sus ofertas para distribuirse las zonas de extracción y licitar al menor valor de regalías posibles, dejando a la adjudicación provincial como un mero hecho formal de algo que fue pactado en el ámbito privado previamente.

Otra modificación incluida en el proyecto de ley provincial es un régimen de incentivos para la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante fractura hidráulica (fracking), una técnica que presenta riesgos ambientales y sociales significativos, entre ellos el uso intensivo de agua, el potencial impacto sobre acuíferos y la posibilidad de sismicidad inducida (OPSUR 2025). En Mendoza, estos riesgos adquieren una relevancia particular debido a las características del territorio: la provincia atraviesa quince años consecutivos de crisis hídrica, presenta un clima semiárido y se encuentra en una región con actividad sísmica natural.

Pese a estos riesgos, los propios considerandos del proyecto de ley presentan la modificación normativa como una “herramienta estratégica para incentivar las inversiones privadas, orientada decididamente a revertir el declive de áreas maduras y maximizar la producción de las cuencas, con hincapié en la formación no convencional de Vaca Muerta”.

En esta línea, el artículo 9 permite la reconversión a concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos sin un proceso licitatorio previo, mientras que el artículo 30 permite la compensación parcial de los importes del canon de explotación cuando la empresa presenta una “propuesta para ejecutar actividad de riesgo exploratorio, exploración complementaria o un proyecto piloto de explotación no convencional, sobre superficie remanente no comprendida en el lote de explotación dentro del área de la concesión”.

Pensar la extracción de hidrocarburos como parte de una estrategia diseñada para mejorar las condiciones materiales de vida de la población presente y futura es algo extremadamente

⁴ Detallado en el apartado de “Las Regalías como instrumento de apropiación de las Provincias”

⁵ <https://econojournal.com.ar/2025/05/cornejo-estamos-dispuestos-a-bajar-a-cero-las-regalias/>

complejo, implica transitar un camino con aciertos y equivocaciones cuyo destino final resulta incierto en cuanto a efectivamente lograr los objetivos propuestos. Por otro lado, transitar el camino de la entrega de nuestros bienes comunes al capital concentrado internacional tiene como única ventaja la claridad absoluta de cuál será el destino final: una población empobrecida, una naturaleza contaminada y la riqueza almacenada en los bancos del norte.

Es que este recorrido ya lo hemos transitado innumerable cantidad de veces en América Latina, África y Medio Oriente a lo largo de la historia. Se genera una burbuja extractiva desconectada absolutamente del resto de la economía local. No se establece una red de proveedores para abastecer la actividad, el destino del producto final es el de exportación, no se genera desarrollo tecnológico alguno y en ocasiones hasta los mismos trabajadores, especialmente los más calificados y mejores pagos, son de otras nacionalidades. Se genera lo que la teoría económica denomina economía de enclave⁶.

Parte de esta dinámica ya se está viendo en la Provincia de Neuquén, el modelo a seguir para el Gobierno mendocino. Una clara muestra de las falencias del modelo puede observarse a través de algunos indicadores sociales. Según la última medición informada por el INDEC, correspondiente al segundo semestre del 2025, el aglomerado de Neuquén-Plottier tiene un 22,4% de población bajo la línea de la pobreza, cuando en la Patagonia ese valor asciende a 25,4% y a nivel nacional es de 28,2%. Si bien el porcentaje de pobreza es menor, no a los niveles que deberíamos observar en el “modelo exitoso” a seguir. Otro dato que debería llamarnos la atención fue publicado recientemente por el Instituto Argentina Grande⁷, donde se observa que Neuquén es una de las 4 provincias donde más aumentó la cantidad de deudores morosos irrecuperables en el último año, pasando de 7,6% en el 2025 al 14,3% en el 2026; prácticamente se duplicó.

A su vez, en el mes de julio la provincia patagónica tomó una deuda por USD 500 millones para financiar obras de infraestructura vinculadas a Vaca Muerta. Así, la provincia recurrió nuevamente al endeudamiento externo para financiar infraestructura necesaria para acompañar la expansión de la actividad, generando obligaciones financieras futuras pese al contexto que combina récord de producción con precios internacionales altos producto del bombardeo de Estados Unidos e Israel a Irán.

El análisis puede completarse observando los resultados fiscales del año 2025 de Neuquén. La provincia muestra un resultado equilibrado, donde las regalías aportaron el 31% de sus ingresos totales. Si miramos el destino de los recursos nos encontramos que 92,4% fue destinado a erogaciones corrientes y el 7,6% inversiones de capital. Esto significa que una parte sustancial de los recursos obtenidos mediante las regalías terminó sosteniendo el funcionamiento corriente del Estado, en lugar de transformarse en activos, capacidades o inversiones capaces de generar beneficios que perduren más allá de la explotación de los hidrocarburos.

⁶ Ver Centro de Investigaciones en Economía Crítica (2025) “RIGI, ¿una vía al desarrollo o a la dependencia?” para un desarrollo de lo que implican los enclaves productivos. Disponible en <https://ciecmza.org/rigi-mendoza-desarrollo-dependencia/>

⁷ <https://argentinagrande.org/noticias/quienes-son-los-36-millones-de-deudores-irrecuperables>

A lo largo de los años, la provincia de Neuquén ha implementado diversos mecanismos destinados a lograr que los ingresos provenientes de las regalías hidrocarburíferas, caracterizados por ser cuantiosos pero transitorios, sean destinados a inversiones capaces de generar beneficios que perduren más allá del agotamiento de los recursos. En este sentido, la propia Constitución provincial establece, en su artículo 99, que “Las utilidades provenientes de la explotación del petróleo, gas, carbón, energía hidroeléctrica y distintos minerales, deberán emplearse en la realización de obras productivas que constituyan beneficio permanente para la Provincia del Neuquén, que favorezcan especialmente a la región donde se encuentre ubicada la respectiva industria extractiva, u otras zonas con posibilidades especiales”.

En línea con este mandato constitucional, en 1992 se creó, mediante la Ley N.º 1.964, el Fondo de Desarrollo Provincial (FonDeP), al que debía destinarse un monto no inferior al 3 % de las regalías, con el objeto de “financiar el desarrollo de actividades productivas y de servicios consideradas de interés por el gobierno provincial”. Posteriormente, en 1998, la Ley N.º 2.247 creó el Instituto Autárquico de Desarrollo Productivo (IADEP) “con el objeto de asistir y promover el desarrollo y la transformación de la estructura económica de la Provincia”, lo que implicó la eliminación del FonDeP y la incorporación de sus recursos al patrimonio del nuevo organismo. El IADEP debía recibir inicialmente el 3 % de las regalías, porcentaje que se incrementaría en 0,25 puntos porcentuales por año hasta alcanzar el 4 %. Ese mismo año, mediante la Ley N.º 2.246, se creó el Centro PYME con la finalidad de “prestar servicios y realizar acciones conducentes a la creación y fortalecimiento de las micro, pequeñas y medianas empresas industriales, agropecuarias, mineras, comerciales, de servicios y, en general, todas las actividades económicas que se realicen en la jurisdicción de la Provincia del Neuquén”, al que se asignó el 1 % de las regalías provinciales.

Sin embargo, estos sucesivos mecanismos orientados a preservar y transformar la renta hidrocarburífera en capacidades y beneficios de largo plazo no alcanzaron los objetivos previstos. En la práctica, la provincia no cumplió de manera sostenida con las afectaciones de recursos establecidas por la legislación, limitando así la capacidad de estos instrumentos para transformar una renta proveniente de recursos no renovables en beneficios que perduraran más allá de su explotación.⁸

El último intento fue la creación del Fondo Anticíclico de Estabilización y Desarrollo del Neuquén (FAED), establecido en 2020 mediante la Ley N.º 3.269 como “una herramienta de política fiscal y promoción del desarrollo sustentable de la provincia”. El Fondo se financiaba con el 50 % de las regalías correspondientes a la producción exportada de petróleo y gas del mes de referencia y, en caso de no existir exportaciones, con el 20 % del excedente resultante entre las regalías mensuales de petróleo y gas destinadas al abastecimiento del mercado interno y su promedio de los últimos 36 meses, ajustado por el Índice de Precios al Consumidor de bienes y servicios para la ciudad de Neuquén. Sin embargo, antes de que se cumplieran tres años desde su creación, la Ley N.º 3.380, sancionada en junio de 2023, dispuso que hasta el 31 de diciembre de 2027 sus recursos fueran destinados a afrontar el déficit del Instituto de Seguridad Social del Neuquén y/o al pago de los

⁸ Para más información, léase Alí, María Belén (2023).

servicios de la deuda pública provincial; mostrando una vez más la incapacidad de transformar una renta extraordinaria y temporal en algo sostenible en el tiempo ¿Qué va a pasar cuando los hidrocarburos se acaben?

Finalmente, debe considerarse una diferencia estructural que condiciona cualquier comparación entre ambas provincias. Neuquén posee reservas comprobadas de petróleo aproximadamente trece veces superiores a las de Mendoza y reservas de gas cerca de cuatrocientas veces mayores. A ello se suma que cuenta con una población cercana a los 700 mil habitantes, mientras que Mendoza supera los 2 millones. Por lo tanto, la disponibilidad de recursos hidrocarburíferos por habitante en Neuquén es significativamente mayor, lo que define como inviable a la estrategia que busca replicar en Mendoza el modelo neuquino.

Análisis de otras experiencias de políticas públicas vinculadas a la extracción de bienes comunes

Luego de haber analizado los avatares de la actividad hidrocarburífera de Mendoza en los últimos años, como así también las perspectivas que asoman frente a las propuestas gubernamentales, cabe preguntarnos sobre cómo han actuado otras sociedades respecto a sus bienes comunes y qué resultados les ha dado. Comenzaremos analizando dos casos de países desarrollados, Noruega y Australia, para pasar luego a las experiencias de los países latinoamericanos Brasil y Chile.

Experiencias de países desarrollados de apropiación y uso de las rentas naturales

Tanto Noruega como Australia presentan especial interés ya que se trata de naciones que han logrado posicionarse entre los países con mayor Índice de Desarrollo Humano (IDH)⁹ a escala global a partir de la explotación de sus bienes comunes. Ambos han conseguido morigerar significativamente los efectos de la denominada *enfermedad holandesa*, es decir, los trastornos muchas veces asociados a la explotación de bienes comunes como hidrocarburos y metales cuando estos representan un porcentaje significativo de las exportaciones de un país. Estos trastornos ocurren porque el ingreso acelerado de una gran cantidad de divisas presiona hacia la apreciación de la moneda local, deteriorando la competitividad del resto de las actividades transables y obstaculizando (o destruyendo) la industria local.

En ambas economías se ha logrado sostener entramados productivos fuertes a pesar de ser grandes exportadores de materias primas, por lo que podrían brindar elementos de comparación fructíferos para pensar las políticas locales frente a nuestros bienes comunes. Sin embargo, hay un elemento central que deberemos considerar a la hora de llevar a cabo este trabajo: no sólo estamos hablando de sociedades con historias, culturas y estructuras socioeconómicas muy diferentes, sino que se

⁹ El Índice de Desarrollo Humano elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (UNDP, por sus siglas en inglés) considera dimensiones tanto económicas (PBI per cápita) como educativas (años esperados de escolaridad para niños en edad escolar y promedio de años de escolaridad para adultos mayores de 25 años) y sanitarios (esperanza de vida al nacer).

trata de países donde la abundancia de recursos naturales por habitante es significativamente mayor a la de Argentina. Según López y Hallak (en Rebossio, 2026), aún si consideráramos una expansión que supere las expectativas en Vaca Muerta y un pico de producción en los proyectos mineros ya presentados al RIGI, las exportaciones argentinas de materias primas serían 4 veces menores a las australianas y 10 veces menores a las noruegas. Aun así, pensamos que el ejercicio de comparación puede iluminar ciertos aspectos relevantes para nuestra realidad.

Noruega

El oficialmente llamado Reino de Noruega cuenta con 385 mil kilómetros cuadrados y más de 25 mil kilómetros de litoral, magnitud costera debida a sus abundantes fiordos. El mar de esta zona ha sido históricamente fructífero para la pesca, actividad económica central en la historia del país. Asimismo, la población en 2025 alcanzó alrededor de 5.6 millones de personas, lo que implica una densidad poblacional de casi 15 habitantes por km² (levemente inferior a Argentina, que tiene casi 17). Ha alcanzado elevados estándares de vida reflejados por ejemplo en el IDH, que lideró a nivel mundial entre mediados de la década de 1990 y 2022 (en 2023, último dato disponible, estuvo en el segundo puesto con Suiza, detrás de Islandia).

El PBI per cápita de Noruega en 2025 fue de USD 104 mil considerado a Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) (Banco Mundial), siendo la principal actividad la extracción de gas y petróleo con una participación del 25%, seguida por Salud y Trabajo Social con un 10% (Statistics Norway). Asimismo, los productos hidrocarburíferos han oscilado entre la mitad y tres cuartas partes de los bienes exportados en el siglo XXI (Statistics Norway). En cuanto a nivel de vida, podemos mencionar que la esperanza de vida al nacer es de 83 años, entre las mayores del mundo. A su vez, la población que vivía con menos de USD 8,30 diarios fue de un 0,35% en 2023 y el nivel de desigualdad medido por el índice de Gini¹⁰ alcanzó un 0,265 en 2023; mientras, en nuestro país los valores se elevaron a 16% y 0,424, respectivamente (Banco Mundial). Estos indicadores tomados como muestra hablan de la gran capacidad de esta sociedad de garantizar pisos mínimos de condiciones materiales para toda su población. A su vez, la explotación hidrocarburífera es una de las bases en la que estos logros se sustentan.

El descubrimiento del primer yacimiento en el Mar del Norte noruego se remonta a 1969, y su explotación comenzó en 1971. A partir de este momento la extracción de hidrocarburos fue creciendo de manera sostenida. Sin embargo, cabe aclarar que el país ya podía ser considerado “rico” antes de su desarrollo hidrocarburífero. Lo que sí sucedió a partir de la década de 1970 fue que su crecimiento fue aún más acelerado y fue capaz de traducirlo en mejoras en la calidad de vida de su población. Ahora bien, cabe preguntarse por los procesos que permitieron que siguiera esta trayectoria de desarrollo.

Históricamente la sociedad noruega ha sido bastante homogénea en términos socioeconómicos, es decir, no proliferaron grandes desigualdades en las condiciones de vida de su población.

¹⁰ El índice de Gini tiene un valor de 0 en una sociedad con plena igualdad de ingresos y un valor de 1 en una sociedad totalmente desigual.

Paralelamente, hubo un temprano avance de derechos para los trabajadores a inicios del siglo XX, organizados en sindicatos; el sector empresario también tuvo su organización representativa prácticamente en paralelo. El Estado fue un garante de los derechos obreros, generando una modalidad de política consensualista y canalizada a través de las instituciones. Estos factores fueron de relevancia en la historia del país al evitar pujas distributivas radicalizadas y, llegado el momento, permitió una gestión equilibrada de la expansión de la renta petrolera.

Las actividades económicas tradicionales en Noruega eran la pesca, la industria forestal, la agricultura, el transporte marítimo, pequeños astilleros, entre otras; eran llevadas a cabo en pequeñas unidades y con baja intensidad de capital. A fines del siglo XIX y principios del XX los avances tecnológicos hicieron posible el aprovechamiento de los abundantes recursos hídricos del país a mayor escala, abriendo una nueva etapa vinculada al desarrollo de la energía hidroeléctrica. La importancia de este aprovechamiento no se debía sólo a la industria hidroeléctrica en sí, sino a que se trataba de una industria energética clave cuya oferta eléctrica posibilitaría potenciar las industrias mineras y forestales mediante su realización a mayor escala, elevando las dotaciones de capital relativo y, como consecuencia, incrementando su productividad.

Sin embargo, en el país no existía suficiente capital ni capacidades técnicas para encarar por sí mismos un desarrollo hidroeléctrico acelerado. Por ello, hubo un acuerdo político acerca de la necesidad de acudir a capital foráneo para suplir estas carencias, pero estableciendo una fuerte regulación sobre las condiciones en que se haría. La legislación donde se plasmaron estas exigencias son las denominadas “Leyes de concesión”, aprobadas entre 1906 y 1917, y que fueron utilizadas posteriormente en la producción de hidrocarburos.

Dichas leyes establecieron que quienes quisieran invertir en el país debían aceptar fuertes condicionalidades por parte del Estado noruego, aspecto que fue retomado posteriormente para las concesiones hidrocarburíferas. Por ejemplo, requerían de autorización estatal antes de poder adquirir bosques, cataratas o minas y poder explotarlos, para lo cual se les otorgaba una concesión por 60 u 80 años; vencida la misma, debían devolver los terrenos sin indemnización (incluso con la infraestructura que hubieran desarrollado sobre el terreno). De este modo, evitaron que la actividad se transformara en enclave¹¹. Cabe resaltar que cuando se sancionaron dichas leyes, los detractores argumentaban que esto ahuyentaría al capital extranjero que tanto se necesitaba para industrializar al país¹². El resultado fue diferente, ya que la inversión extranjera directa continuó incrementándose; el ratio PBI/inversión fue incluso superior que en países vecinos (Schteingart, 2017).

¹¹ Ver CIEC (2025) “RIGI, ¿una vía al desarrollo o a la dependencia?” para un desarrollo de lo que implican los enclaves productivos. Disponible en <https://ciecmza.org/rigi-mendoza-desarrollo-dependencia/>

¹² Dice Schteingart: “los principales detractores de las “Leyes de Concesión” fueron parte de la burguesía noruega, los inversores extranjeros y algunas elites políticas y tecnocráticas. Si bien con distintos intereses entre sí, quienes se oponían a las “Leyes del Pánico” (así las denominaban) coincidían en que el desarrollo industrial noruego requería indispensablemente del capital extranjero, de modo que lo último que había que hacer era espantarlo por medio de este tipo de normativas. Asimismo, varios empresarios sostenían que las “Leyes del Pánico” eran prácticamente “anticapitalistas”, “socialistas”, “intervencionistas” y que generarían “imprevisibilidad” debido a la “discrecionalidad” con la que el Estado podría hacer uso de la normativa” (2017; p. 314)

Asimismo, luego de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) el estado de Bienestar se desplegó con todas sus fuerzas. Podemos mencionar como ejemplos desde la universalización de beneficios sociales (diferentes tipos de asignaciones, salud y educación públicas sumamente extendidas y de alta calidad), hasta la construcción masiva de viviendas sociales e incentivos para incrementar los salarios en los sectores de menores ingresos relativos. Esta preocupación por la equidad fue paralela a un firme apoyo al desarrollo de actividades económicas estratégicas, desde la industria armamentista (con apoyo de EEUU en el marco de la Guerra Fría) hasta las tecnologías de automatización, la electrónica, la computación, la energía nuclear, entre muchas otras. Se crearon y promocionaron empresas industriales y de desarrollo tecnológico, mediante una continua inversión en I+D con fondos públicos y privados. Así, en 1973 la inversión en I+D rondaba el 1,1% del PBI, con una participación estatal del 63% en esa inversión¹³.

Como consecuencia de estas políticas, la economía noruega a principios de los '70 se había fortalecido. Contaba con un PBI per cápita por encima de la media mundial, similar al de Estados Unidos (Banco Mundial)¹⁴; una productividad creciente en las diferentes ramas de la economía que, a pesar de marcadas heterogeneidades internas, su incremento promedió el 169% entre 1946 y 1970; y capacidades industriales fuertes y en consolidación, logrando cada vez mayores exportaciones de Manufacturas de Media Tecnología (MMT) y Manufacturas de Alta Tecnología (MAT) (Schteingart, 2017).

En este contexto fue que a principios de los '70 se avanzó con la explotación petrolera y gasífera en el Mar del Norte, es decir, en una zona climáticamente compleja donde no se podían aplicar sin más tecnologías utilizadas para la explotación *offshore* en otras latitudes. El país nórdico se encontró con un desafío similar al que había enfrentado a principios del siglo XX con la actividad hidroeléctrica: había acuerdo en impulsar la producción de hidrocarburos pero no contaban con suficientes capitales ni capacidades técnicas para llevarlo a cabo en el corto plazo. Por ello, acudieron también al capital transnacional, aunque aplicando diversas medidas para asegurar tanto apropiarse de parte de la renta como también la generación de capacidades locales y el logro de encadenamientos productivos.

A mediados de los '70 se sancionó un impuesto especial al sector hidrocarburífero: mientras que todas las sociedades pagaban un gravamen del 50,8%, las petroleras pagaban un adicional de 25%, es decir, un 75,8% en total¹⁵. Asimismo, y para evitar fraudes al fisco¹⁶, el precio de las ventas de las empresas no se consideraba a partir de sus facturaciones sino a partir de un precio fijado por el ente estatal competente.

¹³ En 2023 Argentina destinó un 0,6% de su PBI a I+D, rubro que ha disminuido abruptamente a partir de entonces. Puede consultarse la serie histórica en <https://datos.bancomundial.org/indicador/GB.XPD.RSDV.GD.ZS?locations=AR-NO>

¹⁴ El resultado de esta comparación dependerá del indicador utilizado. Si tomáramos los datos brindados en función del PIB per cápita en dólares a precios actuales, encontraríamos que Noruega estaba 19% por debajo de Estados Unidos, mientras que por el contrario si tomáramos dólares constantes de 2015 hallaríamos al país nórdico un 8% por encima.

¹⁵ Estos guarismos fueron cambiando a lo largo del tiempo. Por ejemplo, en los '90 se disminuyó el gravamen general a 28% pero se incrementó el específico al sector hidrocarburífero hasta 50% (es decir, las empresas petroleras terminaban tributando un 78%).

¹⁶ Por ejemplo, para evitar que se subfacturaran las ventas de petróleo y de ese modo se evadiera parte del impuesto.

Otra medida fue la creación de Statoil, empresa petrolera 100% estatal que tuvo significativas protecciones particularmente en sus inicios. Las Leyes de Concesión tuvieron un rol central ya que fueron el vehículo legal para muchas de estas políticas. Por ejemplo, se le reservaba a Statoil una proporción mayor de los yacimientos offshore más promisorios a la par de que se le eximía del pago de exploración, que eran abonados por las empresas transnacionales autorizadas a explotar una proporción menor de tales yacimientos. A su vez, se les exigía a las empresas transnacionales que respetaran las ventajas de la empresa estatal, que contrataran proveedores locales y que transfirieran conocimientos y tecnologías; si no cumplían con estas exigencias eran penalizadas en las siguientes rondas de concesiones. Paralelamente a la creación de la empresa estatal, el gobierno había impulsado la creación de una empresa petrolera de capitales privados pero noruegos, y de una tercera empresa petrolera nacional mixta.

La importancia dada a la transferencia de tecnología y conocimientos como a la contratación de proveedores locales fue fundamental. Como en aquel momento no existían las capacidades locales para llevar adelante la actividad, acudieron al capital extranjero, pero con la premisa del “learning by doing” (aprender haciendo). De este modo, el incentivo a la contratación de proveedores locales llevó por ejemplo a que en 1975 la proporción de proveedores locales en la actividad fuera del 28%, pero que con el correr de los años alcanzara y se mantuviera en alrededor de un 60-65% (Ramírez Cendrero y Wirth, 2017). Ello fue posible por la articulación de esta nueva actividad con conocimientos e industrias desarrolladas previamente. Entre ellas, podemos mencionar ciencias como la oceanografía o geología y biología marina, y también a la industria astillera, el transporte marítimo, las ingenierías civiles desarrolladas a partir de la hidroelectricidad, los instrumentos de precisión para actividades marítimas, etc.

A su vez, el país se fue haciendo competitivo a nivel internacional y actualmente es un importante exportador de maquinaria y equipos industriales para los hidrocarburos como así también de servicios para el sector. Cabe destacar que estas exigencias a las empresas fueron acompañadas con un fuerte apoyo al sistema científico tecnológico nacional, financiando desarrollos mediante el erario público, pero también contribuyendo a la articulación entre los diversos agentes productivos, el Estado y los organismos de I+D; en la misma línea, a las empresas se les permitía deducir de sus impuestos partes considerables de lo invertido en I+D.

Cabe destacar que la valorización de la equidad y el gran desarrollo del Estado de Bienestar también jugaron un papel importante en el aprovechamiento de los hidrocarburos. Sobre la base de una sociedad en la que la gran mayoría de la población cubría sobradamente sus necesidades básicas, con una larga tradición de negociación colectiva de los salarios y beneficios laborales, y con la histórica canalización institucional de las demandas sociales, se privilegió que las remuneraciones de todos los sectores de la economía crecieran armónicamente. Así, el país mantuvo un sistema de negociaciones colectivas centralizadas donde el sector transable no petrolero fijaba la pauta de los aumentos salariales. Esto previno espirales inflacionarias y protegió la competitividad del resto de las industrias del país.

En la misma línea de proteger al entramado productivo nacional podemos situar al tan conocido “Fondo Global de Pensiones del Gobierno Noruego”. Este es un fondo público al que se destina el flujo neto estatal del petróleo, es decir, lo que recauda el estado de esta actividad menos los gastos que realiza en la misma. Este dinero es gestionado por el Banco Central del país e invertido íntegramente en el extranjero. Su objetivo es garantizar las prestaciones sociales para el futuro asegurando compartir las rentas del petróleo con las generaciones venideras, como también evitar que el gran flujo de divisas proveniente de los hidrocarburos derive en síntomas de la denominada “enfermedad holandesa”. Actualmente, es el fondo estatal más grande del mundo con activos valuados aproximadamente en USD 2 billones (trillones en inglés), lo que equivale a USD 370 mil por habitante. Para asegurar su valor en el tiempo, el gobierno sólo puede gastar el equivalente a las rentas esperadas anuales del Fondo, actualmente estimadas alrededor de un 3%.

Sin embargo, cabe destacar que este fondo fue creado por ley en 1990 e implementado recién en 1996, es decir, 25 años después de comenzar la explotación hidrocarburífera. Hasta ese momento, las rentas petroleras habían sido incorporadas a las arcas estatales y utilizadas, como hemos visto, para sostener tanto el Estado de bienestar como para fortalecer a todo el entramado productivo nacional, restringiendo su reinversión en el país cuando la industria ya estaba madura y era competitiva a nivel internacional. En la misma línea, los grandes beneficios otorgados originalmente a la empresa estatal y a muchos proveedores locales se fueron matizando con el tiempo, pero esas medidas se tomaron cuando ya tenían capacidades desarrolladas para la competencia internacional.

Australia

Australia es un país vasto territorialmente, el sexto en el mundo con 7,7 millones de kilómetros cuadrados. Actualmente su población es de 28 millones, lo que resulta en una densidad cuatro veces menor a la argentina (casi 4 hab/km² frente a los casi 17 de Argentina). Se trata de un país que ha tenido una particular trayectoria histórica donde los recursos naturales han sido un pilar fundamental de su economía hasta el día de hoy, y donde han logrado establecer condiciones de vida relativamente buenas para gran parte de su población en base a ellos. Si vemos sus exportaciones de bienes, encontraremos que entre 2018 y 2024 un 77% se explicaron por combustibles fósiles y minería, y que dicha cifra alcanza el 89% si sumamos productos animales, vegetales y alimenticios. Eso marca una orientación exportadora en bienes aún más primarizada que la de Argentina.

Asimismo, la comparación con Argentina es relevante en tanto a fines del siglo XIX y principios del XX diversas personalidades políticas e intelectuales percibían a ambos países como similares y en competencia mutua. Por ejemplo, podemos mencionar los reiterados envíos de personal argentino a aquel país por parte del gobierno para estudiar diferentes aspectos socio productivos y políticas australianas (incluyendo una de las comitivas a Raúl Prebisch), comparaciones en los discursos políticos de primer nivel de la época o el libro titulado “Our Great Rival: The Argentine Republic” del político australiano A. W. Pearce. Los motivos principales de tales comparaciones referían a la

extensión territorial, a la matriz productiva exportadora de productos agropecuarios y a niveles de riqueza monetaria similares en aquel momento.

De todos modos, la situación actual es sumamente diferente y a nadie se le ocurriría ponerlos en el mismo plano de comparación. Australia se ha posicionado entre los diez puestos más elevados en el ranking mundial del IDH desde que se comenzó a medir, ubicándose en 2023 el puesto número 7 (mientras Argentina ocupó el 47°). A su vez, alcanzó un PBI per cápita de USD 72 mil en 2025, mientras Argentina tan sólo alcanzó USD 32,5 mil para ese año (Banco Mundial, PPA precios actuales). En 2020 (último dato disponible para Australia) tenía una incidencia de la pobreza de 1,5% (personas con menos de USD 8,30 al día según PPA 2021) mientras en nuestro país era de 18%. A su vez, el índice de Gini para el mismo año era respectivamente de 0,34 y 0,42, evidenciando una sociedad sensiblemente más equitativa que la nuestra (UNDP). Entonces, ¿cómo logró Australia alcanzar esos estándares?

A lo largo de casi dos siglos, distintos ciclos de expansión de los recursos naturales fueron acompañados por políticas de infraestructura, protección industrial, regulación laboral, educación y ciencia que permitieron transformar parte de esas ventajas naturales en capacidades productivas y tecnológicas. La primera gran expansión en la explotación de recursos naturales comenzó durante la primera mitad del siglo XIX alrededor de la producción agropastoril, especialmente la lana, que se convirtió en el principal producto de exportación. Este proceso estuvo acompañado, sin embargo, por la expropiación masiva de territorios de los pueblos originarios, un componente de la historia australiana que tiene ciertas continuidades reflejadas actualmente en los conflictos socioambientales de proyectos mineros con estas poblaciones. La elevada disponibilidad de tierras para los colonos y la escasez relativa de trabajadores contribuyeron a mantener salarios comparativamente altos, por lo que entre las décadas de 1820 y 1870 se produjo una importante reducción de la desigualdad entre la población de origen europeo.

Un segundo impulso comenzó con la denominada fiebre del oro de la década de 1850. Durante sus años de mayor expansión, la minería llegó a representar alrededor de un tercio del producto australiano. El crecimiento minero aceleró la construcción de caminos, ferrocarriles y puertos que ya había comenzado con la actividad agropastoril, al tiempo que impulsó actividades proveedoras de alimentos, materiales, maquinaria y servicios. Si bien todo esto se llevó a cabo con capitales foráneos, principalmente ingleses, estimuló tempranamente la formación de conocimientos específicos: durante el siglo XIX aparecieron escuelas de minería y se fortaleció la enseñanza de geología, mineralogía, metalurgia e ingeniería. De este modo, la explotación minera comenzó tempranamente a generar no sólo exportaciones sino también una demanda interna de capacidades científico-técnicas.

Con la Federación de las colonias australianas en 1901 se consolidó un modelo institucional posteriormente conocido como *Australian Settlement* que sería relevante para el desarrollo posterior del país. Uno de sus pilares fue la protección arancelaria de la industria nacional, continuando experiencias que algunas colonias ya venían desarrollando durante el siglo XIX. La protección de la industria buscaba no sólo sustituir importaciones y equilibrar la balanza de pagos,

sino también sostener el empleo y evitar que la competitividad nacional dependiera de salarios bajos. Este modelo se fue fortaleciendo con el correr de las décadas, hasta fines del siglo XX cuando comenzó a ser desmantelado.

El segundo pilar de la Federación, y en la misma línea de la protección arancelaria, fue la rápida institucionalización de los derechos de los trabajadores. Una medida fue la generalización de Cortes de Arbitraje en todo el país, que eran instituciones locales que mediaban los conflictos entre sindicatos obreros y patronales. Además, en 1907 se determinó un salario vital que debía ser suficiente para un obrero con mujer y tres hijos, y pocos años después se estableció que el mismo debía ser indexado. Hubo otra legislación de avanzada como el temprano establecimiento de la jornada de 8 horas, la regulación del trabajo infantil y de las mujeres, normas generales de seguridad e higiene, etc. En sintonía con el caso de Noruega, podemos destacar esta temprana tendencia a la equidad y la institucionalización de la conflictividad social, que posibilitaría morigerar las pujas distributivas a lo largo del tiempo y otorgar estabilidad al sistema político del país.

Durante la crisis de la década de 1930 y el impulso al proteccionismo a nivel mundial, economías exportadoras de materias primas como la australiana y la argentina sufrieron una acentuada disminución de su demanda. Sin embargo, la pertenencia de Australia a la Commonwealth le otorgó prioridad de ingreso al principal mercado de aquel entonces, Gran Bretaña. Visto a largo plazo, ello también contribuyó a una mayor estabilidad histórica en la economía australiana, aunque en este caso no respondió directamente a una política propia.

A su vez, el crecimiento mundial durante la segunda posguerra apuntaló una nueva expansión industrial en el país y, a partir de la década de los '60, Australia también se vio beneficiada por la acelerada industrialización de Japón y del sudeste asiático, con su elevada demanda de hierro, carbón y otras materias primas. La cercanía geográfica la posicionó favorablemente al reducir sus costos logísticos. El boom minero de los años sesenta inauguró así una nueva etapa, con grandes inversiones privadas y de capital extranjero que permitieron desarrollar yacimientos de hierro, carbón, bauxita, petróleo y otros recursos. A diferencia de Noruega, Australia no creó una gran empresa estatal que dominara la actividad ni condicionó de manera general a las compañías extranjeras mediante obligaciones de transferencia tecnológica, como así tampoco consiguió apropiarse fiscalmente de una proporción excepcionalmente elevada de la renta.

En materia de tributación, las jurisdicciones subnacionales determinan y cobran las regalías calculadas sobre el valor de producción, presentando importantes diferencias entre tipos de minerales, territorios y períodos; sin embargo, la mayoría de los esquemas históricamente aplicaron esquemas de un dígito, con excepciones de regímenes progresivos que actualmente alcanzan tasas más altas. A ello se le sumó la tributación general de las empresas en concepto de ganancias empresariales, pero sin imposiciones específicas en concepto de rentas extraordinarias.

La excepción se estableció a partir de la década del '80 para los hidrocarburos *offshore*, rondando el 40% de la renta imponible de los proyectos¹⁷.

La capacidad australiana de evitar la economía de enclave estuvo vinculada a su temprana inversión y construcción de capacidades científico técnicas, apuntalada por décadas de protección a su entramado industrial. Un papel central correspondió a la Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO), cuyos antecedentes se remontan a 1916 y que desde mediados del siglo XX se consolidó como uno de los principales organismos públicos de investigación aplicada. Sus investigaciones abarcaron agricultura, geología, metalurgia, procesamiento de minerales, medio ambiente y posteriormente automatización y otras tecnologías, caracterizándose por una notable vinculación con problemas concretos de las actividades productivas. El financiamiento estatal tuvo inicialmente un peso muy importante. Hacia fines de la década de 1970, aproximadamente tres cuartas partes de la inversión australiana en I+D eran financiadas por el sector público. Con el tiempo aumentó la participación empresarial, pero las capacidades científicas básicas ya habían sido construidas en buena medida mediante recursos públicos.

Asimismo, y a pesar de que a partir de la década de 1970 el país redujo progresivamente los aranceles a las importaciones, liberalizó el sistema financiero, dejó flotar su moneda y flexibilizó el sistema de fijación salarial (desplazándolo gradualmente hacia negociaciones más descentralizadas), las décadas de proteccionismo dieron sus frutos. Aunque la industria en general no había logrado estándares competitivos a nivel internacional, y de hecho muchas desaparecieron con el nuevo modelo de corte aperturista, su larga tradición manufacturera había permitido el surgimiento de entramados metalúrgicos, mecánicos, eléctricos y manufactureros, junto con trabajadores, técnicos e ingenieros que terminarían resultando importantes para nuevas ramas de la economía.

Cabe destacar que durante este período convulso de reestructuración económica se recurrió a la tradición institucionalizada de negociación entre trabajadores y patronales bajo la órbita del Estado. Ello sirvió para evitar acentuadas espirales inflacionarias producto de la puja distributiva, así como para evitar que todos los costos se descargaran sobre la parte más débil en la negociación. Aunque desde una mirada ortodoxa puedan parecer aspectos que no hacen a lo estrictamente económico, cabe resaltar la estabilidad que este tipo de prácticas otorga, aportando a la previsibilidad tan importante para el desarrollo económico.

Posteriormente, los vínculos entre las empresas y los organismos científicos continuaron siendo promovidas por el Estado e institucionalizándose mediante la cofinanciación de investigaciones orientadas a resolver problemas productivos. Así, fue surgiendo paulatinamente el sector conocido como *Mining Equipment, Technology and Services* (METS), integrado por empresas dedicadas a maquinaria, ingeniería, software, automatización, exploración, procesamiento y servicios especializados. Muchas innovaciones desarrolladas inicialmente para resolver problemas

¹⁷ También entre 2012 y 2014 estuvo vigente el Minerals Resource Rent Tax para hierro y carbón, pero fue rápidamente derogado.

concretos de la minería australiana terminaron convirtiéndose en productos y servicios exportables a otros países mineros. De esta manera, los principales encadenamientos no se produjeron necesariamente “hacia adelante”, transformando el mineral en productos industriales finales, sino principalmente hacia atrás mediante tecnología y servicios intensivos en conocimiento.

Por lo tanto, el desarrollo australiano no puede explicarse por una elevada captura fiscal de la renta extractiva, como ocurre en mayor medida en el caso noruego. Su rasgo distintivo fue conseguir que los sucesivos ciclos de recursos naturales alimentaran procesos más amplios de acumulación de infraestructura, capital humano y conocimiento, siempre sobre una base de elevada dotación de recursos naturales per cápita y una sociedad equitativa y estable. Las explotaciones estuvieron mayormente impulsadas por capitales privados y extranjeros, pero operaron sobre una economía que había construido previamente universidades, centros de investigación, industrias, ingenieros, técnicos y empresas proveedoras capaces de absorber y posteriormente desarrollar tecnología.

Reflexiones sobre los casos de Noruega y Australia

Vemos que las experiencias de Noruega y la de Australia tienen significativas similitudes. Por un lado, y además de la excelente dotación de recursos naturales per cápita, podemos destacar la estabilidad lograda por ambos países a lo largo del tiempo, situación que ha posibilitado planificaciones e inversiones a largo plazo. Si bien la estabilidad no puede ser explicada por una sola variable, sí consideramos que la temprana preocupación por la equidad en ambas sociedades ha sido fundamental para morigerar las disputas distributivas de la renta, tanto en su desarrollo histórico como particularmente durante los momentos de cambios abruptos, como fueron la irrupción del petróleo offshore en Noruega en los 70 y la de minerales y también combustibles fósiles en Australia a partir de los ‘60 y ‘70 junto con los procesos de reestructuración económica del país oceánico de fines del siglo XX.

Otra importante coincidencia ha sido la importancia otorgada al desarrollo de capacidades técnicas locales, invirtiendo de manera sostenida a lo largo del tiempo en instituciones públicas de ciencia y tecnología y articulándolas con las necesidades sociales. A su vez, al inicio de los “boom” de recursos naturales del siglo XX ambas naciones contaban con un entramado industrial de importancia que les permitió abastecer las necesidades de la explotación de recursos y profundizar conocimientos para llevar a cabo dichas tareas de maneras cada vez más eficientes. Si bien posteriormente existieron procesos de apertura a mayor competencia internacional en ambos países, esto se llevó a cabo cuando los entramados de cada país contaban ya con cierto desarrollo y competitividad.

Sin embargo, también encontramos diferencias notables. Mientras que el Estado noruego se preocupó de apropiarse de una parte importante de la renta hidrocarburífera mediante tributaciones y la creación de una gran empresa estatal priorizada en las concesiones, el Estado australiano cobró porcentajes limitados y no participó activamente en la explotación de sus recursos. En el mismo sentido, Noruega impuso condiciones de transferencia tecnológica y de proveedores locales al capital transnacional, mientras que en Australia no se reguló específicamente al respecto. Finalmente, cabe destacar la creación del Fondo Global de Pensiones

del Gobierno Noruego, mecanismo implementado una vez consolidada la explotación hidrocarburífera y que otorga un flujo de ingresos constantes a la vez que garantiza a las generaciones futuras la percepción de beneficios provenientes de la explotación de recursos naturales.

Experiencias latinoamericanas de apropiación y uso de las rentas naturales

En el apartado anterior destacamos dos casos donde sociedades con amplias dotaciones de recursos naturales han logrado desarrollar entramados productivos amplios y asegurarles condiciones de vida dignas a gran parte de su población. Sin embargo, se trata de países lejanos con historia, cultura y estructuras socioeconómicas sumamente disímiles a la nuestra. Por ello, creemos pertinente también analizar algunos aspectos de las políticas hacia los bienes comunes que han desarrollado países vecinos, con quienes compartimos muchas más características. Entre ellas, un aspecto es la condición de países subdesarrollados o periféricos, hecho que limita nuestra capacidad de imponer condiciones a los capitales privados. Si bien la limitación es un hecho objetivo, veremos que no significa que es imposible establecer condicionalidades para la extracción de nuestros bienes comunes.

Brasil

El caso del gigante latinoamericano refiere principalmente a su gestión de los hidrocarburos, actividad que comenzó a explotarse comercialmente recién en la década de 1940. En 1953 se creó la gran empresa estatal Petrobras, que hasta finales de la década de 1990 tuvo el monopolio de la investigación, exploración, explotación, refinación y transporte de petróleo y sus derivados, marcando así que nos encontramos frente a una trayectoria donde la acción directa del estado en la producción ha sido central. De este modo, la apropiación de la renta de la actividad se gestionaba desde la empresa pública y podía servir tanto para ampliar la inversión en la actividad como para fortalecer las arcas estatales.

Cabe destacar sin embargo que el país enfrentó déficits de petróleo durante buena parte del siglo XX, debiendo importar ingentes cantidades de combustibles para sostener su actividad y su orientación nacional industrialista. Hasta la década de 1970 priorizó las inversiones en refinación, procurando que el país se convirtiese en un gran parque refinador. Invirtió en capacitaciones para su personal técnico, generando intercambios con especialistas del exterior. En 1963 creó su Centro de Investigación y Desarrollo, posteriormente conocido como CENPES, cuya misión inicial consistió precisamente en adaptar tecnologías importadas a las condiciones geológicas y ambientales brasileñas. Con el tiempo se consolidaron vínculos entre Petrobras, universidades, institutos de investigación y empresas nacionales, que fueron fundamentales para desarrollar las capacidades técnicas de Petrobras (Turchi y otros, IPEA).

Sin embargo, con la crisis petrolera de los '70 la empresa cambió su estrategia, volcándose a la búsqueda de hidrocarburos dentro de sus fronteras. La mayoría se encontraron en zonas oceánicas,

ante lo que las inversiones en desarrollo se orientaron hacia la explotación *offshore*. De este proceso surgieron capacidades tecnológicas que con el tiempo permitieron explotar hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas, un ámbito en el que Brasil pasó de depender de tecnologías importadas a desarrollar conocimientos propios de relevancia internacional (Morais, 2013).

Como dijimos, durante la década del '90 el país acabó con el monopolio estatal de la actividad (aunque manteniendo una posición dominante), promoviendo el ingreso de empresas privadas a la actividad. Con ello, fue desarrollando también diferentes mecanismos para apropiarse de parte de la renta generada por estas empresas. Si históricamente se cobraba una regalía en torno al 5% del valor de la producción; a partir de 1997 la tasa general podía alcanzar el 10% dependiendo del tipo de contrato, tope que posteriormente se incrementó a 15%. Además, se creó la denominada *Participação Especial*, un gravamen adicional aplicado a los yacimientos de gran producción o elevada rentabilidad, con tasas progresivas que podían alcanzar el 40% sobre una base neta determinada para cada campo (Afonso y Gobetti, 2008; García Zanotti, 2025).

Este mecanismo de cobro móvil posibilita imponer tributos de manera diferenciada a yacimientos con diferentes niveles de rentabilidad. Mientras las regalías aseguran un ingreso al Estado independientemente de que la explotación genere ganancias, la *Participação Especial* aumenta cuando los campos generan rentas extraordinarias. Hacia mediados de la década de 2000 ambos instrumentos habían adquirido un peso similar dentro de las denominadas participaciones gubernamentales. A ello se sumaban los impuestos generales sobre las ganancias empresariales y, en el caso de Petrobras, los dividendos correspondientes al Estado como accionista. Por lo tanto, la apropiación pública no se realizaba mediante un único mecanismo sino mediante una combinación de regalías, imposición sobre rentas extraordinarias, tributación general y participación empresarial estatal.

Una proporción importante de las regalías y de la *Participação Especial* fue distribuida entre estados y municipios vinculados con la explotación. Afonso y Gobetti, (2008) señalan que durante buena parte de la década de 2000 alrededor del 60%-65% de esos recursos se dirigió hacia niveles subnacionales. Sin embargo, esta distribución se concentró fuertemente en determinados territorios como Río de Janeiro, generando discusiones respecto de si la renta de recursos ubicados en el subsuelo o la plataforma marítima debía beneficiar principalmente a las jurisdicciones productoras o distribuirse en mayor medida entre toda la población. Los autores también advierten que elevados ingresos petroleros no necesariamente se tradujeron en mejores resultados de desarrollo en los municipios beneficiarios, poniendo nuevamente de manifiesto que la captación de renta y su utilización constituyen dos problemas diferentes.

El descubrimiento de los enormes yacimientos del Presal a mediados de la década de 2000 produjo una nueva modificación. Dado que se trataba de reservas de gran magnitud y menor riesgo geológico que muchas áreas exploratorias tradicionales, y que el contexto mundial era de incremento sostenido del precio de los *commodities*, el gobierno consideró que el régimen de concesión vigente podía permitir una apropiación privada excesiva de la renta. Ante ello, y en pleno proceso licitatorio de áreas petroleras, en diciembre de 2007 el gobierno retiró los 41 bloques

correspondientes al área Presal. Tras diversos análisis se envió una propuesta al congreso que fue aprobada en diciembre de 2010, creando un régimen de producción compartida para las áreas consideradas estratégicas donde luego de recuperar determinados costos, una proporción del petróleo excedente pasó a corresponder directamente al Estado. Además, Petrobras debía ser operadora de todos los proyectos y contar con una participación mínima del 30% de los consorcios, obligación que posteriormente fue flexibilizada.

Otro aspecto central refiere al régimen establecido para fortalecer proveedores nacionales y capacidades tecnológicas. Los contratos petroleros incorporaron, por ejemplo, obligaciones de inversión en investigación y desarrollo: en los grandes campos sujetos a la *Participação Especial*, las empresas debían destinar alrededor del 1% de sus ingresos brutos a actividades de I+D, y una parte de ellas debía ser ejecutada mediante universidades e instituciones científicas brasileñas.

A ello se sumaron políticas de contenido local, particularmente intensas desde comienzos del siglo XXI, que fijaban porcentajes mínimos de bienes y servicios nacionales en diferentes etapas de los proyectos. El objetivo era utilizar la enorme demanda generada por Petrobras y por las nuevas explotaciones *offshore* para desarrollar la industria naval, metalmecánica, ingeniería y proveedores tecnológicos nacionales. El impacto de esta medida se refleja en que las licitaciones de gas y petróleo pasaron de incorporar entre 25% y 50% de contenido local alrededor del año 2000, a promediar 75% entre 2013 y 2015 (Schutte, 2021).

A partir de este brevísimo recorrido por la historia del sector hidrocarburífero brasileiro podemos hacer algunas reflexiones. En primero lugar, se trata de una experiencia donde el Estado se involucró fuertemente en la producción, ostentando el monopolio de la actividad y manteniendo un amplio control con posterioridad. Eso ha permitido capturar una parte significativa de la renta mediante regalías, impuestos y las mismas ganancias empresarias de Petrobras, utilizadas para fortalecer el erario público o reinvertirlo en la actividad.

En segundo lugar, aunque con matices y estrategias diferentes según los momentos, se destaca una preocupación sostenida por el desarrollo de capacidades tecnológicas propias, tanto dentro de Petrobras como en el entramado de proveedores. Y ello fue logrado tanto con inversiones públicas como con imposición de condiciones al capital privado que quisiera invertir en el país, sin por eso ahuyentarlo ni detener el crecimiento de la actividad económica. De hecho, en ese proceso pasaron de una situación de fuerte dependencia de las importaciones de crudo a convertirse en un importante productor y exportador neto de petróleo.

Finalmente, cabe destacar que las capacidades tecnológicas desarrolladas han conducido al país de depender de tecnologías importadas en explotación *offshore* a convertirse en uno de los principales centros internacionales de conocimiento sobre explotación petrolera en aguas profundas. Si bien esto no salva las contradicciones entre acentuar la extracción de hidrocarburos en áreas ambientalmente frágiles y la necesidad de descarbonizar la matriz energética mundial, sí habla de que es posible desarrollar tecnologías de vanguardia aún en países semiperiféricos.

Chile

Chile presenta una trayectoria diferente, centrada fundamentalmente en la minería y, particularmente, en la explotación de cobre. Asimismo, haremos una mención a ciertas particularidades del litio chileno.

El país trasandino ha combinado la explotación en manos de una gran empresa estatal con el sector privado, aunque podremos observar algunas diferencias con el caso brasileiro. La creciente participación pública en la minería comenzó durante la década de 1960 con la denominada “chilenización” del cobre y culminó en 1971 con la nacionalización de la gran minería. Sobre los yacimientos nacionalizados se constituyó posteriormente la Corporación Nacional del Cobre (CODELCO), empresa completamente estatal creada formalmente en 1976 y que actualmente es la principal productora mundial de cobre. Sin embargo, también durante la dictadura se estableció simultáneamente un régimen de concesiones extremadamente favorable a la inversión privada. Si bien la Constitución mantuvo formalmente el dominio estatal sobre las minas, la legislación otorgó derechos particularmente fuertes a los titulares de concesiones sobre la mayoría de los minerales.

Un ejemplo de ello es que en el país trasandino las concesiones mineras se otorgan mediante sus juzgados ordinarios en lugar de hacerlo a través de algún organismo dependiente del poder ejecutivo. Ello significa que no se realizan licitaciones donde se puedan exigir condiciones respecto a la explotación de determinados yacimientos, sino que sencillamente un privado que reúna los requisitos generales establecidos obtiene los permisos mediante un trámite judicial.

De este modo, por un lado el Estado se involucró directamente en la explotación de los grandes yacimientos cupríferos descubiertos hasta el momento de su nacionalización, pero por otro posteriormente abrió la posibilidad de explotar sus recursos a cualquier privado en igualdad de condiciones. Este marco facilitó una gran expansión de la inversión extranjera y de la producción privada de cobre, cuyo boom se dio a partir de la década de 1990. Se consolidó así un esquema dual que continúa hasta la actualidad.

En materia de apropiación fiscal, durante los años noventa la principal contribución de las compañías privadas provenía del impuesto general sobre sus ganancias, que era del 15%. Sin embargo, la minería es una actividad extremadamente intensiva en capital que realiza inversiones permanentemente y el régimen permitía depreciaciones aceleradas, deducción de intereses y el arrastre de pérdidas de ejercicios anteriores. Como consecuencia, una explotación podía generar flujos económicos positivos y al mismo tiempo presentar una base imponible reducida o nula durante varios años. El problema no se fundamentaba en evasión fiscal sino que en gran parte respondía a los propios incentivos diseñados para atraer inversiones. Sin embargo, generó una discusión creciente respecto de que un recurso no renovable pudiera estar siendo explotado de manera rentable por privados sin que el estado recibiera una contraprestación significativa en el momento de la explotación (Leturia y García, 2007).

Por su parte, CODELCO también estaba sujeto al mismo régimen de tributación más aportes especiales por ser empresa estatal. Como consecuencia, Acquatella et al. (2013) muestran que en pleno auge de los commodities la empresa estatal produjo entre 2004 y 2009 alrededor de un tercio del cobre nacional, pero sus aportes al fisco representaron dos tercios de los aportes totales del cobre. Como respuesta a esta situación, en 2005 se creó el Impuesto Específico a la Actividad Minera, que era una tasa del 5% sobre las rentas operacionales de las mineras, posteriormente modificada para aumentar su progresividad según el margen de las empresas. Asimismo, en 2023 se estableció un nuevo régimen que combina, para las grandes explotaciones de cobre, un componente sobre las ventas con otro dependiente del margen minero. Ello apunta a garantizar un piso de recaudación aun cuando el resultado económico declarado de las empresas sea reducido o nulo, a la par de un incremento de la participación pública cuando aumenta la rentabilidad. La trayectoria chilena muestra así un progresivo pasaje desde un sistema fundamentalmente sustentado en el impuesto general sobre los beneficios hacia instrumentos más específicamente diseñados para capturar rentas mineras.

Más allá de la renta que le permitió al Estado, la existencia de CODELCO como gran empresa en el principal sector de la economía chilena no logró encadenamientos industriales ni tecnológicos proporcionales a su envergadura, lo que puede leerse como una gran oportunidad perdida para el país. Sin embargo, su mera existencia sí ha realizado otros aportes estratégicos. Por un lado, brinda información fidedigna del mercado sobre costos, productividad y rentabilidad, reduciendo las asimetrías con las grandes empresas cuando su tributación depende principalmente de declaraciones juradas. Por otro lado, ha posibilitado proyectar una estrategia diferente frente al litio.

El régimen jurídico del litio es diferente al del cobre, ya que desde 1979 el Estado lo declaró de interés nacional y por lo tanto “no concesible”. De allí que la explotación deba realizarse directamente por el Estado o mediante mecanismos específicamente autorizados (excepto aquellas concesionadas antes de 1979). Ello implica que existe un margen mayor de incidencia estatal respecto a los lineamientos generales de la explotación, pudiendo negociar quién/es participan de nuevos proyectos, en qué condiciones, cuánto se extraerá y a qué ritmo, qué contraprestaciones son requeridas para autorizar cada explotación, etc. Aún con estas exigencias hacia el capital privado, el país se ha convertido en el tercer productor mundial de litio.

De esta manera, la Estrategia Nacional del Litio lanzada en 2023 pretende aprovechar estas atribuciones estatales para incrementar la participación pública mediante CODELCO y asociaciones con capital privado, a la par que establece objetivos de investigación, agregado de valor, desarrollo tecnológico y mayores controles ambientales. Para ello, las capacidades empresariales e ingenieriles desarrolladas por CODELCO en el marco de la explotación del cobre serán indispensables en el desarrollo de esta estrategia. Finalmente, cabe destacar cómo el primer país de la región en implementar un modelo neoliberal que ha sostenido hasta la actualidad, nunca se desentendió completamente de la participación estatal en su principal complejo productivo. Aún más, podríamos decir que esa lección ha sido aprendida por el país trasandino que de cara a una nueva actividad estratégica le da aún un mayor protagonismo a CODELCO.

Reflexiones finales

El recorrido realizado a lo largo de este informe permite arribar a una primera conclusión general: la explotación de bienes comunes no constituye por sí misma una estrategia de desarrollo. Los hidrocarburos pueden generar crecimiento, exportaciones, ingresos fiscales y determinadas oportunidades de empleo, pero sus efectos sobre las condiciones de vida dependen fundamentalmente de las reglas bajo las cuales se realiza la explotación, de quién se apropia de la renta generada y del destino que reciben esos recursos. Esta cuestión adquiere especial importancia por tratarse de bienes no renovables: una vez extraídos, la riqueza natural desaparece definitivamente, por lo que su aprovechamiento sólo puede considerarse sostenible en términos económicos si permite construir capacidades y activos que perduren más allá del agotamiento del recurso.

El análisis del sector hidrocarburífero mendocino muestra, en este sentido, una situación desafiante. Durante las últimas dos décadas disminuyeron fuertemente la producción convencional, las reservas disponibles y la participación de la actividad en la economía provincial. Al mismo tiempo, las regalías pasaron de representar alrededor del 17% de los ingresos corrientes provinciales en 2004 a valores cercanos al 4% en la actualidad. El empleo directo, por su parte, nunca alcanzó una magnitud significativa en términos agregados: aun en sus mejores años representó menos del 2% del empleo privado formal. Esto se debe a una característica estructural de la actividad: su elevada intensidad de capital hace que el principal canal mediante el cual puede beneficiar al conjunto de la sociedad no sea el empleo directo, sino la apropiación y utilización de la renta y la generación de encadenamientos productivos y tecnológicos.

Los datos analizados también muestran que la participación directa de la sociedad mendocina en el valor generado por el sector resulta limitada. En 2025, las regalías representaron aproximadamente el 12% del Valor Agregado Bruto del subsector de Petróleo y Gas, mientras las remuneraciones de los trabajadores alcanzaron alrededor del 16%, mostrando así que una porción significativa del valor generado queda fuera de estos mecanismos provinciales de distribución. A ello se agrega una estructura empresarial altamente concentrada y el reciente retiro de YPF de numerosas áreas maduras, que reduce la presencia directa de una empresa bajo control estatal y aumenta el peso relativo de operadores privados.

Este panorama vuelve aún más relevante la discusión sobre la reducción de regalías. Es razonable que el régimen contemple diferencias entre yacimientos: un área madura y de baja productividad no presenta la misma capacidad de generar renta que un yacimiento de elevada productividad. Sin embargo, una regalía más baja sólo resulta socialmente conveniente si la actividad adicional que induce compensa efectivamente la renta pública resignada. Reducir las exigencias sin mecanismos que aseguren nuevas inversiones, mayores niveles de producción, recuperación de reservas, desarrollo de proveedores o incorporación de tecnología puede terminar trasladando rentas públicas hacia los operadores privados sin generar beneficios equivalentes para la provincia.

El nuevo marco nacional y el proyecto de reforma de la ley de hidrocarburos provincial agregan un problema adicional. La posibilidad de que las regalías sean determinadas mediante procesos competitivos puede generar incentivos para que las provincias productoras compitan entre sí ofreciendo condiciones cada vez más favorables al capital. Esa dinámica resulta especialmente problemática porque la capacidad provincial para gestionar sosteniblemente la renta hidrocarburífera es limitada, siendo el Estado nacional quien debería liderar este proceso, fomentando la coordinación entre provincias por sobre la competencia. Una creciente descentralización de la administración de los recursos sin mecanismos que garanticen pisos de condiciones a nivel federal fortalece la posición negociadora de grandes empresas que operan simultáneamente en varias jurisdicciones frente a provincias que rivalizan por atraer sus inversiones.

A esto se suma que el proyecto de reforma provincial busca incentivar la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante fractura hidráulica (fracking), una técnica que presenta riesgos ambientales y sociales significativos, entre ellos el uso intensivo de agua, el potencial impacto sobre acuíferos y la posibilidad de sismicidad inducida. En Mendoza, estos riesgos adquieren una relevancia particular debido a las características del territorio: la provincia atraviesa quince años consecutivos de crisis hídrica, presenta un clima semiárido y se encuentra en una región con actividad sísmica natural.

La experiencia reciente de Neuquén también aconseja evitar equivalencias automáticas entre expansión hidrocarburífera y desarrollo. Vaca Muerta permitió alcanzar niveles extraordinarios de producción y convirtió a las regalías en una fuente central de financiamiento provincial, pero ello no elimina problemas de infraestructura, endeudamiento, pobreza o sostenibilidad fiscal. Más importante aún, las condiciones geológicas son difícilmente comparables: Neuquén dispone de una dotación de reservas por habitante enormemente superior a Mendoza. Por ello, una estrategia de desarrollo provincial no debería descansar en la expectativa de que los hidrocarburos mendocinos ocupen el mismo papel económico que ocupan en Neuquén.

Las experiencias internacionales analizadas refuerzan la idea de que el Estado debe preocuparse no sólo por incrementar la extracción sino por cómo captar la renta y utilizar esos recursos para traccionar otras actividades y darles sostenibilidad temporal. Noruega, Australia, Brasil y Chile permiten identificar una cuestión común: los efectos positivos de los recursos naturales fueron mayores allí donde su explotación se insertó en una estructura económica e institucional capaz de capturar la renta y transformarla. Noruega combinó una elevada apropiación pública del excedente mediante una empresa estatal, desarrollo de proveedores y capacidades tecnológicas. Australia captó fiscalmente una proporción menor, pero construyó durante décadas infraestructura científica, industria y empresas proveedoras capaces de convertir la demanda minera en conocimiento exportable. A su vez, cuando comenzaron a explotar sus bienes comunes ambos países partían de una elevada paridad social y cuidaron que la irrupción de estas actividades mantuviese esa equidad. Además, no debemos soslayar que ambos países poseen una cantidad de recursos naturales per cápita muy superior a la Argentina.

Brasil y Chile muestran que un papel activo del Estado no constituye una posibilidad reservada exclusivamente a las economías centrales. La trayectoria de Petrobras permitió a Brasil combinar apropiación pública de la renta, expansión productiva y un prolongado proceso de acumulación de capacidades tecnológicas, hasta transformar al país en una referencia internacional en explotación petrolera en aguas profundas. Las obligaciones de inversión en investigación y desarrollo y las políticas de contenido local enseñan, además, que la atracción de capital privado puede coexistir con exigencias destinadas a producir beneficios que trasciendan la explotación del recurso. El caso de Chile con el litio, a su vez, muestra que la imposición de condiciones y la captación de porcentajes importantes de la renta no impiden que lleguen inversiones privadas, dando por tierra con las visiones locales que plantean que es necesario exigir cada vez menos a los capitales que quieran invertir en Mendoza o Argentina por temor a ahuyentarlos.

Como resultado de estos análisis, es claro que el debate mendocino no debería limitarse a decidir qué porcentaje de regalías resulta suficientemente atractivo para inducir nuevas inversiones. La pregunta central es más amplia, y refiere al lugar que se pretende asignar a los hidrocarburos dentro de una estrategia de desarrollo provincial. Si se decide profundizar su explotación, el desafío consiste en evitar que funcione como una actividad aislada, maximizar la participación social en la renta compatible con la viabilidad de los proyectos y utilizar esa oportunidad para fortalecer capacidades que no dependan de la permanencia del petróleo y el gas.

Las políticas ejecutadas y anunciadas tanto por el Gobierno nacional como por el Gobierno de la Provincia de Mendoza en esta materia distan de mostrar una estrategia integral que tenga como objetivo el desarrollo económico que contemple la necesidad de planificar un proceso de transición energética que permita reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar hacia una matriz energética más limpia. Por el contrario, las decisiones adoptadas parecen orientar al país hacia un modelo de economía de enclave, donde existen contadas actividades extractivistas con rentabilidades extraordinarias que solo dejan al país los costos sociales, los residuos ambientales y el deterioro irremediable de su patrimonio ecológico.

Agradecimientos

Este informe fue realizado con el apoyo de la Fundación Ecoceno.

Bibliografía

- Acquatella, J., Altomonte, H., Arroyo, A., y Lardé, J. (2013). Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: Evolución y participación estatal, 1990-2010 (Seminarios y conferencias 72). CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/7044-rentas-recursos-naturales-renovables-america-latina-caribe-evolucion>
- Ali, M. B. (2023). Análisis crítico de la gestión de los ingresos por Regalías Hidrocarburíferas de la provincia de Neuquén. Universidad Nacional de Rosario. <https://rephip.unr.edu.ar/items/fc1d01ca-5b08-4a31-8bed-2e3b7975d04f>
- Altomonte, H., y Sánchez, R. (2016). Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe. CEPAL. <https://repositorio.cepal.org/entities/publication/8e6fe650-2727-4cdb-8cao-9529234ef10c>
- Afonso, J.R. y Gobetti, S.W. (2008). Rendas do petróleo no Brasil: alguns aspectos fiscais e federativos <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/10115>
- Attard, B (2008). "The Economic History of Australia from 1788: An Introduction". EH.Net Encyclopedia, edited by Robert Whaples. https://eh-net.translate.goog/encyclopedia/the-economic-history-of-australia-from-1788-an-introduction/?x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es&x_tr_pto=tc
- Braga, L. (2018). Oil in Brazil: Evolution of exploration and production. https://www-encycopedie--energie-org.translate.goog/en/oil-in-brazil-evolution-of-exploration-production/?x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es&x_tr_pto=tc
- Bekerman, Marta, Dulcich, Federico, & Gaite, Pedro. (2021). Análisis comparativo del desarrollo económico de Argentina y Australia en los últimos cincuenta años. Ciclos en la historia, la economía y la sociedad, 32(57), 1-10. https://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1851-37352021000200001
- Centro de Investigaciones en Economía Crítica (2025) "RIGI, ¿una vía al desarrollo o a la dependencia?" para un desarrollo de lo que implican los enclaves productivos. <https://ciecmza.org/rigi-mendoza-desarrollo-dependencia/>
- García Zanotti, G. (2025). A 10 años de Vaca Muerta: análisis del régimen fiscal petrolero y la apropiación de la renta petrolera en Argentina y la región. <https://doi.org/10.15691/07194714.2025.006>
- Gerchunoff, P., & Fajgelbaum, P. (2006). ¿Por qué Argentina no fue Australia? Una hipótesis sobre el cambio de rumbo. https://www.academia.edu/75820394/PABLO_GERCHUNOFF_Por_qu%C3%A9_Argentina_no_fue_Australia
- Gobierno de Chile (2023). Estrategia Nacional del Litio. Por Chile y su gente. <https://www.gob.cl/chileavanzaconlitio/>
- Gudynas, E. (2015). Extractivismos: Ecología, economía y política de un modo de entender el desarrollo y la Naturaleza. CEDIB. <https://gudynas.com/wp-content/uploads/GudynasExtractivismosEcologiaPoliticaBo15Anuncio.pdf?>

- Handmaker, M. (2019). Derrame de petróleo en la costa de Brasil abarca más de 4.000 kilómetros. <https://whsrn.org/es/derrame-de-petroleo-en-la-costa-de-brasil-abarca-mas-de-4-000-kilometros/>
- Leturia, F.J. y García, J.F. (2007). Más allá del royalty: Análisis crítico de la tributación minera. https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=So718-00122007000100013
- Hallak, J. C., y López, A. (2026). El lugar de Argentina en el mundo más allá de los recursos naturales: las oportunidades de agregación de valor a través de la diferenciación de productos y servicios. Documentos De Trabajo Del Instituto Interdisciplinario De Economía Política, 1(112), 59. <https://ojs.economicas.uba.ar/DT-IIEP/article/view/3524>
- Honorable Cámara de Diputados de Mendoza. (2026). Proyecto de modificación de la Ley Provincial de Hidrocarburos (Expediente N.º 14709/2026).
- Martins, C.E. (2017). CENPES. <https://sites.usp.br/portalatinoamericano/es/espanol-cenpes>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2025). “ABC de la Energía | ¿Qué es el fracking?”. 8 septiembre 2025. <https://opsur.org.ar/2025/09/08/abc-de-la-energia-que-es-el-fracking/>
- Pereira, H. A. (2023). El caso noruego, modelo de industria hidrocarburífera de clase mundial. <https://visiondesarrollista.org/el-caso-noruego-modelo-de-industria-hidrocarburifera-de-clase-mundial/>
- Ramírez-Cendrero, J.M. y Wirth, E. (2017). Empresas públicas, fondos soberanos y enfermedad holandesa: El caso de Noruega. <https://produccioncientifica.ucm.es/documentos/5d399a3f2999520684463141>
- Rebossio, A. (14/03/2026). Con el campo, la minería y Vaca Muerta no alcanza para convertirse en Noruega, Australia o Canadá https://www.eldiarioar.com/economia/campo-mineria-vaca-muerta-no-alcanza-convertirse-noruega-australia-canada_1_13064628.html
- Rojo, J. (2025). La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe anual. Año 2024. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. <https://www.iae.org.ar/>
- Schutte, G. R. (2013). Brasil: nuevo desarrollismo y petróleo de aguas profundas <https://nuso.org/articulo/brasil-nuevo-desarrollismo-y-petroleo-de-aguas-profundas/>
- Schutte, G. R. (2021). A economia política do conteúdo local no setor petrolífero de Lula a Temer <https://www.scielo.br/j/ecos/a/J5jBk8PxhphgFP9wFmxRNcc/?lang=pt>

Fuentes de datos

- CEPAL (s/f) Ingresos públicos provenientes de recursos naturales no renovables en porcentajes del PIB <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?lang=es>
- Observatorio de Complejidad Económica (OEC) <https://oec.world/es>
- Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII) <https://homer.sii.cl/>
- United Nations Development Programme (UNDP), Human Development Reports https://hdr-undp-org.translate.goog/data-center/documentation-and-downloads?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
- World Bank Group <https://data.worldbank.org/indicator>



 ciec.cuyo

 @CIEC_Cuyo

 ciec.cuyo@gmail.com

 +54 9 261 5371572

 www.ciecmza.org