



*Facultad de Ciencias Económicas
Universidad Nacional del Litoral*



Tesina - Licenciatura en Economía

“El sector hidrocarburífero argentino: evolución y desempeño en el periodo 1990-2023”

Autor: Ruiz, Francisco Santiago.

Director: Zanini, Lautaro / Co-director: Altuna, Daian.

Santa Fe, Argentina. Noviembre de 2025.

Resumen

Esta tesina analiza la evolución y el desempeño del sector hidrocarburífero argentino entre los años 1990 y 2023, explorando las distintas políticas aplicadas y su influencia en los indicadores clave del sector. Desde un enfoque mixto y con un diseño descriptivo-longitudinal, se reconstruye la evolución histórica del sector de los hidrocarburos, considerando la privatización de las empresas Gas del Estado e YPF, los subsidios post 2001 y el auge de *Vaca Muerta*. Además, se hará alusión al desarrollo de la infraestructura, las políticas sectoriales, y los factores económicos y regulatorios, en función de su relación con la producción, la inversión y la comercialización del sector.

Palabras clave: sector hidrocarburífero, regulación, evolución, desempeño.

Índice

<i>Resumen</i>	2
<i>Introducción</i>	4
<i>1. Marco teórico y antecedentes</i>	7
<i>1.1 Teoría de la Regulación de los servicios públicos</i>	7
<i>1.2 Aplicación al caso argentino y al sector hidrocarburífero (1990-2023)</i>	14
<i>2. Metodología</i>	17
<i>3. Evolución histórica del sector hidrocarburífero argentino</i>	20
<i>3.1 Etapa estatal y privatizaciones (1990-2001): de YPF y Gas del Estado a la reestructuración neoliberal</i>	23
<i>3.1.1 Reformas y marco legal</i>	23
<i>3.2 Subsidios y crisis (2002-2015): políticas distributivas, aumento del consumo y dependencia importadora</i>	27
<i>3.3 Ajustes y potencial reciente (2016-2023): cambios regulatorios y situación actual</i>	32
<i>3.3.1 Reconfiguración regulatoria y tarifaria</i>	32
<i>3.3.2 Estancamiento y emergencia energética</i>	33
<i>4. Análisis del desempeño</i>	35
<i>4.1 1990-2001</i>	37
<i>4.2 2002-2015</i>	40
<i>4.3 2016-2023</i>	44
<i>Conclusiones</i>	49
<i>Referencias bibliográficas</i>	51

Introducción

Según la *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2023), la formación de Vaca Muerta concentra alrededor de 308 trillones de pies cúbicos de gas y 16,2 mil millones de barriles de petróleo técnicamente recuperables, ubicando a Argentina entre los principales países del mundo en recursos no convencionales (2° en gas y 4° en petróleo). Sin embargo, esta dotación no se ha traducido en un desarrollo sostenido: desde 2011, el país registró un deterioro creciente de su balanza energética, llegando a un déficit comercial de 6.900 millones de dólares en 2013. A su vez, el Estado debió destinar subsidios energéticos equivalentes a más del 3% del PBI en 2014 para mantener precios finales reducidos y sostener la oferta (ASAP, 2015). Esta paradoja -la coexistencia de abundantes recursos con dependencia de importaciones y fuertes transferencias fiscales- refleja un fenómeno estructural: la falta de continuidad de las políticas energéticas y la vulnerabilidad del sector frente a los vaivenes macroeconómicos (Kozulj, 2015; Serrani, 2020). Comprender cómo las decisiones institucionales y regulatorias moldearon esta trayectoria resulta central para explicar la evolución del sector entre 1990 y 2023.

Responder a este interrogante permitirá identificar los factores estructurales que condicionaron la capacidad del país para aprovechar sus recursos y, al mismo tiempo, describir las políticas públicas sobre la producción, la inversión y la balanza comercial. Entender esta trayectoria resulta esencial no sólo por su relevancia económica, sino también por su implicancia estratégica: de la evolución del sector dependen tanto el abastecimiento interno como la posibilidad de consolidar una inserción exportadora sostenible en el mercado energético global. Como señala Campodónico (2004), en economías como la argentina las exportaciones energéticas podrían cumplir un rol central en la generación de divisas y, con ello, en el alivio de tensiones cambiarias.

De hecho, esta última cuestión ya se evidencia en la práctica. Durante 2024 las exportaciones de combustibles y energía crecieron un 22,3% respecto al año anterior, alcanzando los USD 9.677 millones, lo que representa el 12,1% del total exportado por Argentina, según datos del Ministerio de Economía. Ese desempeño, dado esencialmente por cantidades, permitió que la balanza comercial energética registrara un superávit de USD 5.668 millones, revirtiendo la dinámica anterior de 13 años de déficit comercial energético.

Por otro lado, más allá de su peso macroeconómico y estratégico, el sector hidrocarburífero también posee una relevancia social directa, al tratarse de un conjunto de bienes de consumo masivo indispensables para la vida cotidiana. El gas natural y los combustibles líquidos constituyen los principales insumos energéticos utilizados por los hogares y el transporte, determinando en gran medida el costo de la energía doméstica, la movilidad y los precios del resto de la economía. Por ello, las políticas aplicadas al sector no solo inciden sobre las variables fiscales y externas, sino también sobre la equidad social y territorial.

Diversos autores han abordado el estudio del sector hidrocarburífero argentino desde perspectivas históricas, institucionales y macroeconómicas. En conjunto, estos trabajos permiten identificar los principales determinantes del desempeño energético y los desafíos que enfrentó el país en distintas etapas.

Gadano (1998) analiza el caso argentino en detalle a partir de las reformas estructurales de los años 90, mostrando cómo la desregulación y la privatización impulsaron la inversión privada, pero dejaron nuevos desafíos regulatorios y de planificación a largo plazo. En la misma línea, Kozulj (2000) destaca que la reestructuración del sector gasífero permitió ampliar la cobertura del mercado interno, pero dejó pendientes reformas de infraestructura que hoy condicionan el desarrollo del sistema. Campodónico (2004), por su parte, resalta el rol central del sector energético en la balanza comercial y la estabilidad fiscal de los países latinoamericanos, y en particular de Argentina, señalando cómo las políticas de subsidios mal diseñadas pueden distorsionar precios y desalentar la inversión. Finalmente, Serrani (2020) señala que los subsidios masivos aplicados entre 2002 y 2015 contribuyeron a la equidad distributiva, pero a costa de un creciente déficit energético que aún limita la capacidad exportadora del país. Estos autores coinciden en que el potencial hidrocarburífero no se traduce automáticamente en desarrollo económico.

Esta investigación propone, entonces, describir la situación actual y los desafíos que enfrenta el sector hidrocarburífero argentino, realizando un recorrido histórico de los cambios que ha sufrido en las últimas décadas. Para ello, se parte del supuesto de que los cambios institucionales, regulatorios y macroeconómicos desempeñaron un papel central en la configuración de los resultados productivos y comerciales del sector.

En este sentido, se busca responder a la siguiente pregunta de investigación: *¿Cómo ha evolucionado el sector hidrocarburífero argentino en términos de producción, inversión y comercialización, considerando los cambios institucionales ocurridos entre 1990 y 2023?*

La periodización adoptada, construida de forma propia pero inspirada en los autores mencionados, responde a rupturas institucionales y regulatorias que resultan relevantes para la interpretación del fenómeno. De esta manera, se distinguen tres etapas que se desarrollarán con mayor profundidad en el capítulo 2: 1990-2001, el ciclo de reformas estructurales, apertura y privatizaciones; 2002-2015, la etapa marcada por la crisis posconvertibilidad, el congelamiento tarifario y la expansión de los subsidios; y 2016-2023, el período de recomposición parcial y la irrupción del desarrollo no convencional (Vaca Muerta). Estos tres subperiodos presentan características diferenciales en cuanto a la organización institucional del sector, que se relacionan con los resultados obtenidos acerca de la producción, la inversión y la balanza comercial energética.

A partir de lo planteado, se persiguen los siguientes objetivos:

➤ Objetivo general:

Estudiar la evolución del sector hidrocarburífero argentino en términos de producción, inversión y comercialización, considerando los cambios institucionales en el periodo 1990-2023.

➤ Objetivos específicos:

- Describir el marco institucional-regulatorio del sector hidrocarburífero argentino, en el periodo 1990-2023.
- Examinar, en dicho periodo, el desempeño del sector en términos de producción, inversión y comercialización, entre otras variables.

Con este propósito, el trabajo se organiza en cuatro capítulos: el primero desarrolla el marco teórico y los antecedentes que sustentan la investigación; el segundo expone la metodología empleada; el tercero reconstruye la evolución histórica del sector, dividida en las tres etapas mencionadas; el cuarto examina el desempeño en cada etapa a través de indicadores de producción, inversión, y balanza comercial, entre otros. Finalmente, se presentan las conclusiones de la investigación, destacando los principales hallazgos y los desafíos pendientes.

CAPÍTULO 1: Marco teórico y antecedentes

En este capítulo se abordará principalmente la Teoría de la Regulación de los servicios públicos, analizando en detalle su evolución y la influencia de las distintas corrientes en las políticas aplicadas en nuestro país. De esta manera, se contribuirá a propiciar un mayor entendimiento de los desarrollos posteriores.

Para ello, tomaremos como base el texto de Eugenio Rivera Urrutia (Rivera Urrutia, 2004), quien realiza un recorrido acerca de la evolución histórica de la mencionada Teoría de la Regulación. Asimismo, nos apoyaremos en el trabajo de Lautaro Zanini (Zanini, 2017), especialmente relevante por las similitudes con el nuestro en cuanto a marco y recorte temporal; y en el de Germán Coloma (Coloma, 2004), quien desarrolla en profundidad ciertas técnicas de regulación. Además, se retomarán algunos aportes de autores clásicos en la materia como Demsetz (1968), Baumol (1982), y Kay *et al.* (1988).

1.1 Teoría de la Regulación de los servicios públicos

El pensamiento sobre la regulación de los servicios públicos ha experimentado una evolución conceptual profunda, marcada por distintos enfoques que responden a contextos históricos, ideológicos e institucionales específicos.

Para comenzar a adentrarnos en la denominada Teoría de la Regulación de los servicios públicos debemos remontarnos a comienzos del siglo pasado, en donde la grave crisis que atravesó el capitalismo desde fines de la década de 1920 y durante los 30s generó un ambiente intelectual fuertemente contrario a las políticas de “*laissez faire*”¹.

De esta manera, con el auge de políticas intervencionistas, se instaló en Estados Unidos un amplio régimen de regulación de los monopolios naturales, presentes en actividades como los servicios de utilidad pública (*utilities*), tales como son el agua potable y alcantarillado, las telecomunicaciones, el tendido de energía eléctrica, y el sector de gas y petróleo, entre otros. Estas regulaciones buscaban mejorar tanto la eficiencia productiva como asignativa,

¹ De la frase completa «*laissez faire, laissez passer*» que en francés significa «*dejar hacer, dejar pasar*» refiriéndose a una completa libertad en la economía.

compensando la ausencia de presiones competitivas, y tratando de evitar los abusos de poder monopólico.

Por otro lado, tanto en los países desarrollados de Europa Occidental como en Japón, se siguió otro camino. En este caso, las industrias caracterizadas como monopolios naturales fueron asumidas por empresas estatales, haciendo innecesaria la regulación de las mismas, ya que al ser estatales se suponía que actuaban en función del interés público.

En este sentido, señala Rivera Urrutia (2004):

En el contexto de las empresas públicas, la política reguladora desempeñó un papel secundario, aun cuando su aplicación alcanzó formas extremas, al generar un complejo sistema de restricciones a la entrada y un enmarañado sistema de fijación de precios por parte de las entidades gubernamentales (p. 315).

Con los aportes de autores como Pigou (1920), Arrow (1963), y Samuelson (1964) quedó conformada la Teoría Tradicional de la Regulación, la cual justificaba la intervención estatal con el fin de corregir los denominados *fallos de mercado*. Para encerrar la visión central de esta corriente, Rivera Urrutia (2004) se remite a las palabras de Kahn (1993), quien expresa que “la esencia de la regulación es el reemplazo explícito de la competencia por las órdenes gubernamentales como el mecanismo principal que asegura un buen desempeño” (p. 318).

Dicho esto, resulta necesario indagar acerca de los mencionados “fallos de mercado”. Stiglitz (1997) los define como aquellas “condiciones en las que los mercados no son eficientes en el sentido de Pareto²” (p. 92). Además, este autor define cinco casos: el monopolio natural, las externalidades, los bienes públicos, los mercados incompletos y las asimetrías en la información.

En particular, nos interesa el primero. Stiglitz señala la presencia de un monopolio natural cuando es más eficiente que una única empresa lleve a cabo toda la producción en una industria. Este concepto se denomina *Subaditividad de Costos*, y se produce debido a la fuerte presencia de economías de escala -o costos medios decrecientes-, relacionadas generalmente con la existencia de amplios costos hundidos.

² Las asignaciones de recursos que tienen la propiedad de que no es posible mejorar el bienestar de ninguna persona sin empeorar el de alguna otra se dice que son eficientes en el sentido de Pareto (Stiglitz, 1997 : 69).

Sin embargo, aun cuando sea más eficiente desde el punto de vista productivo que ciertas industrias funcionen bajo un régimen de monopolio, también es cierto que la empresa se encuentra en condiciones de producir a niveles que socialmente no son óptimos, apoderándose de parte del *excedente del consumidor* (Zanini, 2017). A partir de este problema es que surge la necesidad de intervención del estado, para limitar el poder de mercado de la empresa monopolista, buscando introducir competencia en aras de la obtención de resultados socialmente deseables.

En todo este análisis, se supone que el funcionario público opera de una manera éticamente neutral y que su empeño en la vida es implementar los valores de los otros ciudadanos dados por alguna regla de toma de decisiones colectiva. Esta suposición se encontrará luego en el centro de la crítica que recibirá esta corriente de pensamiento.

Finalmente, cabe mencionar que la propuesta de política fundamental de esta corriente fue la de *regulación por tasa de retorno*. Como lo expresa Rivera Urrutia (2004):

Esta modalidad regulatoria consiste básicamente en fijar precios que garanticen a la empresa ingresos suficientes para cubrir los costos de operación observados y la depreciación, y además obtener un retorno sobre sus inversiones. La tasa de retorno se determina en un nivel “razonable”, teniendo en cuenta el costo del capital (p. 319).

Sin embargo, esta técnica de regulación presenta un problema, denominado “efecto Averch-Johnson” (por los economistas Harve Averch y Leland L. Johnson, autores del artículo *Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*, publicado en 1962) o “efecto baño de oro”, según el cual las empresas que actúan bajo este formato de regulación tienden a sobrecapitalizarse. De acuerdo con Coloma (2004), si la regulación le permite al monopolista obtener un beneficio que se define como una tasa máxima sobre el capital, entonces dicho monopolista tendrá incentivos para aumentar desmesuradamente su stock de capital a efectos de incrementar el monto total de sus beneficios. Dicha sobreinversión implicará una distorsión en su elección de insumos que lo inducirá a tener costos mayores que los estrictamente necesarios.

Más adelante en el tiempo, en un contexto caracterizado por el fin de la época de oro del capitalismo, aparecen diversas críticas a la intervención pública en la economía en general y a la regulación en particular. El concepto fundamental ahora es el de *fallas de gobierno*,

bajo el cual queda determinada la Teoría Económica de la Regulación, conformada por autores como Stigler, Baumol, Demsetz, y Peltzman.

De esta manera, Rivera Urrutia (2004) -quien se apoya de Peltzman (1998)- expresa que ahora “los políticos se presuponen ser maximizadores de sus propios intereses, lo que significa que los grupos de interés pueden influir en el resultado del proceso regulador, proporcionando el apoyo financiero a políticos y reguladores” (p. 322).

Así, queda claro que esta nueva corriente de pensamiento rompe con la idea de la anterior de un Estado de Bienestar benevolente, que actúa desinteresadamente en función del interés público y sin tener en cuenta sus beneficios particulares. La crítica es, en primer lugar, política.

Stigler (1996) denunció la regulación como el uso en su propio beneficio, por parte de la industria, del poder de coerción del Estado. La esencia del argumento se fundamenta en tres simples puntos:

- i) El gobierno es una organización dirigida por individuos que persiguen su interés personal (políticos que buscan su reelección, y burócratas que persiguen mayor poder y mayores salarios).
- ii) El mismo es influido -o capturado- por grupos de interés, lo que tiene como consecuencia que las políticas que se implementan sirvan a dichos grupos y no al interés público.
- iii) Aun si supusiéramos que los gobiernos buscan efectivamente el interés público, ellos no tienen la capacidad para actuar en su favor.

De esta manera, la Teoría Económica de la Regulación sostuvo que el mecanismo de mercado, pese a sus presuntas fallas, podía operar de forma más eficiente que los monopolios regulados. A partir de esto, se plantean esquemas alternativos a la regulación en donde se buscará introducir competencia “por el mercado”.

La *competencia por el mercado* implica que los agentes compiten *ex ante* para obtener derechos exclusivos de provisión, por ejemplo, a través de licitaciones o concesiones. Es decir, si un servicio no admite competencia simultánea (por sus características de monopolio natural), puede organizarse una competencia previa para adjudicar su operación al oferente más eficiente.

En esta línea, Demsetz (1968) plantea la llamada *competencia a la Demsetz* o *franchising*. La misma consiste en una licitación, en donde la empresa licitante que ofrezca las mejores condiciones (principalmente, el menor precio) de prestación del servicio se quedará con el mercado. Así, el regulador se limita a hacer cumplir las condiciones pactadas de antemano de forma competitiva y formalizadas por contrato, haciendo que la empresa monopolista no pueda alejarse de los precios y cantidades de competencia.

Por otro lado, Baumol (1982) plantea la teoría de los “*Mercados Contestables*”³. Según este autor, el comportamiento óptimo es posible en un amplio espectro de estructuras de mercado, incluidos el monopolio y el oligopolio, siempre y cuando un mercado sea perfectamente contestable: la entrada debe ser libre y la salida, sin costo. De esta manera, el regulador debe abstenerse a reducir las barreras de entrada y salida, como los costos de transacción y de información.

Citando a Baumol (1982):

Los héroes son los (no identificados) potenciales entrantes, quienes ejercen disciplina sobre el incumbente, y lo hacen de manera más efectiva cuando la entrada es libre. En el límite, cuando la entrada y la salida son completamente libres, los monopolistas y oligopolistas eficientes pueden, de hecho, llegar a impedir la entrada. Pero solo pueden hacerlo comportándose virtuosamente, es decir, ofreciendo a los consumidores los beneficios que, de otro modo, traería la competencia. Cualquier desviación del buen comportamiento los vuelve instantáneamente vulnerables a una entrada rápida y oportunista (p. 14).⁴

De todas formas, la contestabilidad perfecta no existe en la realidad, sino que es una referencia de una organización industrial deseable, y será muy difícil de alcanzar cierto grado de contestabilidad en algunos casos, sobre todo en aquellas industrias que presenten altos costos hundidos.

³ También denominados disputables o desafiabiles.

⁴ Traducción propia, del original “The heroes are the (unidentified) potential entrants who exercise discipline over the incumbent, and who do so most effectively when entry is free. In the limit, when entry and exit are completely free, efficient incumbent monopolists and oligopolists may in fact be able to prevent entry. But they can do so only by behaving virtuously, that is, by offering to consumers the benefits which competition would otherwise bring. For every deviation from good behavior instantly makes them vulnerable to hit-and-run entry.” (Baumol, 1982:14).

Luego, desde la década de 1980 en adelante, se consolida una perspectiva basada en la nueva economía institucional, que incorpora el análisis de las instituciones, la gobernanza y la credibilidad del marco regulatorio. Autores como Coase (1970), Williamson (1989), y Levy & Spiller (1996) destacan que el diseño de la regulación no puede desligarse del contexto político-institucional, y que su efectividad depende tanto de los incentivos como de la capacidad estatal, la estabilidad normativa y la resolución de conflictos.

Así, esta corriente introduce una visión superadora del clásico debate “Estado vs. Mercado”, al enfatizar que el desempeño económico y la efectividad regulatoria dependen del marco institucional en que se insertan. Según Rivera Urrutia (2004), esta corriente reformula el concepto de regulación y lo interpreta como una forma incompleta de contrato de largo plazo, en el cual:

- i) se asegura al regulado una tasa de rendimiento justa, y
- ii) se permite al regulador introducir adaptaciones ante circunstancias cambiantes, sin recurrir a costosos procesos de renegociación o conflictos legales.

Esto implica que la regulación debe estar diseñada no solo en términos económicos, sino también institucionales y jurídicos, considerando todos aquellos aspectos mencionados anteriormente.

Durante el mismo periodo, surge la teoría de la Regulación por Incentivos. Esta se origina teniendo como antecedente fundamental el proceso de desregulación que estaba en marcha en Estados Unidos desde la década de 1970, así como la privatización de empresas públicas iniciada por la administración de Margaret Thatcher en Gran Bretaña.

De esta manera, se desarrolló un enfoque centrado en el diseño de mecanismos de incentivos, que busca alinear los objetivos del regulador (eficiencia, acceso, calidad) con los intereses de la empresa regulada (beneficio privado), bajo condiciones de información asimétrica.

Este enfoque es sistematizado por autores como Laffont y Tirole (1993), quienes modelan la relación regulador-regulado como un problema principal-agente. Siguiendo a estos autores, Rivera Urrutia (2004) expresa lo siguiente:

Centrando su atención en el tema de los incentivos como instrumento para superar los problemas que los desarrollos tradicionales habían enfrentado, se proponen reformular la teoría tradicional de la regulación sobre la base de la teoría del agente-

principal, de manera de incluir en los modelos la descripción completa de los objetivos del regulador y de la empresa regulada, las estructuras de información, los instrumentos y las restricciones (p. 344).

Así, la regulación por incentivos se define como la implementación de reglas que animan a la empresa regulada a alcanzar los objetivos deseados por el regulador, otorgando ciertos niveles de discrecionalidad a la firma.

En este marco, el objetivo del regulador no es imponer directamente precios o niveles de producción, sino diseñar contratos y reglas que induzcan a la empresa a actuar de manera eficiente, revelando su información privada. Para ello, se utilizan esquemas como los precios tope (*“price cap”*), y la competencia por referencia o regulación conjunta (*“yardstick competition”*).

Siguiendo a Coloma (2004), el primero de ellos consiste en fijar un precio máximo por parte del regulador, y establecer luego una fórmula de ajuste del mismo -según índices de inflación y/o productividad- que sea independiente de los aumentos o reducciones reales de eficiencia productiva de la empresa. Esto incentiva a la reducción de costos, haciendo que todas las reducciones reales de los mismos impliquen beneficios directos para la empresa regulada, y que todos sus aumentos signifiquen pérdidas.

La principal desventaja de este mecanismo es que aumenta considerablemente el riesgo que enfrentan las empresas reguladas, lo que puede llevarlas a presionar por la renegociación de los términos del contrato. Para mitigar este problema, en la práctica suelen utilizarse modelos mixtos, que combinan esquemas de precios tope con cláusulas que permiten trasladar ciertos incrementos en costos específicos (mecanismos de *pass-through*), así como revisiones tarifarias periódicas destinadas a reestablecer la relación entre tarifas y costos reales.

En cuanto a la regulación conjunta, la misma “implica someter a varias empresas al mismo cuadro tarifario y utilizar para su cálculo conceptos de costo promedio de toda la industria” (Coloma, 2004:13). Esta técnica tampoco está libre de inconvenientes, ya que para su aplicación se requiere que cada empresa tenga el monopolio natural de un segmento del mercado y que sus costos sean relativamente homogéneos de antemano, lo cual no siempre es factible en la práctica.

Finalmente, la corriente más actual es aquella que defiende -e inserta en el debate- a la desregulación como forma de aumentar la competencia de los mercados. Rivera Urrutia (2004), siguiendo a Kahn (2002), plantea lo siguiente:

(...) el problema de fondo de la transición regulada a la competencia es que demuestra que las propensiones de la regulación constituyen las razones principales para su abandono. Se trata de propensiones al micromanaje de los procesos, a prescribir los resultados que, se anticipa, el Todopoderoso habría producido si Él o Ella dispusieran de conocimiento completo, obstaculizar el proceso competitivo para producir competidores visibles; y, de manera oportunista, producir reducciones de precios visibles (p. 364).

Estas afirmaciones reflejan una profunda crítica a los excesos y desviaciones que puede adoptar la regulación cuando no se diseña ni ejecuta adecuadamente. Se señala que, en lugar de limitarse a establecer condiciones generales para el funcionamiento eficiente de los mercados, los reguladores muchas veces tienden a realizar una intervención excesivamente detallada, interviniendo en detalles operativos que exceden su capacidad técnica. A esto se suma una propensión a actuar como si tuvieran información perfecta, dictando decisiones bajo la presunción de saber qué haría un actor ideal con conocimiento completo. Asimismo, se denuncia la distorsión del proceso competitivo cuando se protege artificialmente a ciertos actores, priorizando la imagen de pluralidad por sobre la eficiencia real. Finalmente, se critica la búsqueda oportunista de resultados visibles, aun a costa de la sostenibilidad del sistema. En conjunto, estas prácticas erosionan la legitimidad de la regulación y alimentan la narrativa a favor de la desregulación, sin resolver necesariamente los problemas de fondo.

Con este contexto se aborda el periodo abarcado en el trabajo, el cual comienza con la presidencia de Carlos Menem y, con él, la búsqueda de desregular la economía para mejorar la eficiencia.

1.2 Aplicación al caso argentino y al sector hidrocarburífero (1990-2023)

Nuestro país no permaneció ajeno a los cambios en el pensamiento dominante, sino que siguió una evolución similar. En la primera mitad del siglo pasado predominó un modelo basado en empresas estatales de alcance nacional; más tarde, algunas de sus funciones fueron descentralizadas y transferidas a los gobiernos provinciales; y finalmente, con la reforma del

Estado iniciada a comienzos de la década de 1990, se implementó un proceso de privatización generalizada de empresas prestadoras de servicios públicos.

Como señala Zanini (2017), el gobierno de Menem adoptó la máxima “*competencia donde sea posible, regulación donde sea necesaria*”⁵, presente en el trabajo de Kay *et al.* (1988). Esta formulación no solo se refiere al tratamiento diferencial entre industrias, sino que también resulta aplicable a mercados que admiten una segmentación en su estructura, como el del petróleo y el gas natural, permitiendo aplicar regulación estricta en los segmentos que presentan características de monopolio natural (transporte y distribución) y fomentar la competencia en aquellos donde ello resulta viable (exploración y producción).

Esta orientación, como se indicó, no estuvo desligada del contexto internacional ni de la evolución de la Teoría de la Regulación, sino que se enmarca en el proceso más amplio de *desregulación*. En este marco, se revalorizó el mecanismo de mercado como forma de organización eficiente, y se comenzó a sostener que la regulación implicaba más costos que beneficios. En palabras de Rivera Urrutia (2004):

Junto con la crítica del supuesto de estado benefactor, la teoría económica de la regulación desarrolló un análisis que sostenía que la operación del mercado, pese a sus presuntas fallas, podía operar con menores costos que los monopolios regulados. Incluso aceptando la existencia (discutible) de monopolio natural, no cabía sostener la necesidad de regulación, pues era posible hacer competir a los interesados en prestar el servicio ‘por el mercado’ (p. 325).

No obstante, Zanini (2017) en línea con Kay *et al.* (1988) y Jouravlev (2001), considera más adecuado caracterizar este proceso como una *re-regulación*. En sus palabras:

(...) más que proceso de desregulación, lo que se ha visto en sectores de la economía como el analizado aquí ha sido una reconfiguración estructural de las formas organizativas: de la propiedad estatal de los monopolios naturales y el control centralizado de diversas áreas de la economía, al traspaso a manos privadas de las utilities, la descentralización y la promoción de la competencia (p. 19).

Finalmente, cabe destacar que las características propias de algunos servicios públicos, y de parte del sector de los hidrocarburos, hacen que el libre funcionamiento del mercado con

⁵ Traducción propia de “*competition where possible, regulation where necessary*”.

frecuencia genere resultados ineficientes. Esta condición estructural justifica la presencia activa del Estado, ya sea como proveedor directo o como regulador con un rol de supervisión y corrección.

En efecto, muchas de las herramientas regulatorias analizadas tienen por objeto introducir mecanismos de competencia donde ésta no surge naturalmente. En esta línea, Jouravlev (2001) acuña el concepto de *Principio de Subrogación de los Mercados*, según el cual “el regulador actúa como sustituto del mercado, adoptando alguna de las funciones de los competidores” (p. 11).

Además, Spiller (1988) señala que “el principal objetivo de la regulación es limitar el oportunismo gubernamental para así garantizar una óptima inversión, calidad y, en el largo plazo, bajos precios” (p. 9). De esta manera lo que se busca es otorgar credibilidad a la inversión en el sector, el cual es de especial interés ya que sus productos son de consumo masivo, lo que hace que los políticos y grupos de interés estén siempre atentos a lo que ocurra con el nivel de precios.

CAPÍTULO 2: Metodología

El enfoque de esta investigación es mixto, combinando perspectivas cualitativas y cuantitativas para abordar el análisis de la evolución y el desempeño del sector hidrocarburífero en Argentina entre 1990 y 2023. La combinación de ambos enfoques permite la comprensión del fenómeno, desde su evolución histórica hasta sus dinámicas actuales. Así, el trabajo comenzará con un análisis cualitativo para reconstruir el contexto histórico y las políticas regulatorias, realizado en base a la revisión e interpretación de bibliografía específica y de normativas legales. Luego, se complementará con un enfoque cuantitativo para describir la evolución de variables clave que se presentarán más adelante en el capítulo.

En cuanto al diseño, la investigación es descriptiva y longitudinal. Es descriptiva dado que el objetivo principal es identificar, caracterizar y sintetizar los principales fenómenos del sector. A su vez, es longitudinal ya que se analizará el sector a lo largo del tiempo para estudiar su evolución, observando continuidades y rupturas. Para ello, se realizará una reconstrucción histórica y evaluación de la situación actual en base a información proveniente de fuentes secundarias, principalmente, las Tablas Dinámicas SESCO de la Secretaría de Energía de la Nación y las Estadísticas del Centenario elaboradas por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Además, como se mencionó en la introducción, la periodización adoptada responde a cambios institucionales y de política energética que marcaron la trayectoria del sector. Al elegir estos recortes temporales, se prestó especial atención en el trabajo de Serrani (2020), como así también en los cambios de gobierno y en las políticas regulatorias implementadas.

La primera etapa (1990-2001) corresponde al ciclo de reformas estructurales y privatizaciones, en la que predominó la lógica de mercado. Esta etapa se inicia con las reformas neoliberales impulsadas durante el gobierno de Carlos Menem, en el marco del Plan de Convertibilidad (Ley N.º 23.928) y la Ley de Reforma del Estado (N.º 23.696). En este contexto, el Estado adoptó un rol subsidiario, concentrándose en la regulación, mientras la lógica de mercado orientaba la expansión del sector. La etapa finaliza con la crisis macroeconómica de 2001, que puso en evidencia la fragilidad del modelo, marcando el primer quiebre estructural.

Así comienza la segunda etapa (2002-2015), la cual se caracterizó por la crisis de abastecimiento, el congelamiento tarifario y el aumento sostenido de los subsidios. La crisis de 2001-2002 provocó la ruptura del régimen de convertibilidad y el retorno a un esquema de mayor intervención estatal. Bajo los gobiernos de Eduardo Duhalde (2002-2003), Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández de Kirchner (2007-2015), surgió un nuevo paradigma energético caracterizado por tarifas de servicios públicos sin actualizaciones a pesar del contexto inflacionario, la regulación de los precios internos al gas y a los combustibles, y el crecimiento sostenido de la demanda interna y los subsidios. Durante este período se observó un crecimiento de la injerencia del Estado sobre el sector, con la nacionalización del 51% de la empresa Yacimiento Petrolíferos Fiscales (YPF) en 2012, la cual sentó las bases de una nueva estrategia estatal con mayor peso en el sector.

Finalmente, la tercera etapa (2016-2023) refleja los intentos de recomposición de precios y marcos regulatorios, junto con la expansión del desarrollo no convencional en Vaca Muerta. El cambio de gobierno a finales de 2015 (con Mauricio Macri como presidente) marcó un nuevo punto de inflexión. De esta manera, se impulsó un proceso de reorganización del mercado energético a través de la eliminación gradual de subsidios, mediante la recomposición de tarifas, para reducir el déficit fiscal; la liberalización parcial de precios de combustibles y revisión de contratos, y la implementación de programas de incentivos a la producción no convencional. Esta tercera etapa se distingue, por la búsqueda de equilibrio entre sostenibilidad fiscal, recomposición de precios relativos e impulso a la producción, en un contexto de inestabilidad macroeconómica. Representa una transición hacia un modelo híbrido que intenta combinar eficiencia de mercado con planificación estatal.

Esta división permite organizar el análisis y comprender cómo los diferentes regímenes regulatorios y macroeconómicos incidieron en los resultados observados.

Por otro lado, para analizar el desempeño del sector se examinarán indicadores de la industria. En cada etapa se comenzará indagando en la evolución de la producción de petróleo y gas natural, ya que constituye el parámetro central del desempeño del sector: refleja tanto la disponibilidad interna de recursos como la capacidad exportadora del país cuando existe un excedente por encima del consumo doméstico. A continuación, se abordará el saldo neto de las exportaciones de ambos hidrocarburos, variable de especial relevancia porque permite medir el grado de autoabastecimiento y la capacidad del sector de generar

divisas para la economía nacional. Asimismo, se considerarán las inversiones, la situación de las reservas, y los subsidios estatales, aunque con menor profundidad debido a las limitaciones de información sistemática sobre estas variables para todo el período abarcado en el trabajo.

Respecto a la forma de cálculo de los indicadores, se consideran los siguientes criterios obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación, para el ámbito geográfico de Argentina:

- **Producción de petróleo y gas natural:** medida en millones de metros cúbicos, hace referencia al volumen total de hidrocarburos extraídos de los yacimientos durante un período determinado, ya sea en áreas terrestres o marítimas.
- **Saldo neto de exportaciones:** expresado en millones de metros cúbicos, y definido como exportaciones menos importaciones de petróleo crudo y gas natural.
- **Inversión en exploración y explotación:** se mide a partir del gasto anual destinado a la perforación de pozos, adquisición de equipos y desarrollo de áreas productivas. Se la analiza tanto en términos absolutos (millones de dólares corrientes) como en términos de participación en cuanto al sector convencional y no convencional. Constituye la variable clave para garantizar la reposición de reservas y sostener la producción futura.
- **Reservas comprobadas:** medidas en millones de metros cúbicos, corresponden a aquellas cantidades de los hidrocarburos mencionados que, con base en la información geológica y de ingeniería disponible, se estima con razonable certeza que pueden ser recuperadas comercialmente en condiciones actuales de operación, precios y costos. Este indicador resulta fundamental para evaluar la sostenibilidad de la producción a largo plazo.
- **Subsidios energéticos:** se consideran como el volumen de recursos fiscales transferidos por el Estado para cubrir la diferencia entre los costos de producción, transporte y distribución, y las tarifas efectivamente pagadas por los usuarios (ASAP, 2015). Se los examina en valores absolutos y en relación al PBI, a fin de dimensionar su peso sobre las finanzas públicas y su efecto distorsivo sobre los incentivos de consumo e inversión.

Dado el alcance descriptivo del trabajo, el análisis se limitará a realizar una exposición gráfica de los datos, describiendo la evolución de estos a lo largo de cada período, los cambios de tendencias, y su relación con las transformaciones institucionales mencionadas.

CAPÍTULO 3: Evolución histórica del sector hidrocarburífero argentino

Como señala Gadano (1998), el origen de la industria petrolera -y del sector hidrocarburífero en general- se remonta a fines de 1907, cuando un grupo de empleados públicos que buscaban agua en Comodoro Rivadavia descubrieron accidentalmente petróleo.

A partir de ese momento, como bien sintetiza este autor, el desarrollo de la industria no se caracterizó por una política uniforme y estable, sino por una constante oscilación entre esquemas estatistas y modelos más proclives a la participación privada. En sus palabras:

El petróleo no fue ni un sector liberado a la actividad privada ni tampoco un sector en el que se impulsó de manera consistente y sostenida la explotación estatal. A lo largo del siglo el sector privado participó de diversas formas en la industria (tanto en el upstream como en el downstream), pero siempre bajo la amenaza de un cambio abrupto en las reglas del juego (p. 9).

Efectivamente, durante los primeros años las empresas privadas tuvieron una participación considerable en la actividad petrolera, operando bajo concesiones otorgadas por el Estado que les permitían la producción del crudo. De esta manera, entre 1920 y 1937 los privados (en su mayoría, subsidiarias de grandes petroleras estadounidenses) explicaban el 49% de la producción de petróleo, siendo el 51% restante producido por la empresa estatal YPF, fundada en 1922 (Gadano, N. 1998).

Sin embargo, los conflictos de los privados con las provincias y el Estado nacional eran recurrentes por lo que, hacia fines de la década del '30, en el marco de una mayor regulación e intervención estatal en la economía argentina, se suspendieron las entregas de concesiones.

Más adelante, a partir de la reforma constitucional del año 1949, se nacionalizaron los yacimientos, otorgándose el monopolio de explotación a la empresa YPF. Así fue como esta se consolidó al frente del sector hidrocarburífero, aunque no sin inconvenientes. Gadano (1998) expresa lo siguiente:

La empresa estatal, sin embargo, no tenía capacidad técnica y financiera para desarrollar con éxito la explotación petrolera en un país geológicamente poco favorable, y con un escenario internacional en el que las dificultades de postguerra hacían difícil la obtención de equipos. Con la producción doméstica estancada, las

importaciones de combustibles llegaron a explicar el 23% del total importado en 1953, contribuyendo a los recurrentes “estrangulamientos externos” en los que caía la economía argentina (p. 10).

Para hacer frente a esto, en el año 1954 el presidente Juan Domingo Perón -a pesar de su inclinación nacionalista- firmó un acuerdo con la petrolera estadounidense Standard Oil, el cual quedó suspendido luego del golpe de estado sufrido en 1955.

Posteriormente, al recuperarse la democracia en el año 1958, Frondizi asumió la presidencia y puso en práctica un programa de incorporación de capitales privados en el sector petrolero. Los resultados fueron positivos: entre 1958 y 1962 la producción creció al 30% anual, las reservas se incrementaron un 50% y en diciembre de 1962 se llegó al deseado objetivo del autoabastecimiento (Gadano, N. 1998).

Sin embargo, este auge tampoco estaba destinado a durar mucho tiempo. En 1963, con la llegada de Illia a la presidencia, se anularon por decreto los contratos petroleros de Frondizi por considerarlos perjudiciales para los intereses nacionales.

Tras el golpe militar de 1966, el nuevo gobierno revirtió esta postura, permitiendo a algunos contratistas renegociar términos y continuar operando. Luego, en el año 1967, se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos que mantuvo a YPF como actor estatal principal, pero que abrió espacio a contratos y concesiones con el sector privado. No obstante, la participación privada permaneció restringida, limitada a unos pocos acuerdos de producción entre YPF y empresas nacionales e internacionales.

Para las décadas de los 70s y 80s, con las fuertes convulsiones políticas y económicas, se alternaron modelos estatistas con otros más cercanos a los capitales privados, pero sin lograr una estabilidad en las reglas del juego que hicieran atractiva la producción, y que fomentaran verdaderamente el desarrollo del sector.

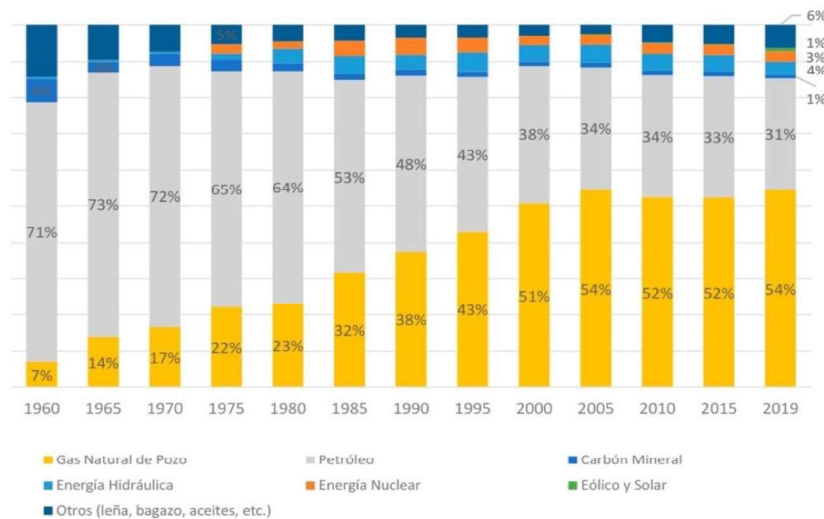
En paralelo al desarrollo del petróleo, el gas natural -aunque presente en los yacimientos desde los primeros descubrimientos- tuvo un aprovechamiento más tardío, hacia finales de los años 40s y principios de los 50s. Como señala Kozulj (2000), las primeras etapas de explotación no contemplaban al gas como un recurso valioso en sí mismo, sino que incluso se lo consideraba un subproducto molesto de la actividad petrolera. El cambio de perspectiva

se consolidó recién a mediados del siglo XX, cuando se comenzaron a desarrollar las infraestructuras necesarias para su transporte y distribución a gran escala.

A partir de este momento, la organización institucional del sector gasífero se estructuró a partir de dos grandes empresas estatales: YPF, encargada de la exploración y la producción, y Gas del Estado, responsable del transporte y la distribución. De esta manera, todo el gas natural captado por Gas del Estado para su comercialización era entregado por YPF S.E., a un bajo precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía.

Esta división funcional permitió el despliegue de un modelo altamente integrado, centralizado y con fuerte presencia estatal, el cual promovió una significativa expansión de la red de gasoductos y del acceso al servicio a lo largo del país. Además, este esquema organizativo fue clave para posibilitar la masificación del gas natural como fuente energética doméstica e industrial, como puede observarse en el *Gráfico 1*.

Gráfico 1: Evolución de la participación de las principales fuentes energéticas primarias en la matriz energética argentina, en los quinquenios entre 1960 y 2019.



Fuente: Nercesian et al. (2022) en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación

Tanto Gadano (1998) como Kozulj (2000) coinciden en señalar que el diseño institucional del sector no puede analizarse únicamente desde criterios de eficiencia económica, sino que estuvo profundamente atravesado por dimensiones políticas y sociales. El petróleo y el gas fueron considerados recursos estratégicos y, como tales, su gestión fue objeto de tensiones recurrentes entre modelos de control estatal y apertura al capital privado.

3.1 *Etapa estatal y privatizaciones (1990-2001): de YPF y Gas del Estado a la reestructuración neoliberal*

A partir de febrero de 1989 la economía argentina ingresó en una dinámica hiperinflacionaria que derivó en la renuncia del presidente Raúl Alfonsín y precipitó la asunción del electo Carlos Saúl Menem. La hiperinflación, además, estuvo acompañada por la caída del PBI y del salario real, el desempleo, la pérdida de reservas, y una situación fiscal muy débil.

Según lo expresa Pistonesi (2001), a pesar de estar la sociedad argentina acostumbrada a convivir en un clima de alta inflación, aquel episodio hiperinflacionario, que amenazó con repetirse hacia fines de 1990 y principios de 1991, redujo considerablemente la resistencia a las políticas de ajuste macroeconómico y de reestructuración del sector público. En ese contexto, el nuevo gobierno dispuso de un consenso inusual para implementar las reformas que, por otra parte, fueron fuertemente condicionadas por los grupos económicos internos y por los entes financieros del ámbito internacional.

De esta manera, la estabilización macroeconómica y la construcción de señales favorables a los ojos de la comunidad internacional de negocios fueron los objetivos fundamentales en los primeros años de la gestión del presidente Menem, a los que se subordinaron las reformas estructurales, incluyendo la de los hidrocarburos. Estas reformas abarcaron la privatización de un gran número de empresas públicas, entre las cuales se encontraban YPF y Gas del Estado, las empresas estatales que llevaban adelante la mayor parte de la actividad del sector hidrocarburífero en casi todo el siglo XX.

3.1.1 *Reformas y marco legal*

El marco general en el que se desarrollaron todas las actividades de las empresas privatizadas reposaba en el denominado Plan de Convertibilidad. Este fue implementado a partir de la Ley N.º 23.928 de 1991, y buscó poner fin al prolongado proceso inflacionario que había caracterizado a la economía argentina durante los años ochenta.

Para ello, se adoptó un régimen cambiario fijo que establecía la paridad de 1 peso = 1 dólar estadounidense, respaldando la base monetaria con reservas de esta moneda. El esquema fue acompañado por una fuerte apertura comercial, desregulación de los mercados y un programa de privatizaciones orientado a reducir la presencia del Estado en la economía. En

este contexto, la estabilidad de precios y la previsibilidad cambiaria generaron un marco atractivo para la inversión privada, incluyendo al sector energético.

Por otro lado, según lo expone Campodónico (2004), la reforma del sector del petróleo y gas natural se realizó dentro del marco global de las leyes de Reforma del Estado (Ley N.º 23.696/89) y de Emergencia Económica (Ley N.º 23.697/89) que marcaron el punto de partida de la liberalización y apertura al capital privado y extranjero del conjunto de la economía argentina en el año 1989.

Por medio de la primera, se autorizó la privatización -total o parcial- de empresas estatales, la concesión de obras públicas, y la desregulación económica en general; mientras que la segunda tuvo como propósito declarar el estado de emergencia económica y social, otorgando al Poder Ejecutivo Nacional facultades extraordinarias para implementar medidas urgentes destinadas a estabilizar la economía y reorganizar el sector público.

Como lo expresa Gadano (1998), el proceso de reforma del sector alcanzó su punto máximo con las privatizaciones de Gas del Estado a fines de 1992, e YPF a mediados de 1993. Ninguna de estas dos empresas estaba incluida en la Ley de Reforma del Estado de 1989, por lo que en ambos casos se requirió de leyes específicas autorizando su venta.

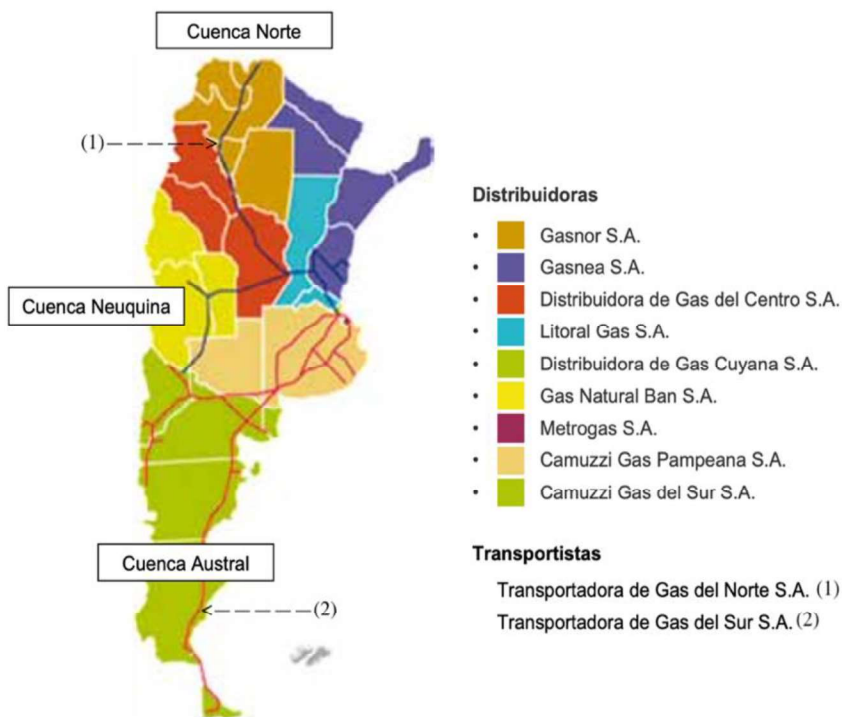
Antes de eso, las actividades de producción de gas, que corresponden al denominado *upstream*, se rigieron por los decretos de desregulación petrolera dictados entre fines de 1989 y comienzos de la década de los noventa, bajo el ámbito institucional de la Secretaría de Energía y dentro del marco general de la mencionada Ley de Hidrocarburos N.º 17.319 vigente desde 1967. Además, a fines de 1990 el presidente Menem dispuso por decreto la transformación de YPF en una sociedad anónima regida por el derecho privado, poniendo en marcha también un plan de transformación global de la empresa.

Los decretos determinaron una importante transferencia de áreas de exploración y producción que estaban en cabeza de YPF al sector privado, junto con una serie de medidas dirigidas a garantizarle a los potenciales adquirentes “reglas de mercado” en esas áreas. Finalmente, la privatización de YPF se habilitó mediante la Ley N.º 24.145, sancionada el 24 de septiembre de 1992, la cual tuvo dos objetivos: por un lado, transferir a las provincias el dominio de los hidrocarburos, y por el otro, declarar a YPF sujeta a privatización total.

De esta manera, dicha ley autorizó la transformación de YPF S.E. en una sociedad anónima, siendo este el paso legal necesario para permitir su posterior venta a inversores privados. A diferencia de los decretos de 1990, que habían dispuesto administrativamente la transformación de la empresa en una sociedad anónima y dieron inicio a un proceso de reorganización interna, la ley otorgó sustento legal a ese cambio y lo vinculó directamente con la venta de acciones. En particular, ratificó su transformación en sociedad anónima y estableció la obligación de transferir no menos del 50% de sus 353 millones de acciones. Sobre esta base legal, durante 1993 se concretó la efectiva venta de acciones a inversores privados, lo que significó la privatización de la principal compañía petrolera del país.

En cambio, las actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y distribución de gas, que corresponden al denominado *downstream*, fueron regidas por la Ley N.º 24.076 y su posterior reglamentación (decreto 1738/92), en la cual se determinaba la privatización de Gas del Estado. De esta manera, como puede observarse en la *Ilustración 1*, la empresa fue privatizada y subdividida en diez compañías, dos transportistas y ocho distribuidoras. Luego, en 1997 se añadiría una nueva licenciataria en la distribución, quedando conformado el sistema de transporte y distribución de gas natural.

Ilustración 1. Sistema de transporte y distribución de gas natural.



Fuente: ENARGAS, informe anual 1998.

Además, en dicha ley se dictó el marco regulatorio de estas actividades, el cual tendría como rector al Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS) a partir de comienzos del año 1993. Tanto la creación, como las atribuciones y funciones de este organismo autárquico fueron definidas en el marco de la citada ley. Entre los objetivos del mismo se encuentran la protección de los derechos del consumidor, la promoción de la competencia y las inversiones, la regulación del transporte y la distribución aplicando tarifas *justas y razonables*, el incentivo de la eficiencia productiva y el uso racional del gas, entre otros.

Este organismo se encuentra en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, y cumple con las funciones de regulación, control, fiscalización y resolución de controversias, que le son inherentes en relación con el servicio público de transporte y distribución de gas de la República Argentina.

En este marco, el ENARGAS es también el organismo encargado de llevar a cabo las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI), procedimientos mediante los cuales se definen los cuadros tarifarios aplicables a las empresas concesionarias de transporte y distribución de gas natural. Estas revisiones, que según la Ley N.º 24.076 deben realizarse cada cinco años, tienen por objetivo establecer tarifas que reflejen los costos eficientes de prestación del servicio, aseguren una rentabilidad razonable y contemplen estándares de calidad y eficiencia. Las mismas surgen con la creación del ente ya que durante el período previo, cuando Gas del Estado se encontraba bajo control estatal, las tarifas eran fijadas directamente por el Poder Ejecutivo y no existía un proceso de revisión técnica independiente.

En síntesis, las reformas de comienzos de los noventa introdujeron un nuevo paradigma en la regulación del upstream: la formación de precios al productor pasó de un esquema centralizado y administrado a uno descentralizado y contractual, con mayor exposición a las condiciones de mercado y menor intervención estatal directa. En los años de la convertibilidad, los precios del crudo y del gas se encontraban alineados con los valores internacionales, en un contexto de desregulación y competencia. En cambio, el *downstream* -por sus características de monopolio natural- mantuvo un esquema regulado en materia de tarifas y control de precios finales, reflejando la persistencia de un rol estatal más activo, pero ahora mediante la supervisión de las empresas privadas.

Desde una mirada teórica, este esquema respondía a la lógica mencionada en el capítulo 1 de *“competencia donde sea posible, regulación donde sea necesaria”*, fomentando la

competencia en aquellos segmentos donde resulta viable (exploración y producción), y aplicando regulación estricta en los que presentan características de monopolio natural (transporte y distribución).

Por otro lado, la apertura comercial propia de este periodo también se reflejó en el desarrollo de infraestructura destinada a la exportación de hidrocarburos. Durante esta etapa se concretó un proceso de integración energética sin precedentes con Chile, impulsado por los excedentes de gas natural argentino y la liberalización del comercio energético regional. Entre 1996 y 1999 se construyeron y pusieron en funcionamiento varios gasoductos a través de la Cordillera de los Andes: GasAndes (1997), Gasoducto del Pacífico (1999), Gasoductos NorAndino y Atacama (1999) y los tres gasoductos que alimentan la planta de Methanex en Magallanes (1996, 1997 y 1999). Todos ellos permitieron exportar gas natural desde las cuencas Norte, Neuquina y Austral hacia distintos destinos del territorio chileno.

Estos proyectos fueron financiados mayoritariamente por capitales privados bajo contratos de largo plazo y constituyeron una de las expresiones más visibles del modelo de apertura y desregulación energética implementado durante la década.

3.2 *Subsidios y crisis (2002-2015): políticas distributivas, aumento del consumo y dependencia importadora*

Como señala Serrani (2020), el período comprendido entre 2002 y 2015 puede caracterizarse por un modelo de regulación orientado a la equidad distributiva, en el cual el congelamiento tarifario y los subsidios al consumo jugaron un rol central. Si bien este enfoque logró mantener el acceso masivo a la energía en un contexto de crisis, también sentó las bases para una serie de desequilibrios estructurales que se manifestarían con mayor intensidad en los años posteriores.

El colapso del régimen de convertibilidad a fines de 2001 marcó el inicio de una profunda crisis económica, política y social en Argentina. El país experimentó una devaluación del peso, caída del PBI, aumento del desempleo, contracción del consumo, y deterioro generalizado del poder adquisitivo de los hogares. En este contexto, el Estado adoptó una estrategia de intervención activa en sectores clave de la economía, entre ellos el energético, buscando amortiguar los efectos de la crisis sobre la población y recomponer la legitimidad institucional.

Una de las primeras medidas tomadas en consecuencia fue el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos, mediante la Ley N.º 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002. Esta norma declaró la emergencia pública en el ámbito social, económico, administrativo, financiero y cambiario, y facultó al Poder Ejecutivo para renegociar los contratos de concesión de servicios públicos, anulando las cláusulas de indexación en dólares y limitando los ajustes automáticos de precios.

Los objetivos de la mencionada ley fueron debidamente expresados en el artículo primero de la misma:

1. Proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios.
2. Reactivar el funcionamiento de la economía, mejorar el nivel de empleo y la distribución de los ingresos.
3. Crear condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública.
4. Reglar la reestructuración de las obligaciones.

Aunque formalmente seguía siendo la autoridad de aplicación de la Ley N.º 24.076, la intervención del ENARGAS (formalizada por el Decreto N.º 571/07) consolidó un esquema de centralización política de las decisiones tarifarias, desplazando su rol técnico hacia tareas de supervisión operativa, seguridad de redes y resolución de reclamos de usuarios. La estructura tarifaria pasó a definirse mediante resoluciones del Ministerio de Planificación Federal y la Secretaría de Energía, mientras que los procedimientos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) permanecieron suspendidos durante más de una década.

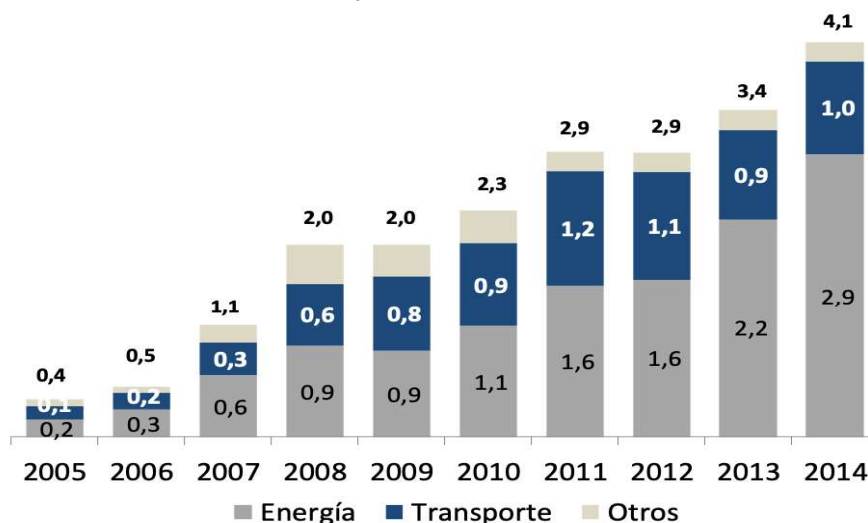
Esta situación tuvo implicancias significativas para la sostenibilidad del sistema. En primer lugar, la ausencia de ajustes periódicos impidió trasladar los costos de operación y mantenimiento, lo que generó un deterioro progresivo de los ingresos de las transportistas y distribuidoras. En segundo lugar, la diferencia creciente entre las tarifas congeladas y los costos reales derivó en la expansión de los subsidios estatales como mecanismo compensatorio.

La reestructuración tarifaria implicó, en los hechos, un traslado del costo del servicio desde los usuarios hacia el Estado, que comenzó a destinar recursos fiscales cada vez mayores para sostener el sistema energético. Esta estrategia respondió tanto a un propósito de protección

social como a la intención de estimular la demanda agregada, en un contexto marcado por los elevados niveles de pobreza.

De esta manera, los subsidios adquirieron un protagonismo inédito en el panorama energético argentino. Durante los años noventa y hasta 2003 su magnitud fue reducida; sin embargo, a partir de ese año se convirtieron en un componente central de la política energética, con un crecimiento sostenido y de gran escala. Como se muestra en el *Gráfico 2*, según estimaciones con datos provenientes de fuentes oficiales, entre 2005 y 2014 los subsidios al gas natural crecieron más del 700%, concentrándose en los segmentos residenciales y de generación eléctrica.

Gráfico 2: Subsidios económicos por sector en porcentaje del PBI, en el periodo 2005-2014.



Fuente: ASAP (2015) en base a datos del Ministerio de Economía y Finanzas e INDEC.

Además de subsidiar a los consumidores mediante las tarifas congeladas, a partir de mediados de la década del 2000 el Estado reconoció a las empresas un precio mayor al que resultaba del mercado interno regulado, y la diferencia era cubierta con fondos del Tesoro Nacional. De esta forma, mientras los usuarios continuaban abonando tarifas artificialmente bajas, los productores recibían un incentivo fiscal destinado a estimular la inversión y la producción local, en un contexto marcado por la caída del autoabastecimiento. Este mecanismo permitió evitar un deterioro más pronunciado de la oferta energética, pero al mismo tiempo profundizó la dependencia fiscal del sector y acentuó las distorsiones de precios, debilitando las señales de mercado y condicionando la sostenibilidad del sistema en el largo plazo.

Según Kozulj (2015), el modelo de subsidios masivos permitió sostener el crecimiento económico en la poscrisis, pero a costa de una creciente ineficiencia en la asignación de recursos y de una elevada dependencia del financiamiento fiscal. Así, las políticas de congelamiento tarifario y la expansión del gasto en subsidios, aunque exitosos en términos de contención social, se volvieron insostenibles a medida que se agravaba el déficit fiscal y se deterioraban los incentivos a la producción.

Además, este esquema también alteró los incentivos económicos para productores y consumidores. En ausencia de señales de precios, la demanda de energía -especialmente de gas natural- creció de manera sostenida, mientras que la inversión en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos resultó insuficiente para acompañar ese crecimiento.

Paralelamente, y como se mostrará en el capítulo siguiente, la producción nacional de gas comenzó a declinar a partir del año 2004, en un contexto de caída de las inversiones exploratorias, agotamiento relativo de los yacimientos convencionales y escasa incorporación de nuevas tecnologías.

Como resultado, el país fue perdiendo capacidad de autoabastecimiento. En 2004, Argentina aún era exportadora neta de gas a Chile y Uruguay; para 2008, ya había comenzado a importar gas natural licuado en volúmenes crecientes (Arceo *et al.* 2022). Este giro abrupto en la balanza energética no solo representó un aumento del gasto público para financiar subsidios, sino también una vulnerabilidad creciente frente a los precios internacionales del gas, especialmente durante los picos estacionales de consumo.

En síntesis, la combinación de subsidios generalizados al consumo, caída en la producción interna y aumento de las importaciones contribuyó a una creciente vulnerabilidad macroeconómica -tanto en el aspecto fiscal como en el cambiario-, configurando una situación de dependencia energética creciente que contradijo el potencial de recursos disponible, principalmente en los reservorios no convencionales de Vaca Muerta (aún subexplotados durante este período).

En este contexto, la reestatización de YPF, concretada en 2012 mediante la Ley N.º 26.741, representó uno de los acontecimientos más trascendentes de la política energética argentina contemporánea. A través de esa norma, el Estado Nacional expropió el 51% de las acciones que hasta entonces se encontraban bajo control de la empresa española Repsol, recuperando la mayoría accionaria y el control estratégico de la compañía.

La reestatización tuvo, así, un doble objetivo: recuperar el control soberano sobre un recurso estratégico y reorientar la empresa hacia la producción nacional y la autosuficiencia energética. Desde el punto de vista jurídico, la ley declaró de “interés público nacional y como objetivo prioritario del país el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos”, legitimando la intervención estatal directa en la planificación del sector.

A partir de ese momento, YPF inició una etapa de fuerte expansión y reposicionamiento. Uno de los hitos centrales fue la puesta en valor de la formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina, considerada una de las mayores reservas de gas y petróleo no convencional del mundo. La empresa estatal lideró la incorporación de nuevas tecnologías de fractura hidráulica y perforación horizontal, estableciendo acuerdos estratégicos con compañías internacionales como Chevron, Dow Chemical, Petronas y Shell.

Estos acuerdos permitieron realizar inversiones en capital y en equipamiento, impulsando la producción de hidrocarburos no convencionales y transformando a Vaca Muerta en el núcleo del desarrollo energético argentino. A partir de entonces, proyectos como “Loma Campana”, “El Orejano” y “Bandurria Sur” marcaron un punto de inflexión en la dinámica productiva del sector, impulsando el crecimiento del gas y petróleo no convencional y atenuando, en parte, la declinación de los yacimientos tradicionales.

La reestatización también implicó un cambio profundo en la coordinación federal de políticas energéticas. La articulación entre Nación, provincias productoras (especialmente Neuquén) y empresas públicas permitió planificar obras de infraestructura esenciales, como el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK). Asimismo, el Estado impulsó regímenes de promoción (como el Decreto 929/2013 y el Plan Gas.Ar) que brindaron previsibilidad de precios a los productores e incentivos a las exportaciones.

3.3 Ajustes y potencial reciente (2016-2023): cambios regulatorios y situación actual

A partir de 2016, con el cambio de signo político en el gobierno nacional, se inició un proceso de reconfiguración del sector hidrocarburífero argentino. Luego de más de una década de subsidios generalizados, congelamiento tarifario y deterioro del autoabastecimiento, las nuevas autoridades propusieron avanzar hacia un esquema de precios más acordes a las

características del mercado, reducción gradual de los subsidios y estímulo a la inversión privada.

Esta nueva etapa, sin embargo, no se desarrolló de forma lineal: combinó fases de ajuste tarifario, momentos de inestabilidad macroeconómica, y avances en la producción no convencional. El período puede entenderse como una fase de transición, marcada por la intención de recuperar la previsibilidad en el sector y consolidar a Vaca Muerta como eje estratégico del desarrollo energético.

3.3.1 Reconfiguración regulatoria y tarifaria

El cambio de gobierno a fines de 2015 condujo al inicio de un proceso de recomposición en el precio final del gas natural en el mercado local, que tuvo por objetivo primordial alcanzar una reducción adicional en el nivel de subsidios al sector. Mientras que en la etapa anterior los mayores costos de extracción de la producción gasífera fueron afrontados por el Estado nacional (aunque la tendencia comenzó a revertirse para 2014), la nueva administración priorizó un sensible aumento de las tarifas para reducir la carga fiscal del Estado en el sector.

Así, el nuevo enfoque implicó el regreso a un modelo de mercado en el que los precios del gas se liberalizaron progresivamente, favoreciendo la negociación directa entre productores y distribuidoras. Este esquema fue acompañado por la revalorización del ente regulador ENARGAS, que retomó su rol como autoridad técnica para aplicar las Revisiones Tarifarias Integrales previstas por la Ley 24.076.

Además, este proceso fue respaldado por programas de estímulo a la producción, como la Resolución N.º 46/2017, que garantizaba un precio sostén para la producción de gas no convencional en Vaca Muerta. Dicho plan buscaba incentivar nuevas inversiones en el upstream a partir del compromiso de pago de precios atractivos por parte del Estado, con un sendero de reducción progresiva hacia 2021.

No obstante, este esquema encontró límites importantes hacia el final del mandato. La alta inflación y las sucesivas devaluaciones de 2018 afectaron la capacidad de pago de los hogares y generaron tensiones con los cuadros tarifarios. De esta manera, la falta de una política de Estado a largo plazo y los vaivenes macroeconómicos impidieron consolidar el reordenamiento tarifario y normativo.

3.3.2 Estancamiento y emergencia energética

El inicio del nuevo gobierno en diciembre de 2019 coincidió con un proceso de congelamiento tarifario que, en realidad, había comenzado un año antes, cuando la crisis cambiaria y la recesión llevaron a suspender los ajustes previstos por el ENARGAS. Tras las elecciones de 2019, la situación se profundizó y quedó formalizado con la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N.º 27.541). Poco después, la irrupción de la pandemia de COVID-19 reforzó esta dinámica, obligando a mantener suspendidos los ajustes tarifarios previamente establecidos y a incrementar la intervención del Estado tanto en el plano regulatorio como en el financiero.

En este marco, se suspendieron las revisiones tarifarias del servicio de gas natural durante gran parte de 2020 y 2021. Según el informe de ENARGAS (2023), esta decisión respondió a los Decretos 278/2020 y 1020/2020, que reestructuraron los procesos regulatorios en el marco de la emergencia pública.

El congelamiento de tarifas, junto con el deterioro macroeconómico, afectó la situación financiera de las empresas del sector, especialmente las distribuidoras. Como señalan Arceo *et al.* (2022), el Estado nacional debió aumentar su participación en la cadena de pagos energéticos, cubriendo parte de los costos de abastecimiento que ya no podían trasladarse a los usuarios. Esto supuso un incremento de las transferencias en un contexto de presión fiscal creciente.

Frente a la necesidad de estimular la producción de gas y evitar una mayor dependencia de importaciones, el gobierno lanzó en 2020 el Plan Gas.Ar (Decreto 892/2020), que estableció un esquema de subastas competitivas con precios máximos garantizados por el Estado. Este programa buscó sustituir importaciones, promover inversiones en Vaca Muerta y dar previsibilidad a los productores. De esta manera, logró frenar la caída de la producción, estabilizar los niveles de oferta y generar una menor presión sobre la balanza comercial energética.

No obstante, los resultados fueron parciales. Como destaca IEA (2024), si bien hubo una leve recuperación de la producción de gas, persistieron problemas estructurales -entre ellos, la insuficiente infraestructura de transporte, la volatilidad macroeconómica y la incertidumbre regulatoria- que limitaron la inversión privada y la sostenibilidad del sistema.

En este contexto, uno de los hitos clave de la etapa fue el impulso de nuevas obras de infraestructura, entre ellas la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK), diseñado para transportar el gas producido en Vaca Muerta hacia los principales centros de consumo del país. Esta obra apunta justamente a resolver parte de las restricciones de infraestructura del sistema y es esencial tanto para mejorar el abastecimiento interno (y de esta manera, reducir las necesidades de importación), como para transformar -a futuro- el excedente productivo en exportaciones, apuntando a una mejora estructural del balance comercial energético.

A pesar de estos avances, subsisten obstáculos estructurales que limitan el desarrollo pleno del sector. Por un lado, la limitada capacidad de transporte y almacenamiento sigue constituyendo una restricción clave para la expansión productiva, especialmente durante los meses de baja demanda estacional. Por otro lado, las condiciones macroeconómicas inestables -marcadas por la alta inflación y las restricciones cambiarias- continúan afectando las decisiones de inversión a largo plazo.

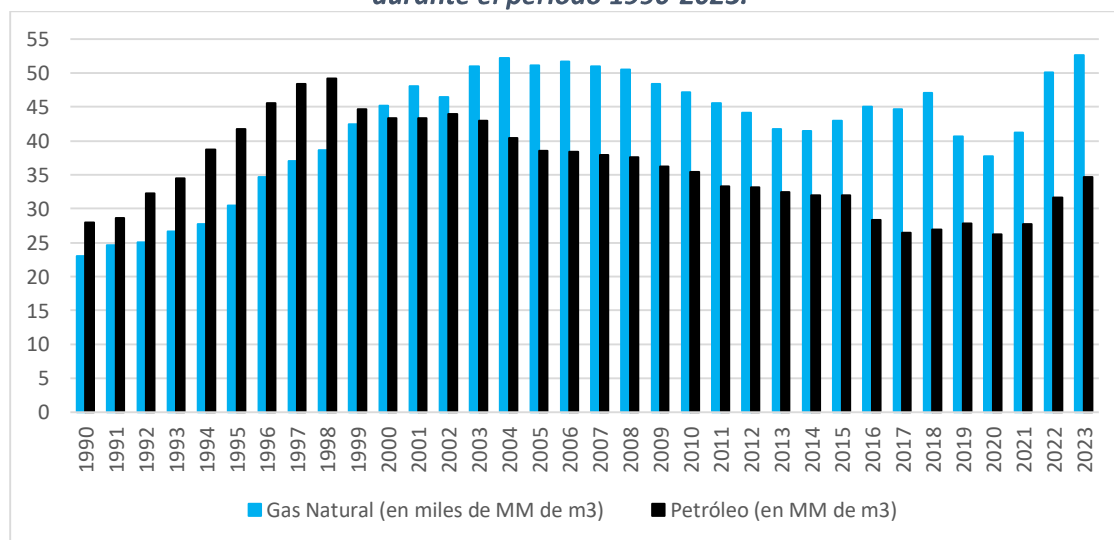
CAPÍTULO 4: Análisis del desempeño

En este capítulo se analizará el desempeño del sector hidrocarburífero argentino a lo largo de los tres periodos identificados (1990-2001, 2002-2015 y 2016-2023), con el fin de describir los resultados obtenidos bajo distintos marcos regulatorios y políticas públicas. El objetivo no es solo analizar la evolución del sector, sino también vincular los desempeños observados con las decisiones de política y los cambios institucionales que los enmarcaron.

Mediante indicadores clave (desarrollados en el capítulo 2) se analiza cada etapa en función de sus resultados, contextualizándolos en base a los cambios normativos y organizativos del sector detallados en el capítulo precedente.

Para comenzar, se presentan a continuación dos gráficos que permiten observar la trayectoria general del sector entre 1990 y 2023, tanto en términos de producción como del saldo exportador neto. Este panorama inicial servirá de base para luego profundizar en cada una de las etapas identificadas.

Gráfico 3. Evolución de la producción anual de petróleo y gas natural, durante el periodo 1990-2023.



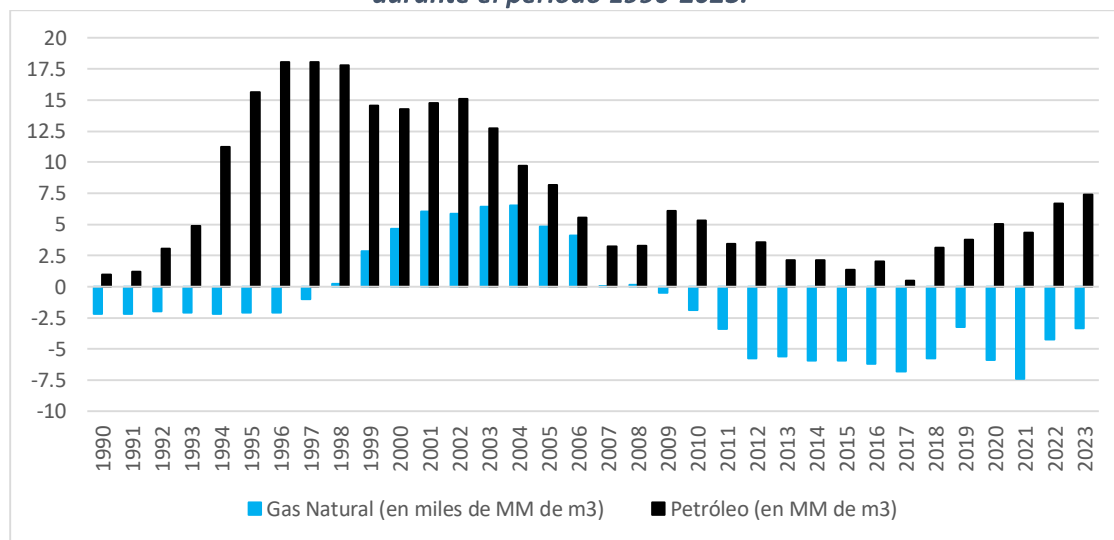
Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Como puede observarse, entre 1990 y 2001, el sector hidrocarburífero experimentó una expansión productiva, en el marco del proceso de desregulación y apertura iniciado a comienzos de la década. La producción de petróleo y gas natural creció de forma sostenida, alcanzando máximos históricos hacia fines del período. En paralelo, las exportaciones netas

aumentaron considerablemente, logrando no solo abastecer su mercado interno, sino también consolidarse como exportador neto de hidrocarburos, especialmente hacia Chile, Brasil y Uruguay.

Durante el período 2002-2015, en cambio, se observó una reversión progresiva de estas tendencias. Tras la crisis de 2001-2002, la producción comenzó a estancarse y luego a disminuir, especialmente la de petróleo, mientras que la demanda interna creció al compás de la reactivación económica y del incremento del consumo energético industrial y residencial. En consecuencia, los saldos exportables se redujeron hasta tornar negativa la balanza energética, situación que obligó al país a importar gas natural y combustibles líquidos para abastecer el mercado interno.

Gráfico 4. Evolución de las exportaciones netas anuales de petróleo y gas natural, durante el periodo 1990-2023.



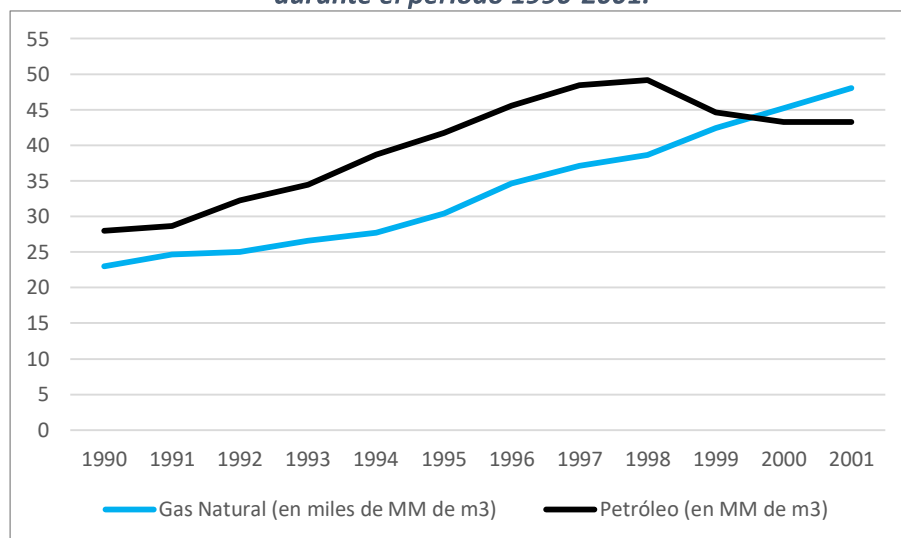
Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Finalmente, entre 2016 y 2023, el comportamiento del sector muestra una etapa de recomposición, asociada a los esfuerzos por reducir subsidios, atraer inversiones y desarrollar recursos no convencionales. Si bien la producción de gas natural se recupera con fuerza desde 2018, la del petróleo muestra una recuperación más lenta, aunque constante en los últimos años. No obstante, los niveles de exportación continúan muy por debajo de los máximos históricos de los años noventa.

4.1 1990-2001

Como se puede observar en el *Gráfico 5*, durante la década de 1990 -en el marco de las reformas estructurales y la privatización de YPF y Gas del Estado- se verificó un aumento notorio en la producción de hidrocarburos.

Gráfico 5. Evolución de la producción anual de petróleo y gas natural, durante el periodo 1990-2001.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

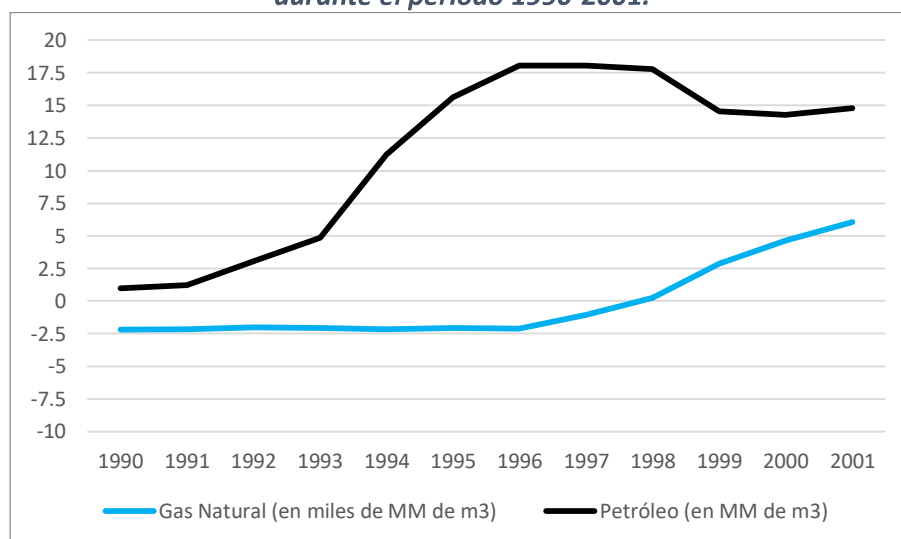
El petróleo registró un incremento sostenido entre 1990 y 1998, con la producción anual creciendo más de un 75% entre el primero y el último, alcanzando su punto máximo en 1998 en torno a los 49 millones de m³. Por otro lado, la producción de gas natural presentó un crecimiento todavía mayor, con un aumento de casi un 109% de la producción anual entre puntas.

De esta manera, en la segunda mitad de la década la producción petrolera alcanzó niveles récord, mientras que el gas natural se consolidó como un recurso estratégico tanto para abastecer la creciente demanda interna como para generar saldos exportables, principalmente hacia Chile. En este punto jugó un papel fundamental la red de gasoductos trasandinos, que alcanzó una capacidad conjunta de exportación cercana a los 22 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), consolidando a la Argentina como principal proveedor de gas natural del Cono Sur hacia fines de los noventa (Kozulj, 2000).

Así la comercialización de hidrocarburos, hasta entonces limitada, pasó a ocupar un lugar central en la política económica y en la balanza de pagos, consolidando un perfil de país

exportador de los mismos. El *Gráfico 6* refleja el aumento de las exportaciones netas de petróleo, que acompañaron el salto productivo y alcanzaron niveles récord hacia mediados de la década, estabilizándose en estos valores hasta comienzos de los 2000. En contraste, las exportaciones netas de gas natural permanecieron negativas durante gran parte del período, aunque con una mejora progresiva hacia fines de la década, cuando comenzaron a revertirse los saldos deficitarios.

Gráfico 6. Evolución de las exportaciones netas anuales de petróleo y gas natural, durante el periodo 1990-2001.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Como se mencionó, el auge productivo de la década estuvo acompañado por un importante ingreso de capitales privados, que en los primeros años se tradujo en un boom de inversiones en el upstream. Sin embargo, este flujo inversor se concentró de manera predominante en tareas de explotación antes que en exploración, lo que generó un sesgo de corto plazo en el desarrollo del sector (Kozulj, 2000).

La cantidad de pozos perforados refleja esta tendencia: mientras que las perforaciones de explotación crecieron de forma sostenida, las exploratorias mostraron un estancamiento e incluso una caída hacia fines del período (véase *Tabla 1*). Esta orientación de las inversiones permitió expandir rápidamente la producción, pero al mismo tiempo debilitó las perspectivas de reposición de reservas.

Tabla 1: Comparación entre la creación de pozos de explotación y de exploración, entre los años 1999 y 2001.

Año	Pozos de explotación	Pozos de exploración
1999	435	50
2000	805	52
2001	1192	33

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

En consecuencia, aunque la producción alcanzó máximos históricos y el país logró consolidarse como exportador neto de hidrocarburos, las reservas comprobadas de petróleo y gas quedarían comprometidas a partir de la próxima década. De esta forma, la estrategia de capturar rentas a través de la exportación se sostuvo a costa de comprometer la sostenibilidad futura del autoabastecimiento energético.

Por otro lado, cabe mencionar que, a diferencia de lo que ocurriría en los años posteriores, durante esta etapa no existieron subsidios significativos: la lógica de la política energética descansaba en el financiamiento privado y en el supuesto de que el mercado podía garantizar por sí mismo la eficiencia y la expansión de la oferta.

El resultado fue una etapa de expansión significativa, pero asentada en un modelo de explotación intensiva que, con el tiempo, mostró límites en términos de sostenibilidad de reservas e inversiones de largo plazo.

Según lo expresa Barrera (2013), pese a las expectativas iniciales de que la liberalización y la privatización atraerían capitales de riesgo y ampliarían las reservas, el resultado fue el contrario. Las empresas privadas -incluida la nueva YPF bajo la gestión de Repsol- concentraron sus inversiones en los segmentos de extracción, los más rentables a corto plazo, reduciendo sustancialmente la exploración de nuevas áreas. Esta estrategia implicó un fuerte sesgo hacia la explotación de yacimientos maduros y de bajo riesgo, en detrimento de la búsqueda de nuevos recursos.

En la práctica, la desregulación del mercado y la ausencia de obligaciones de reinversión alentaron una lógica de subexploración y sobreexplotación, orientada a maximizar utilidades inmediatas antes que a asegurar la sostenibilidad del sistema energético.

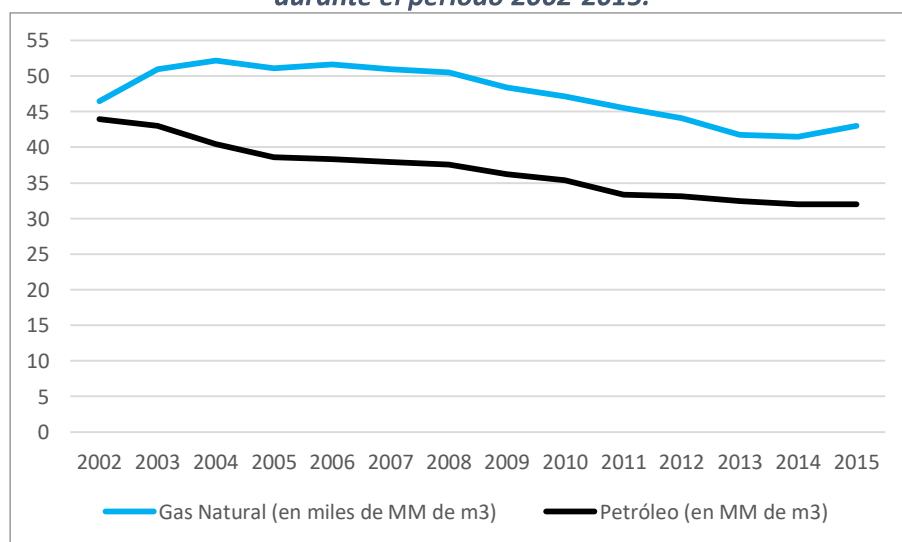
Sin embargo, dicha estrategia no implicó una dependencia externa en los años finales de la convertibilidad: la intensificación de las importaciones y la pérdida del autoabastecimiento se hicieron más evidentes en la posconvertibilidad (2002 en adelante), cuando las nuevas condiciones macroeconómicas y las decisiones de política (pesificación, derechos de exportación, etc.) agravaron la fragilidad creada por la reducción de la exploración. Uno de los principales componentes en esta dinámica es el aumento del consumo, de la mano del crecimiento económico, no acompañado por el sector hidrocarburífero.

4.2 2002-2015

En este período, el desempeño del sector hidrocarburífero mostró señales de deterioro a pesar de la recuperación de la economía en general. Tras el crecimiento observado en los años noventa, la producción de petróleo comenzó a caer de manera sostenida desde 2003. Por su parte la producción de gas natural, si bien logró sostenerse durante los primeros años del periodo, comenzó a retroceder hacia 2007 comprometiendo el autoabastecimiento energético.

Podemos visualizar estas cuestiones en el *Gráfico 7*, el cual muestra una tendencia descendente en la producción de petróleo, que pasó de casi 44 millones de m³ anuales a principios de la serie a poco menos de 32 MM de m³ hacia 2015, consolidando una pérdida superior al 25% en poco más de una década.

Gráfico 7. Evolución de la producción anual de petróleo y gas natural, durante el periodo 2002-2015.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

El gas natural, en cambio, exhibió un comportamiento mixto: tras un breve crecimiento inicial, alcanzó máximos hacia 2004-2006, para luego iniciar un retroceso sostenido que lo llevó a niveles cercanos a los 40.000 millones de m³ en 2014, con una leve recuperación en el último año.

Este estancamiento y declive productivo no puede desvincularse de la caída en la inversión y de la ausencia de nuevos descubrimientos significativos de reservas, lo que reflejó la dificultad del sector para sostener los niveles de explotación previos.

La evolución de las reservas comprobadas confirmó este escenario: tanto en petróleo como en gas se verificó un descenso significativo, lo que evidenciaba que las inversiones en exploración eran insuficientes o no acompañaban al ritmo de extracción. Véase la *Tabla 2*, la cual presenta información hasta el año 2006 debido a la ausencia de datos posteriores.

***Tabla 2. Evolución de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural
(en MM de m³), entre los años 2002 y 2006.***

Año	Petróleo	Gas natural
2002	448,43	663.520
2003	425,21	612.500
2004	393,97	541.860
2005	349,10	438.950
2006	311,26	446.160

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Por su parte, la *Tabla 3* muestra la evolución del horizonte de reservas de petróleo y gas natural entre los años 2002 y 2006. Este indicador se define como el cociente entre las reservas comprobadas y la producción anual de cada hidrocarburo, y permite estimar la cantidad de años que podrían sostenerse los niveles de extracción vigentes sin nuevos descubrimientos.

Los resultados reflejan una disminución sostenida en el ratio de ambos hidrocarburos durante el período analizado: en el caso del petróleo, el horizonte de reservas pasa de 10,2 años en 2002 a tan solo 8,12 años en 2006; mientras que en el gas natural la caída es aún más marcada, reduciéndose desde 14,28 años en 2002 a 8,64 años en 2006. Esta tendencia evidencia el agotamiento progresivo de las reservas existentes y la insuficiente reposición de nuevos recursos, situación que se vincula con la caída de la inversión en exploración. En

conjunto, estos datos alertan sobre el deterioro potencial de la capacidad de autoabastecimiento energético hacia mediados de la década del 2000.

Tabla 3. Evolución del horizonte de reservas (en años), entre los años 2002 y 2006.

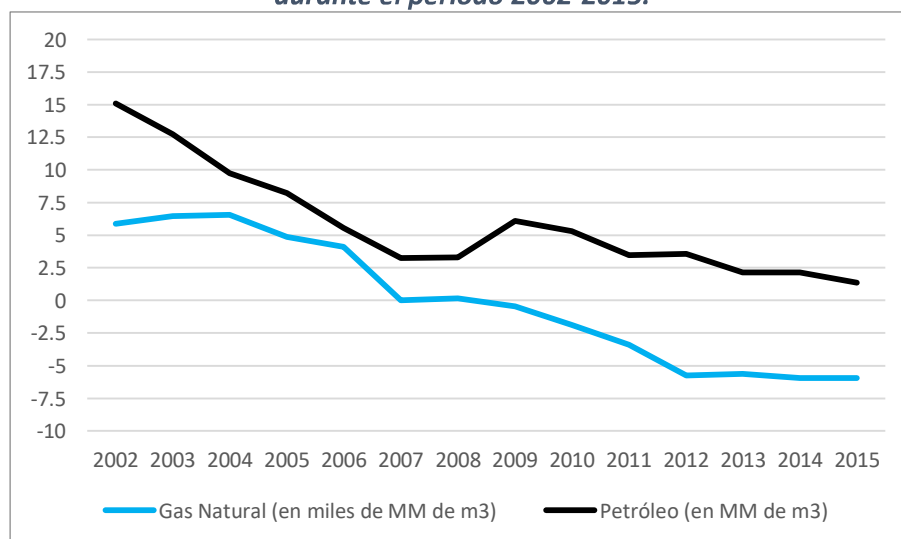
Año	Petróleo	Gas natural
2002	10,20	14,28
2003	9,90	12,02
2004	9,74	10,39
2005	9,05	8,59
2006	8,12	8,64

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Esta dinámica tuvo un efecto directo sobre la balanza comercial energética. Mientras que desde inicios de la década de 1990 el sector mostraba superávit, a partir de 2011 comenzó a registrar déficits crecientes, en un contexto de importante crecimiento económico y del consumo interno que debió cubrirse con crecientes importaciones de gas natural licuado y combustibles líquidos.

Observemos el *Gráfico 8*. En el caso del petróleo, el saldo neto exportador pasó de un superávit de más de 15 millones de m³ en 2002 a uno inferior a 1,5 millones de m³ hacia 2015, evidenciando una pérdida del 90% de la capacidad exportadora.

Gráfico 8. Evolución de las exportaciones netas anuales de petróleo y gas natural, durante el periodo 2002-2015.



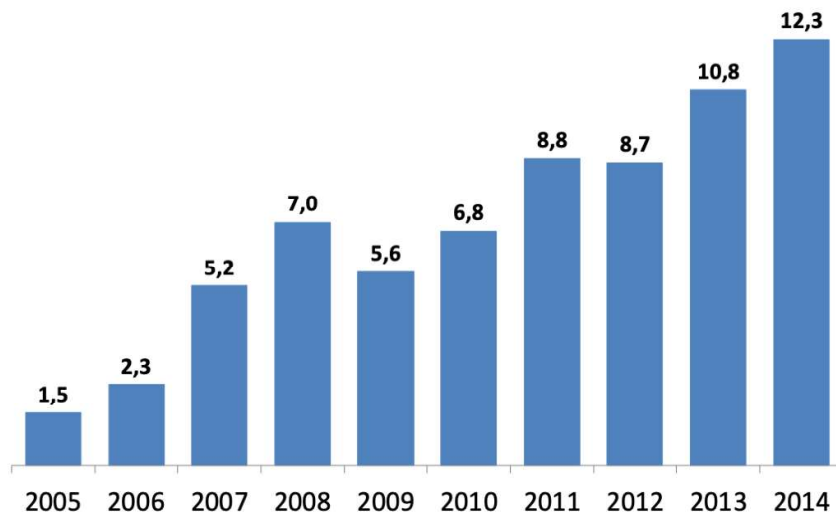
Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto al gas natural, el giro también fue drástico: el saldo, que hasta mediados de la década era positivo, se tornó negativo a partir de 2008-2009 y se mantuvo en terreno deficitario hasta el final del periodo, con valores que alcanzaron niveles críticos de más de 5.000 millones de m³ anuales de saldo importador de este hidrocarburo.

Este deterioro se vio potenciado por el mencionado incremento del consumo interno asociado a la expansión económica de esos años, especialmente del sector industrial y el agro, lo que incrementó la demanda de combustibles para transporte y generación eléctrica, reduciendo los saldos exportables disponibles. En consecuencia, el país pasó de un superávit energético a una situación de déficit, que obligó a recurrir a importaciones crecientes para abastecer el mercado interno.

En paralelo, el Estado amplió su rol en el financiamiento del sector mediante mayores subsidios (véase *Gráfico 9*), que se convirtieron en el principal sostén para el consumo y la operatoria de las empresas. Si bien esta política permitió contener precios internos y garantizar la accesibilidad, también generó fuertes distorsiones en las señales de inversión, con un sesgo hacia el corto plazo.

Gráfico 9: Subsidios energéticos en porcentaje del gasto primario nacional, en el periodo 2005-2014.



Fuente: ASAP (2015) en base a datos del Ministerio de Economía y Finanzas.

En este sentido, Fanelli (2011) expresa lo siguiente:

Las medidas que llevaron al incremento de las importaciones de energía y la caída de las exportaciones fueron el resultado de dos hechos. Las políticas de redistribución

implementadas a través de los subsidios al consumo y la falta de seguridad jurídica por la ausencia de un marco normativo transparente y estable, que desanimó la inversión en el sector y llevó, en definitiva, a un creciente desbalance comercial energético y de la relación entre producción y reservas comprobadas (p. 56).

En suma, el período 2002-2015 se caracterizó por una contradicción estructural: mientras el consumo interno de hidrocarburos creció de manera sostenida, la producción y las reservas mostraron un marcado deterioro, generando tensiones crecientes sobre la balanza comercial energética. El resultado fue un esquema que amplió la cobertura energética en el corto plazo, pero a costa de una creciente dependencia de importaciones y de un elevado esfuerzo fiscal para sostener al sector.

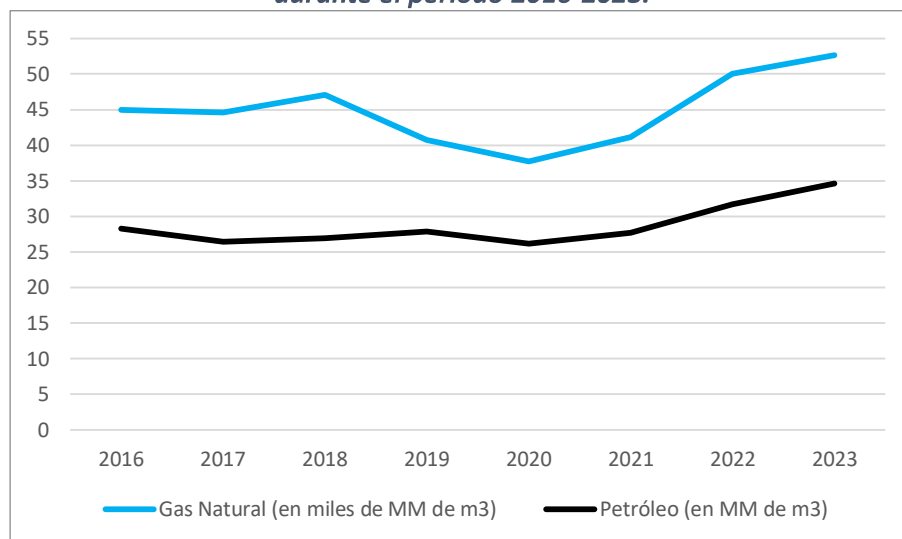
La transición hacia una nueva etapa del desarrollo hidrocarburífero se basó en la expectativa de que la producción no convencional permitiría recuperar el autoabastecimiento y revertir el saldo comercial negativo del sector. Como advierte Kozulj (2015), el aprovechamiento del potencial de Vaca Muerta requiere no solo recursos geológicos, sino también condiciones institucionales estables, reglas de juego claras para los inversores y un marco tarifario que permita recuperar costos y garantizar rentabilidad.

4.3 2016-2023

Finalmente, la etapa 2016-2023 muestra un quiebre respecto de la dinámica de estancamiento previa, especialmente a partir del despegue de la producción no convencional en Vaca Muerta.

Como se observa en el *Gráfico 10*, la producción de gas natural exhibió una recuperación desde 2021, luego de la caída registrada en los años previos. Tras el impacto negativo de la pandemia en 2020, la tendencia ascendente se consolidó y se alcanzaron nuevos máximos históricos hacia 2023. En paralelo, la producción de petróleo permaneció relativamente estable en los primeros años del período, pero a partir de 2021 inició un crecimiento sostenido motorizado por el *shale oil*.

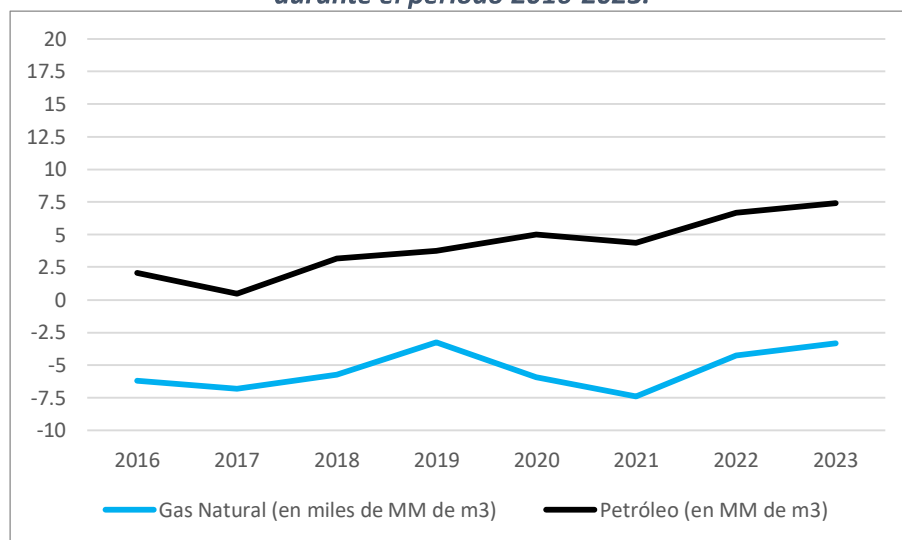
Gráfico 10. Evolución de la producción anual de petróleo y gas natural, durante el periodo 2016-2023.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

En el frente externo (*Gráfico 11*), el saldo neto de petróleo mostró una trayectoria ascendente: tras la caída de 2017, las exportaciones netas crecieron de manera prácticamente continua hasta 2023.

Gráfico 11. Evolución de las exportaciones netas anuales de petróleo y gas natural, durante el periodo 2016-2023.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

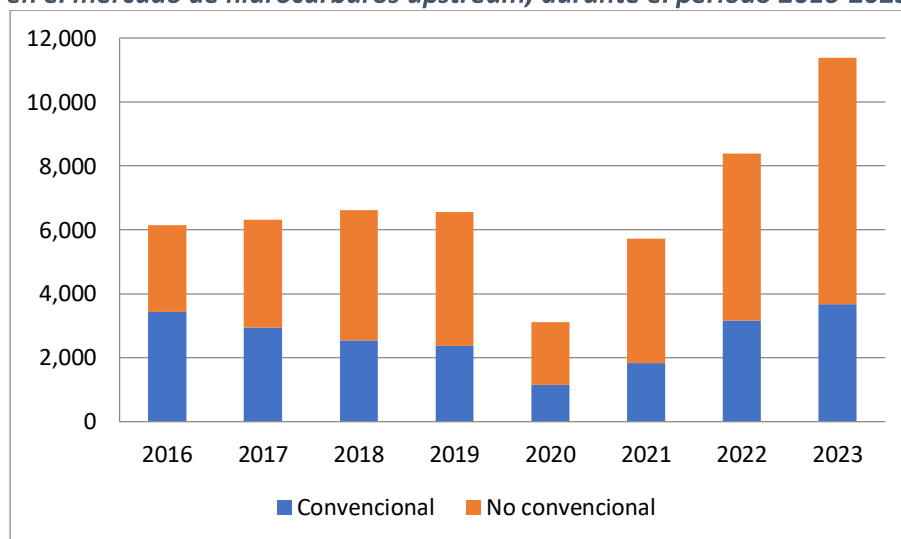
En cambio, el gas natural mantuvo saldo negativo en todo el período: el déficit se acotó en 2019, se profundizó en 2021 y volvió a reducirse en 2022-2023. En conjunto, esto implica que, aun con mayor oferta interna, la balanza comercial energética siguió condicionada por

el déficit gasífero (en especial en los picos invernales), aunque mejoró hacia el final del tramo gracias el aumento de la producción local.

Por su parte, la inversión se reorientó hacia los yacimientos no convencionales, con mayor dinamismo desde 2021 y, tras la caída de 2020, con un rebote marcado en los años 2022-2023. Este rasgo se refleja en la recuperación simultánea en la producción de petróleo y gas, y en el incremento de las exportaciones netas de estos hidrocarburos: el capital se concentró en proyectos con rápida maduración y elevada productividad, apuntalando los volúmenes aun habiendo volatilidad macroeconómica.

Lo expresado se puede visualizar en el *Gráfico 12*, el cual muestra los desembolsos destinados a la explotación del segmento upstream durante este período. Si bien el nivel agregado de inversión exhibió una caída en 2020 -en el marco de la pandemia-, posteriormente se observó una recuperación sostenida, impulsada en gran medida por el desarrollo de los mencionados recursos no convencionales.

Gráfico 12. Evolución de las inversiones anuales (en MM de U\$S corrientes) en explotación en el mercado de hidrocarburos upstream, durante el periodo 2016-2023.

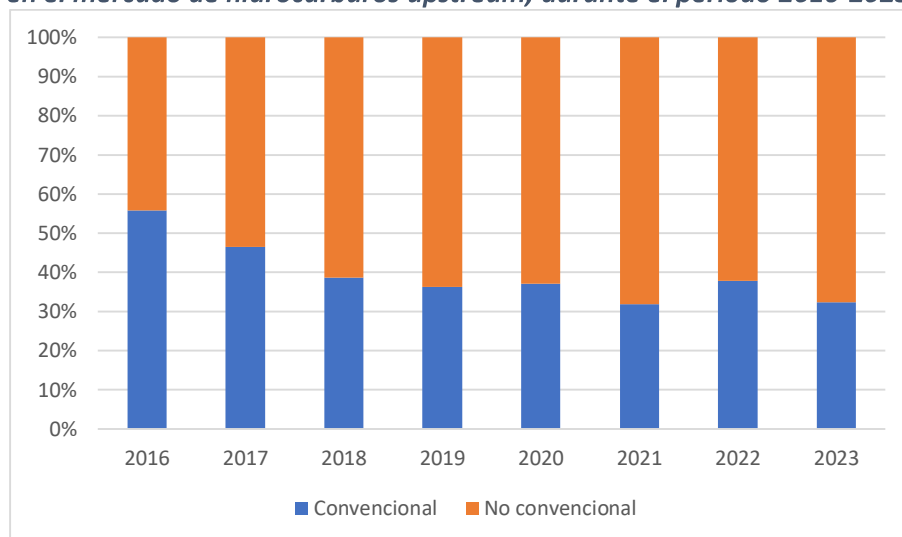


Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

Observemos ahora el *Gráfico 13*. A partir de 2017, las inversiones en yacimientos no convencionales superaron a las de proyectos convencionales, tendencia que se consolidó en los años recientes y que marcó una transformación estructural en la matriz productiva. De este modo, mientras la inversión en yacimientos convencionales se mantiene en niveles

moderados, los proyectos no convencionales, en especial los vinculados a Vaca Muerta, pasaron a concentrar la mayor parte de los recursos.

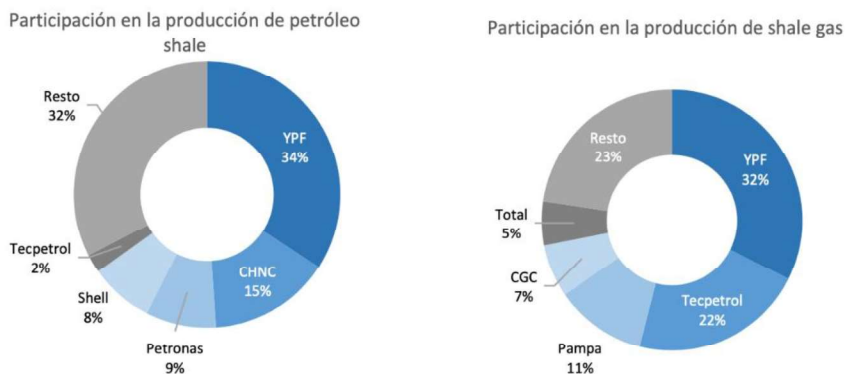
Gráfico 13. Evolución de la participación relativa de las inversiones anuales en explotación en el mercado de hidrocarburos upstream, durante el periodo 2016-2023.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG y la Secretaría de Energía de la Nación.

En paralelo, los subsidios siguieron siendo una variable central del desempeño sectorial. Hubo intentos de reducción al inicio del período pero, posteriormente, una nueva expansión asociada a congelamientos parciales de tarifas, y a la cobertura de importaciones (en particular GNL) en años de precios internacionales elevados. Hacia 2022-2023, la combinación de mayor producción local y ajustes tarifarios parciales contribuyó a moderar el peso relativo de estas transferencias, aunque lejos aún de eliminarlas.

Gráfico 14. Participación en la producción no convencional (shale) de petróleo y gas, en Argentina en junio de 2021.



Fuente: Nercesian et al. (2022) en base a datos del IAPG.

Por otro lado, la reestatización de YPF marcó un cambio estructural: permitió al Estado recuperar capacidad de planificación estratégica, articular políticas de inversión pública y privada, y reposicionar a la empresa como instrumento de desarrollo tecnológico e industrial. Gracias a ello, Vaca Muerta pasó de ser un potencial geológico a una realidad productiva, con impacto directo en la balanza energética, el empleo regional y las perspectivas exportadoras del país. Podemos ver esta influencia en el *Gráfico 14*.

En síntesis, el periodo 2016-2023 combinó: (i) recuperación de la producción (más clara desde 2021), (ii) mejora del saldo petrolero y (iii) déficit gasífero aún persistente pero en reducción hacia el cierre del período; todo ello acompañado por el repunte de la inversión concentrada en los yacimientos no convencionales y subsidios todavía relevantes. El desempeño mejora, pero sigue condicionado por la estacionalidad del gas y por las restricciones de transporte/evacuación, que limitan la plena traducción de los aumentos de la oferta en una balanza comercial consistentemente superavitaria.

Conclusiones

La investigación tuvo como propósito principal analizar la evolución del sector hidrocarburífero argentino entre los años 1990 y 2023 en términos de producción, inversión y comercialización, considerando los cambios institucionales y regulatorios que atravesó en dicho periodo. Este objetivo se alcanzó a partir del cumplimiento de los objetivos específicos: por un lado, se describió de manera sistemática el marco institucional-regulatorio vigente en cada etapa, lo que permitió identificar las principales reformas estructurales y su impacto en la organización del sector; por otro, se examinó su desempeño a partir de indicadores clave (producción, saldo neto de exportaciones, inversiones, y nivel de reservas) que pusieron en evidencia las características diferenciales de cada etapa.

De este modo, el análisis permitió reconocer tres configuraciones históricas bien diferenciadas: la privatización y apertura al capital privado en los años noventa, las políticas de subsidios y congelamientos tarifarios implementadas tras la crisis de 2001, y las reconfiguraciones regulatorias más recientes, orientadas al desarrollo de Vaca Muerta y a la búsqueda de un equilibrio entre sostenibilidad fiscal y seguridad energética.

El recorrido histórico mostró que las transformaciones del sector no obedecieron a una estrategia de largo plazo, sino a cambios de rumbo condicionados por el contexto político, económico e institucional.

En la primera etapa, entre los años 1990 y 2001, las privatizaciones y la apertura al capital privado generaron un boom productivo que consolidó a Argentina como exportador neto de hidrocarburos. Sin embargo, este crecimiento se sustentó en inversiones orientadas principalmente a la sobreexplotación antes que a la exploración, lo que debilitó la reposición de reservas y sembró la fragilidad futura del sector. Durante este periodo se privilegió la lógica de que el mercado podía funcionar de mejor manera si se lo dejaba actuar libremente, política que se evidenció ampliamente en el upstream.

Luego, durante el período 2002-2015, la política energética se inspiró en una visión cercana a la Teoría Tradicional de la Regulación, justificando la intervención estatal para proteger a los usuarios. Los subsidios y tarifas congeladas ampliaron el acceso a la energía, pero distorsionaron los precios relativos y desalentaron la inversión, derivando en la caída de la

producción y la consecuente dependencia de importaciones. Así, el sector se transformó en una carga fiscal y de divisas para el país, confirmando lo que la Teoría Económica de la Regulación plantea: el regulador no es neutral, sino que responde a presiones políticas y sociales, con costos de eficiencia que comprometen al sector. De esta forma parece quedar claro que un modelo basado en precios subsidiados no puede sostenerse en el tiempo sin dañar la seguridad financiera del país.

Finalmente, entre 2016 y 2023 se observaron intentos de recomponer los precios relativos, reducir subsidios y atraer inversiones, en especial para desarrollar Vaca Muerta. Aunque la volatilidad macroeconómica y la falta de credibilidad institucional limitaron la efectividad de los programas, el desarrollo no convencional logró sostener en buena medida la dinámica del sector. En este sentido, el caso argentino matiza los planteos de la Nueva Economía Institucional, al mostrar que la estabilidad regulatoria favorece las inversiones de largo plazo, pero no constituye una condición necesaria ni excluyente para su desarrollo.

En conjunto, las tres etapas analizadas muestran cómo cada paradigma regulatorio aplicado en el sector logró ciertos resultados de corto plazo, pero sin resolver las tensiones estructurales.

De cara al futuro, los hallazgos señalan que la clave no reside únicamente en los recursos disponibles, sino en la capacidad de construir reglas de juego claras que apunten al largo plazo, marcos regulatorios predecibles que fomenten la inversión y el desarrollo de una infraestructura adecuada que nos permita garantizar el autoabastecimiento y la generación de divisas a través de las exportaciones de hidrocarburos.

La experiencia argentina muestra que tanto la confianza excesiva en el mercado como la intervención estatal desarticulada resultaron insuficientes. Por ello, es un desafío aún vigente el hecho de diseñar una política energética de Estado que trascienda los ciclos políticos y combine eficiencia económica, sostenibilidad fiscal y equidad social.

En definitiva, el sector hidrocarburífero argentino enfrenta una oportunidad histórica: la de dejar atrás los ciclos de expansión y crisis que caracterizaron su pasado, y empezar a planificar estratégicamente a largo plazo para aprovechar su potencial exportador y garantizar la seguridad energética interna.

Referencias bibliográficas

Bibliografía general

- Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés (2022). *La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*. Buenos Aires: Fundar.
- Arrow, K. J. (1963). *Social Choice and Individual Values*. Yale University Press, New Haven.
- Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP). (2015). *Informe de subsidios económicos al sector energético*. Buenos Aires.
- Averch, H. & Johnson, L. L. (1962). *Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*. American Economic Review, 52(5), 1052-1069.
- Barrera, M. A. (2013). *Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino*. Análisis Económico, 28(69), 167-188.
- Baumol, W. J. (1982). *Contestable Markets: an uprising in the Theory of Industry Structure*. American Economic Association, 72(1), pp. 1-15.
- Campodónico, H. (2004). *Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina* (Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78). Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Coase, R. H. (1970). *The Theory of Public Utility Pricing and its Application*. Bell Journal of Economics, vol. 1, pp. 112-128.
- Coloma, G. (2004). *Empresa pública, privatización, regulación y competencia*. CEMA, Buenos Aires.
- Demsetz, H. (1968). *Why Regulate Utilities?* The Journal of Law and Economics.
- ENARGAS (2023). *Informe Anual ENARGAS*. Buenos Aires: Ente Nacional Regulador del Gas.

- Fanelli, J. (2011). *Recursos naturales: ¿Bendición o maldición? Sobre la experiencia argentina en los 2000*. Boletín Informativo de Techint, N° 336, pp. 49-62.
- Gadano, N. (1998). *Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina*. Serie Reformas Económicas.
- Instituto de Energía de la Universidad Austral (2024). *Reporte energético - Agosto 2024*. Universidad Austral.
- Jouravlev, A. (2001). *Regulación de la industria de agua potable, volumen 1: necesidades de información y regulación estructural*. Recursos Naturales e Infraestructura No. 36. Santiago de Chile: CEPAL.
- Kahn, A. E. (1993). *The Economics of Regulation: Principles and Institutions* (Vol. 1). The MIT Press.
- Kay, J.; Vickers, J.; Mayer, C.; Ulph, D. (1988). *Regulatory reform in Britain*. Centre for Economic Policy Research, 3(7), pp. 285-351.
- Kozulj, R. (2000). *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina*. CEPAL.
- Kozulj, R. (2015). *El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Universidad Nacional de Río Negro.
- Levy, B. & Spiller, P (1996). *Regulations, Institutions, and Commitment. Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge University Press, Massachussets.
- Nercesian, F.; Strada, J.; & Letcher, H. (2022). *Política energética, evolución del sector y desafíos del mercado de hidrocarburos en Argentina: Análisis del desarrollo del sector en la posconvertibilidad (2002–2021)*. Centro de Economía Política Argentina (CEPA).
- Peltzman, Sam (1998). *The Economic Theory of Regulation after a Decade of Deregulation*. Brookings Papers on Economic Activity. Microeconomics, pp. 1-41.

- Petrecollla, D. & Martínez, M.F. (2010). *Condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la República Argentina: 1990-2008*. Economía, 33(65).
- Pigou, A. C. (1920). *The economics of welfare*. Macmillan and Co.
- Pistonesi, H. (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas*. ILPES-CEPAL.
- Rivera Urrutia, E. (2004). *Teorías de la regulación en la perspectiva de las políticas públicas*. Gestión y Política Pública, XIII(2), 309-372.
- Samuelson, Paul (1964). *Economics*. 6a. ed., McGraw-Hill Book.
- Serrani, E. (2020). *Modelos de regulación de servicios públicos de gas natural en Argentina, 1967-2017*. América Latina en la Historia Económica.
- Spiller, P. T. (1998). *El porqué de la regulación de los servicios públicos* (Vol. 2). Centro de Estudios para el Desarrollo Institucional, Fundación Gobierno y Sociedad.
- Stigler, G. (1996). *The Theory of Economic Regulation*. The Bell Journal of Economics and Management Science, núm. 2, pp. 3-21.
- Stiglitz, J. E. (1997). *Economía del sector público* (3.^a ed.). Antoni Bosch.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries*. Washington, DC.
- Williamson, Oliver (1989). *Las instituciones económicas del capitalismo*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Zanini, L. (2017). *Sostenibilidad y situación financiera de la Cooperativa Setúbal como subdistribuidora de Gas Natural desde 2002 hasta 2015*. Universidad Nacional del Litoral.

Cuerpos normativos

- Infoleg (1989a). *Ley 23.696 - Reforma del Estado*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/98/texact.htm>
- Infoleg (1989b). *Ley 23.697 - Emergencia Económica*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/15/texact.htm>
- Infoleg (1992a). *Ley 24.145 - Transformación de YPF S.E. en Sociedad Anónima*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/543/norma.htm>
- Infoleg (1992b). *Ley 24.076 - Marco Regulatorio del Gas Natural*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/norma.htm>
- Infoleg (2002). *Ley 25.561 - Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/70708/norma.htm>
- Infoleg (2007). *Decreto 571/2007 - Intervención del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)*. Recuperado de <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm>
- Infoleg (2017). *Resolución 46/2017 - Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural en reservorios no convencionales*. Recuperado de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/272266/norma.htm>

Bases de datos

Las mismas, como se mencionó, fueron elaboradas de forma propia en base a las Tablas Dinámicas SESCO de la Secretaría de Energía de la Nación, y a las Estadísticas del Centenario elaboradas por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG). Pueden consultarse en:

- <https://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=937>
- <https://iapg.org.ar/estadisticas-del-centenario/>