



Hidrocarburos en Mendoza: diagnóstico estructural y perspectivas en un contexto extractivista

Mendoza, Argentina

Noviembre de 2025

Lic. Gabriel Olmedo

Lic. Mariana Iza

Lic. Lautaro Breitman Pacheco

Contenido

Introducción	1
El sector de hidrocarburos como parte del Producto Bruto. 2004-2024.	2
La Producción Hidrocarburífera Nacional. 2009-2025.....	3
La Producción Hidrocarburífera en Mendoza. 2009-2025.....	9
El Impacto Laboral y Fiscal del declive de la producción Hidrocarburífera Provincial.	13
La Irrupción de Vaca Muerta y la Experiencia del Fracking en Mendoza.	15
El Plan 4x4 y el Proyecto ANDES YPF	18
Aumento de la producción de hidrocarburos ¿Para Quién?	21
Reflexiones Finales.....	27
Bibliografía	29

Introducción

El sector hidrocarburífero ha sido históricamente uno de los pilares de la economía mendocina. Durante décadas, la extracción de petróleo y gas convencional sostuvo niveles significativos de actividad económica, recaudación fiscal y disponibilidad energética. Sin embargo, en los últimos años este modelo ha comenzado a evidenciar un agotamiento estructural: la producción decrece de manera sostenida, las reservas se reducen aceleradamente y el peso del sector en las finanzas provinciales cae a mínimos históricos. Al mismo tiempo, a nivel nacional se consolida un nuevo paradigma energético basado en la explotación no convencional mediante fractura hidráulica en Vaca Muerta. En este contexto, diversos gobiernos locales han intentado impulsar el fracking en la provincia, a pesar de los riesgos ambientales y sociales que esta técnica conlleva.

Comprender la situación del sector hidrocarburífero mendocino resulta fundamental no solo para dimensionar la magnitud de su crisis, sino también para evaluar críticamente las políticas que buscan reactivarlo a través de proyectos no convencionales y cesiones masivas de áreas maduras.

En este contexto proponemos analizar estos procesos de manera integral, organizando el presente informe en ocho apartados. En el primero examinaremos la evolución del sector hidrocarburífero como parte del Producto Bruto entre 2004 y 2024. En el segundo analizaremos la producción nacional de hidrocarburos entre 2009 y 2025, y en el tercero la producción provincial en el mismo período. En el cuarto apartado abordaremos el impacto laboral y fiscal del declive productivo en Mendoza. En el quinto desarrollaremos la irrupción de Vaca Muerta y la experiencia del fracking en la provincia. En el sexto examinaremos el Plan 4x4 de YPF y el Proyecto ANDES. En el séptimo apartado indagaremos cómo ha sido el impacto de la política hidrocarburífera reciente en las tarifas de los servicios público de Argentina y Mendoza. Posteriormente, presentaremos una serie de reflexiones finales que sintetizan los principales tópicos abordados.

El sector de hidrocarburos como parte del Producto Bruto. 2004-2024.

El sector de hidrocarburos constituye, sin lugar a duda, un sector estratégico de cualquier economía. No solo provee los insumos energéticos fundamentales (petróleo y gas natural) que sustentan el funcionamiento del sistema productivo, sino que además condiciona la competitividad, la soberanía energética y la balanza comercial de los países. La energía derivada de los hidrocarburos continúa siendo esencial para la producción industrial, el transporte de bienes y personas, la generación eléctrica y la calefacción residencial, entre otros usos básicos que sostienen la vida económica y cotidiana de la población.

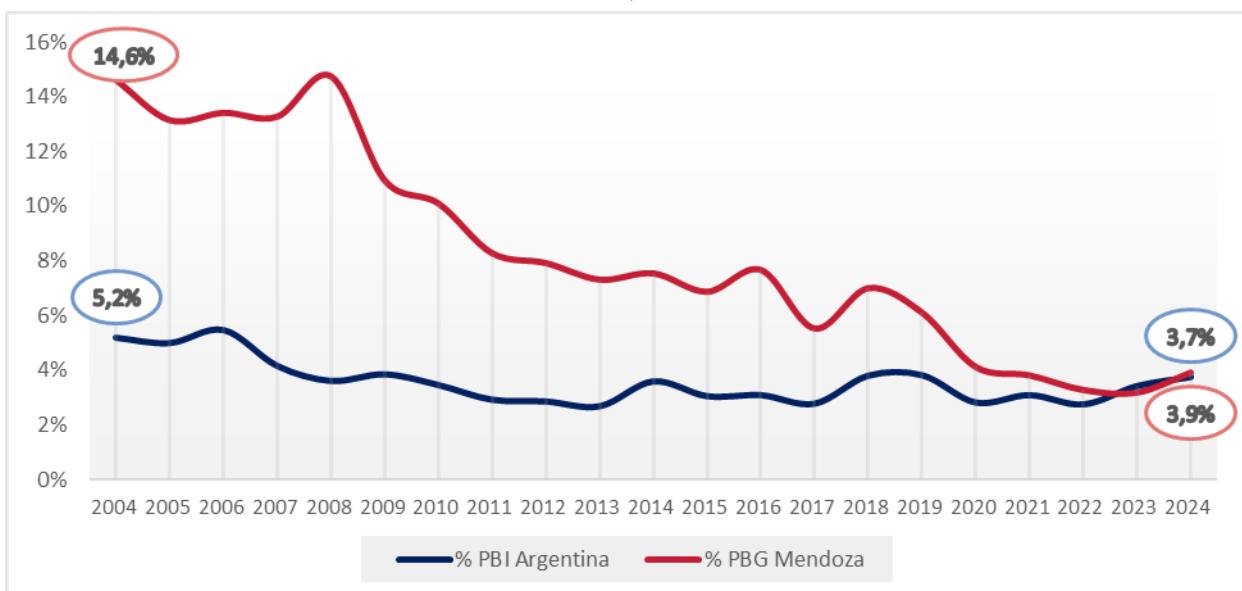
De este modo, su relevancia trasciende ampliamente su aporte directo al Producto Bruto Interno (PBI) nacional o el Producto Bruto Geográfico (PBG) provincial, ya que actúa como un insumo transversal que incide en toda la estructura económica. Tal como advierte la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023), alrededor del 80 % del consumo energético mundial aún proviene de combustibles fósiles y si bien dicha entidad prevé que la participación caerá al 73% en el 2030 ambas cifras muestran tanto su persistente hegemonía como la magnitud del desafío que representa avanzar hacia matrices más limpias y sostenibles.

En este sentido, analizar la participación del sector en el producto bruto nos permite dimensionar su peso relativo directo y evaluar su evolución en el tiempo. En el Gráfico 1 podemos observar la participación de la extracción de petróleo crudo y gas natural entre 2004 y 2024 en Argentina y Mendoza.

A nivel nacional, observamos que en 2004 la participación del sector alcanzaba el 5,2 % del PBI, iniciando luego un proceso de declive continuo hasta 2013, cuando cayó al 2,7 %. A partir de ese año (luego de la estatización del 51 % de las acciones de YPF en 2012) el sector comenzó un lento proceso de recuperación impulsado por una mayor intervención estatal y el fomento de la explotación a través de la fractura hidráulica (fracking) en la formación Vaca Muerta (cuestión que profundizaremos más adelante). Esto permitió un crecimiento gradual de su participación en la economía nacional hasta alcanzar el 3,7 % del PBI en 2024.

En la provincia de Mendoza, en cambio, la caída fue más abrupta y sostenida. En 2004, la extracción de petróleo y gas representaba el 14,6 % del PBG, mientras que en 2024 su participación desciende al 3,9 %, es decir, una cuarta parte de lo que significaba veinte años atrás. Esta tendencia refleja el agotamiento de los yacimientos maduros, la falta de nuevas inversiones significativas y el desplazamiento de la frontera hidrocarburífera hacia otras regiones del país, especialmente Neuquén, donde la explotación no convencional concentró gran parte del capital y la atención del sector energético nacional.

Gráfico 1: Participación del sector hidrocarburífero en el PBI nacional y PBG de Mendoza (2004-2024).

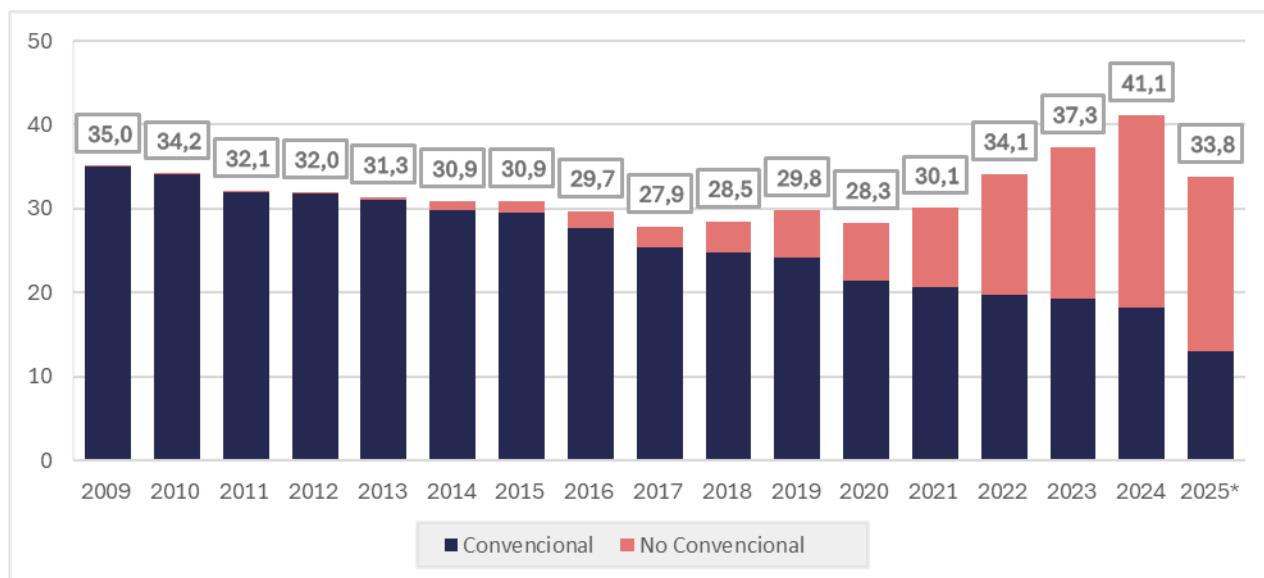


Fuente: CIEC en base a INDECyDEIE.

La Producción Hidrocarburífera Nacional. 2009-2025.

Más allá de la participación en la economía, resulta fundamental analizar la evolución de la producción del sector hidrocarburífero. El Gráfico 2 presenta la producción anual de petróleo convencional y no convencional en Argentina, medida en millones de metros cúbicos (Mm³). Como puede observarse, en 2024 se alcanzó el máximo histórico de la serie, con 41,1 Mm³ producidos. Ese año, por primera vez, la producción no convencional (22,9 Mm³) superó a la convencional (18,2 Mm³), reflejando la creciente dependencia de yacimientos no convencionales y la consolidación de técnicas como la fractura hidráulica (fracking) en la matriz productiva nacional.

Gráfico 2: Producción anual de petróleo convencional y no convencional en Argentina en Mm³. 2009 – 2025.

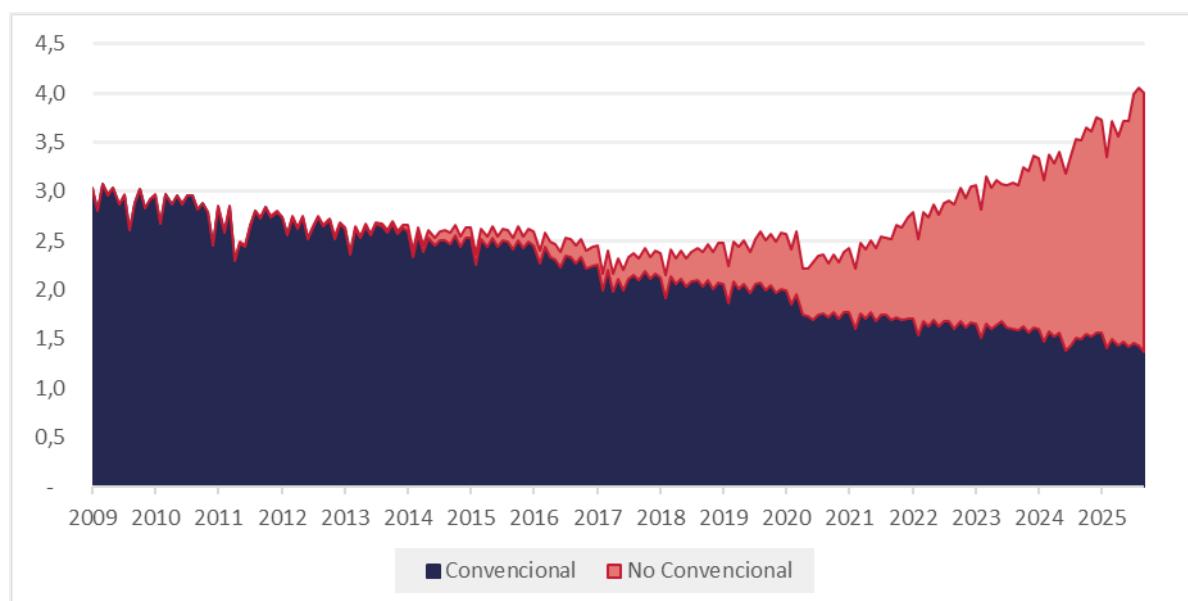


Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

*2025: Datos hasta septiembre.

El Gráfico 3 permite observar con mayor detalle la intensificación de la extracción mediante fractura hidráulica en los últimos años. Se evidencia tanto la constante caída de la producción convencional como el crecimiento exponencial de la producción no convencional: mientras la producción del primero disminuyó un 55% entre enero del 2009 y septiembre del 2025, la del segundo se multiplicó por cinco en los últimos cinco años y actualmente representa aproximadamente dos tercios de la producción total de petróleo en Argentina.

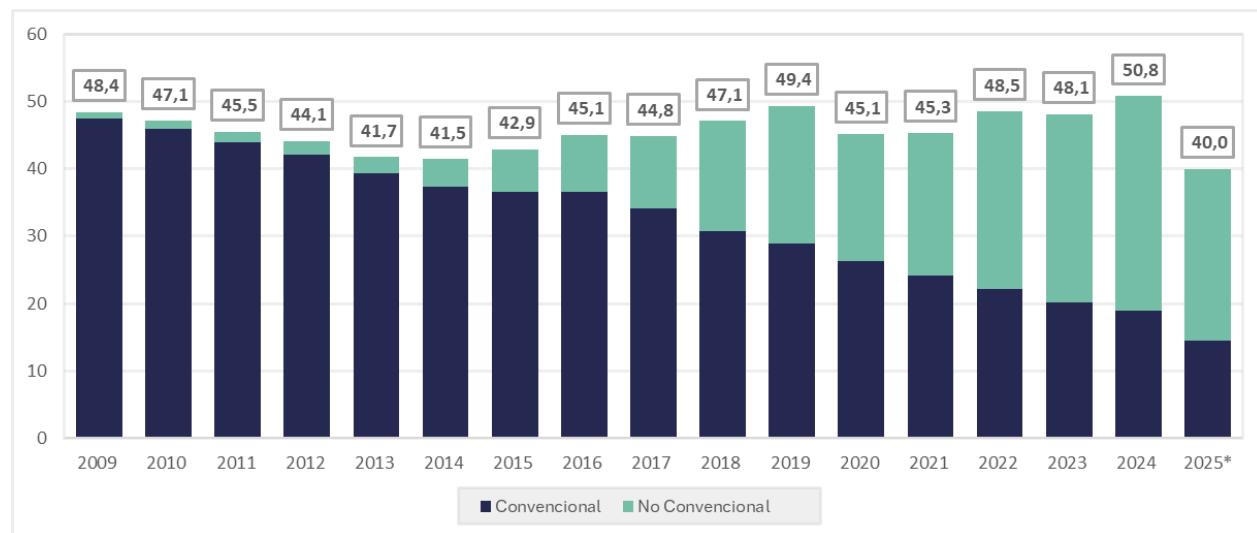
Gráfico 3: Producción mensual de petróleo convencional y no convencional en Argentina en Mm³. Enero 2009 – Septiembre 2025.



Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

El Gráfico 4 presenta la producción anual de gas convencional y no convencional en Argentina, medida en miles de millones de metros cúbicos (MMm³). Al igual que en el caso del petróleo, en 2024 se alcanzó el máximo histórico de la serie, con 50,8 MMm³ producidos. En el caso del gas la producción no convencional supera a la convencional desde 2022, y en 2024 representó el 63 % del total, con 25,5 MMm³ frente a 14,5 MMm³ de gas convencional.

Gráfico 4: Producción anual de gas convencional y no convencional en Argentina en MMm³.
2009 – 2025.

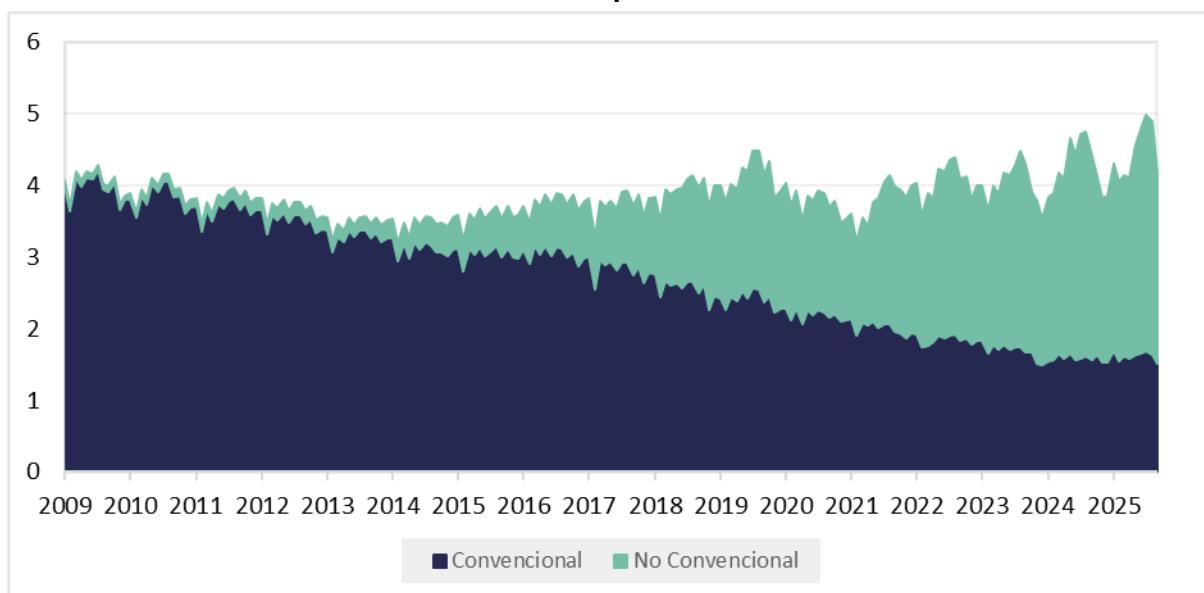


Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

*2025: Datos hasta septiembre.

El Gráfico 5 permite observar con mayor detalle que, al igual que en el caso del petróleo, la producción de gas está atravesando un intenso proceso de intensificación mediante fracking. Mientras que la producción convencional continúa su declive sostenido, disminuyendo un 62% entre enero del 2009 y septiembre del 2025, la producción no convencional prácticamente se duplicó en los últimos cinco años, consolidando su predominio en la matriz gasífera nacional.

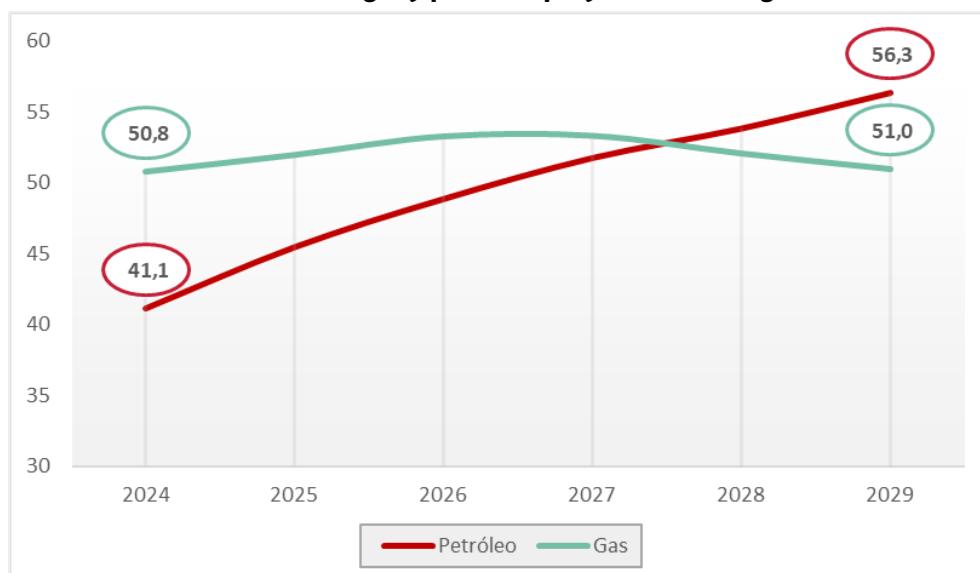
Gráfico 5: Producción mensual de gas convencional y no convencional en Argentina en MMm³. Enero 2009 – Septiembre 2025.



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

Más allá de las similitudes en los procesos de extracción de petróleo y gas en Argentina, existe una diferencia significativa. La producción de gas no convencional, que experimentó un despertar más temprano, comienza a mostrar signos de acercarse a su techo productivo, mientras que la producción de petróleo no convencional se encuentra en plena etapa de expansión. El Gráfico 6 ilustra estas proyecciones para el período 2024-2029: las empresas anticipan un estancamiento de la producción de gas, en contraste con el petróleo, cuya producción se prevé que crezca aproximadamente un 40 % entre puntas.

Gráfico 6: Producción anual de gas y petróleo proyectada en Argentina. 2024 – 2029.



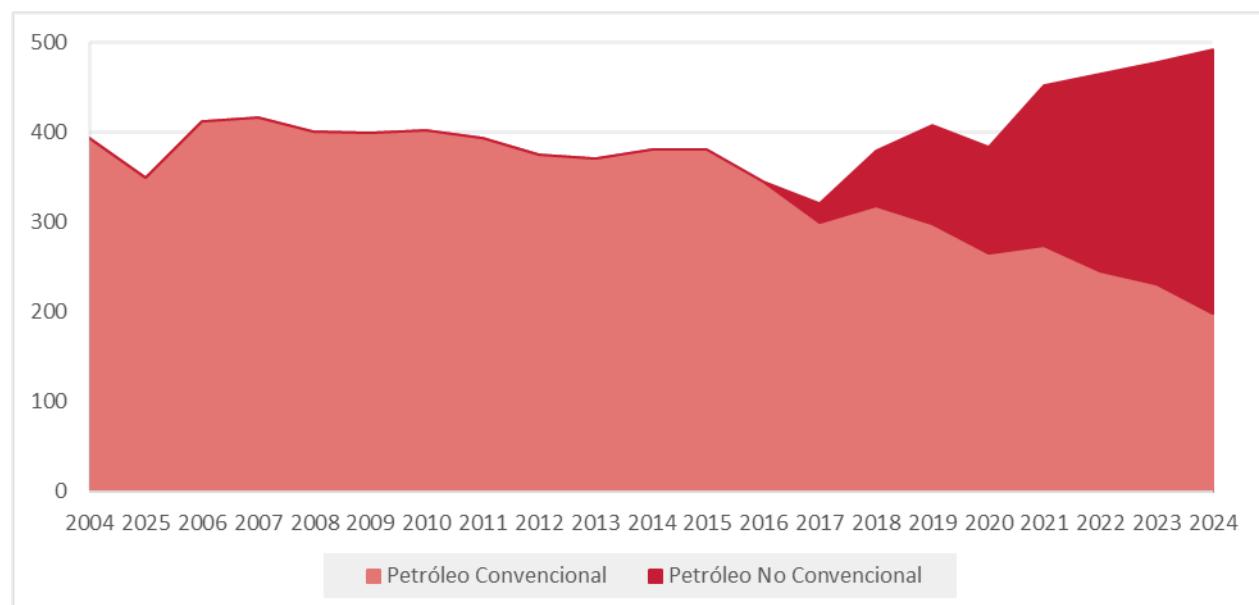
Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

Petróleo en MM³.

Gas en MMm³

Para concluir este apartado, analizaremos la evolución de las reservas probadas de petróleo y gas según el tipo de extracción. El Gráfico 7 presenta las reservas comprobadas de petróleo convencional y no convencional en Argentina, expresadas en Mm^3 , entre 2004 y 2024. La serie alcanza su punto mínimo en 2018, año en que las reservas descienden a $380 Mm^3$. A partir de entonces, impulsadas por el incremento de las reservas no convencionales, se inicia un proceso de crecimiento sostenido que culmina en 2024 con el valor máximo de la serie: $492 Mm^3$.

Gráfico 7: Reservas probadas de Petróleo convencional y no convencional en Mm^3 . 2004 – 2024.

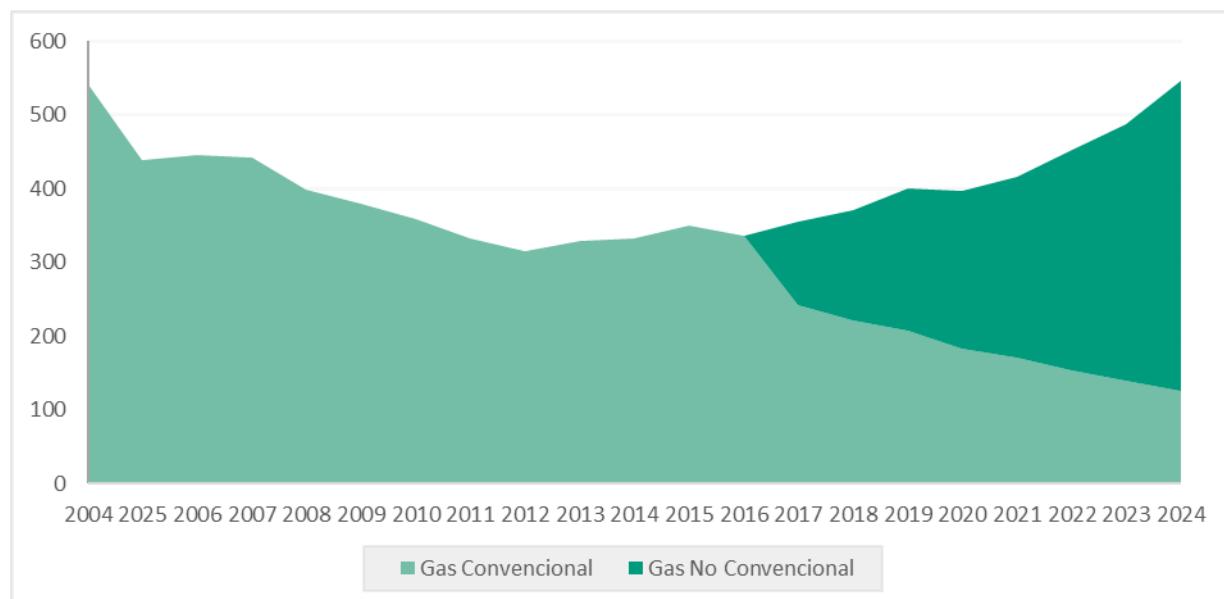


Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

Si se analizan las reservas por tipo de extracción, se observa que las convencionales de 2024 representan apenas el 50% de las registradas en 2004. Además, durante el último año, las reservas convencionales disminuyeron en $32 Mm^3$, un valor incluso superior al de la extracción total de 2024 ($18 Mm^3$). De mantenerse esta tendencia, las reservas de petróleo convencional ($198 Mm^3$) podrían agotarse en un plazo de seis años. Por el contrario, aunque durante 2024 se registró una extracción récord de petróleo no convencional de $23 Mm^3$ y al finalizar el año las reservas no convencionales aumentaron en $47 Mm^3$, alcanzando los $294 Mm^3$. Por lo tanto, el incremento de las reservas no convencionales actualmente supera con creces el nivel de extracción.

Si replicamos este análisis para el gas natural, se observa que las reservas alcanzaron su valor más bajo en 2012, con $316 MMm^3$. A partir de entonces comenzó un proceso de crecimiento impulsado por la irrupción de Vaca Muerta, aunque la Secretaría de Energía recién comenzó a diferenciar entre extracción convencional y no convencional en 2017. En este caso, el valor del año pasado también es el más alto de la serie, con $546 MMm^3$.

Gráfico 8: Reservas probadas de Gas convencional y no convencional en MMm³. 2004 – 2024.



Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

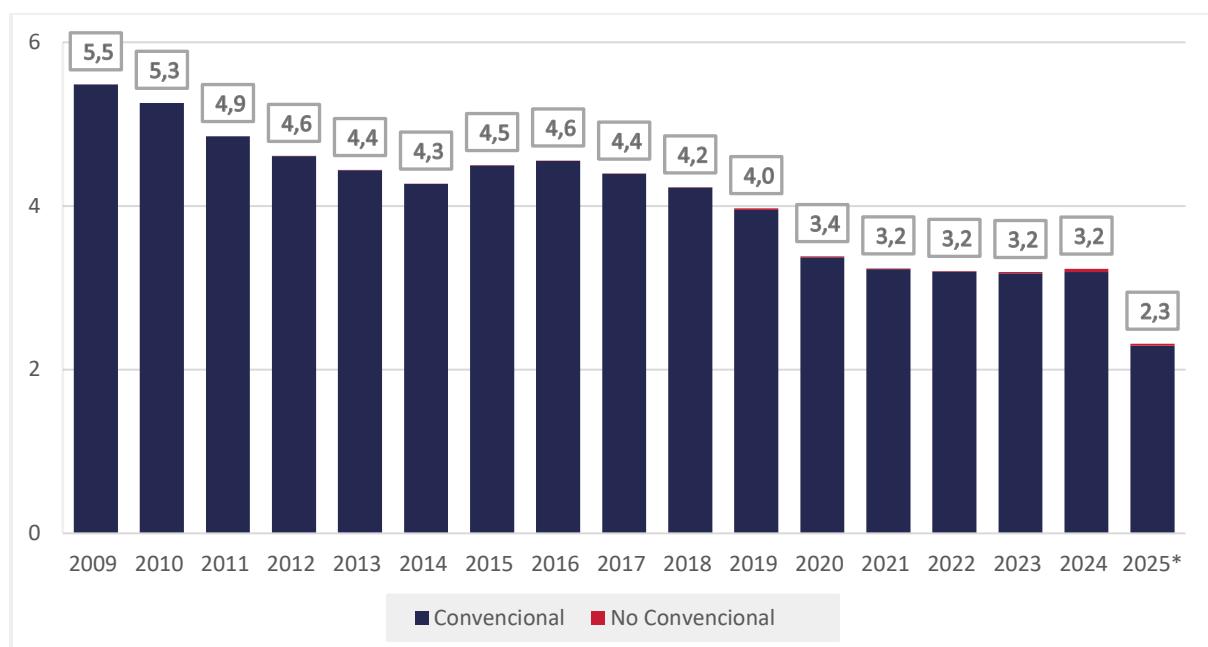
En cuanto a las reservas por tipo de extracción, las convencionales de 2024 representan apenas el 23% de las registradas en 2004. Durante el último año, dichas reservas disminuyeron en 14 MMm³, prácticamente el mismo valor que la extracción total (15 MMm³). Esto indica que no se incorporaron nuevas reservas, y que lo extraído corresponde a recursos descubiertos en años anteriores. De mantenerse esta tendencia, las reservas de gas convencional (126 MMm³) podrían agotarse en un lapso de nueve años. Por el contrario, aunque durante 2024 se registró una extracción récord de gas no convencional de 32 MMm³, al cierre del año las reservas no convencionales aumentaron en 73 MMm³, alcanzando los 421 MMm³. Por lo tanto, al igual que con el petróleo, el incremento de las reservas de gas no convencional actualmente supera con creces el nivel de extracción.

A modo de síntesis, puede concluirse que Argentina atraviesa un proceso de expansión acelerada de la extracción de hidrocarburo en yacimientos no convencionales mediante fracking, en detrimento de la producción convencional. No obstante, es importante recordar que tanto la producción como las reservas no convencionales, pese a su crecimiento sostenido en los últimos años, encontrarán inevitablemente un límite, dado que se trata de un recurso finito. A su vez, es importante señalar que esta dinámica de creciente extracción mediante fracking, junto con la disminución sostenida de la producción convencional, representa un riesgo significativo en términos sociales, ambientales y de sostenibilidad a largo plazo.

La Producción Hidrocarburífera en Mendoza. 2009-2025.

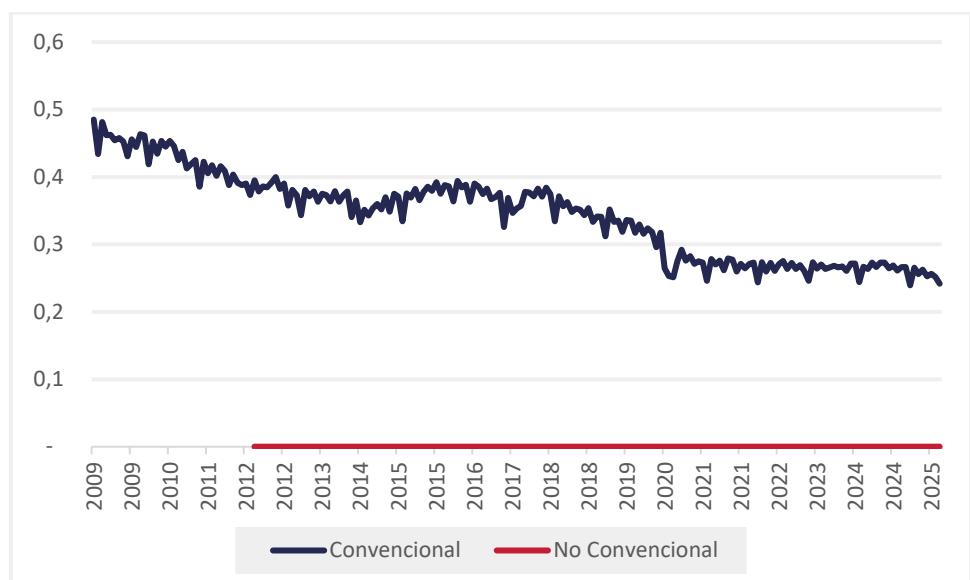
La extracción de petróleo crudo y gas convencional ha sido históricamente un sector económico relevante para la provincia de Mendoza, que ocupa actualmente el cuarto lugar a nivel nacional en producción de petróleo y el séptimo en producción de gas. En el presente apartado se analiza la evolución de la producción hidrocarburífera provincial durante los últimos quince años. El Gráfico 9 muestra la producción anual de petróleo convencional y no convencional, medida en millones de metros cúbicos (Mm³), entre 2009 y septiembre de 2025. En línea con la tendencia observada a nivel nacional, la producción de petróleo convencional presenta una marcada disminución a lo largo del período, siendo en 2024 un 42 % inferior a la registrada en 2009. No obstante, a diferencia de lo ocurrido en el conjunto del país, la producción mediante fracking en Mendoza aún se encuentra en una etapa incipiente, aspecto que se abordará con mayor detalle en los apartados siguientes. Asimismo, el Gráfico 10 nos permite observar que la producción mensual de petróleo se redujo en un 50% entre enero de 2009 (0,48 Mm³) y septiembre de 2025 (0,24 Mm³).

**Gráfico 9: Producción anual de petróleo convencional y no convencional en Mendoza en Mm³.
2009 – 2025.**



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

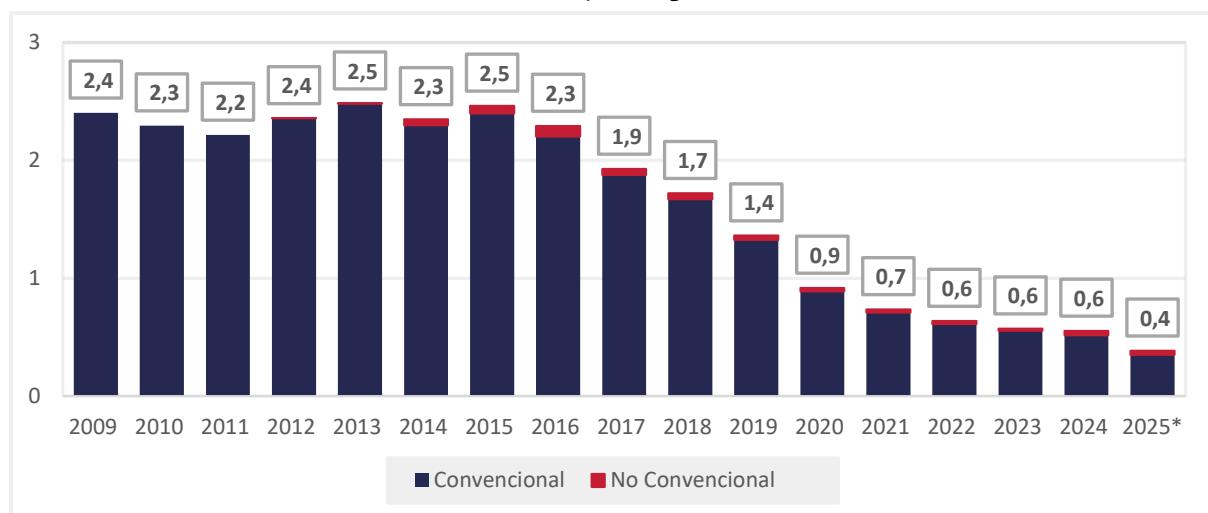
Gráfico 10: Producción mensual de petróleo convencional y no convencional en Mendoza en Mm³. Enero 2009 – Septiembre 2025.



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

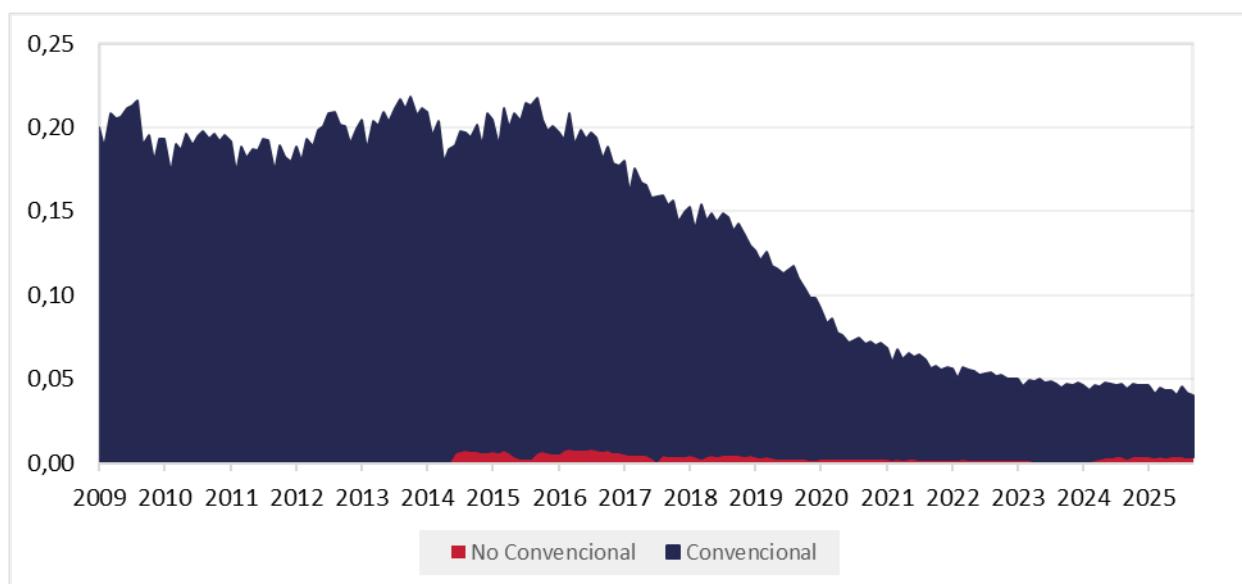
Los Gráficos 11 y 12 presentan la evolución de la producción de gas convencional y no convencional (anual y mensual respectivamente) en la provincia de Mendoza, medida en miles de millones de metros cúbicos (MMm³). Se observa que la tendencia es similar a la del petróleo, aunque en una dimensión más crítica. Mientras la producción mensual de petróleo se redujo en un 50% durante el período analizado, la de gas cayó en un 82%; pasando de 0,2 MMm³ en enero de 2009 a 0,036 MMm³ en septiembre de 2025. Asimismo, aunque la producción de gas mediante fracking también es incipiente, su participación relativa es significativamente mayor: mientras el petróleo no convencional representa actualmente el 1% de la producción total de crudo provincial, el gas no convencional alcanza el 9%.

Gráfico 11: Producción anual de gas convencional y no convencional en Mendoza en MMm³. 2009 – 2025.



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

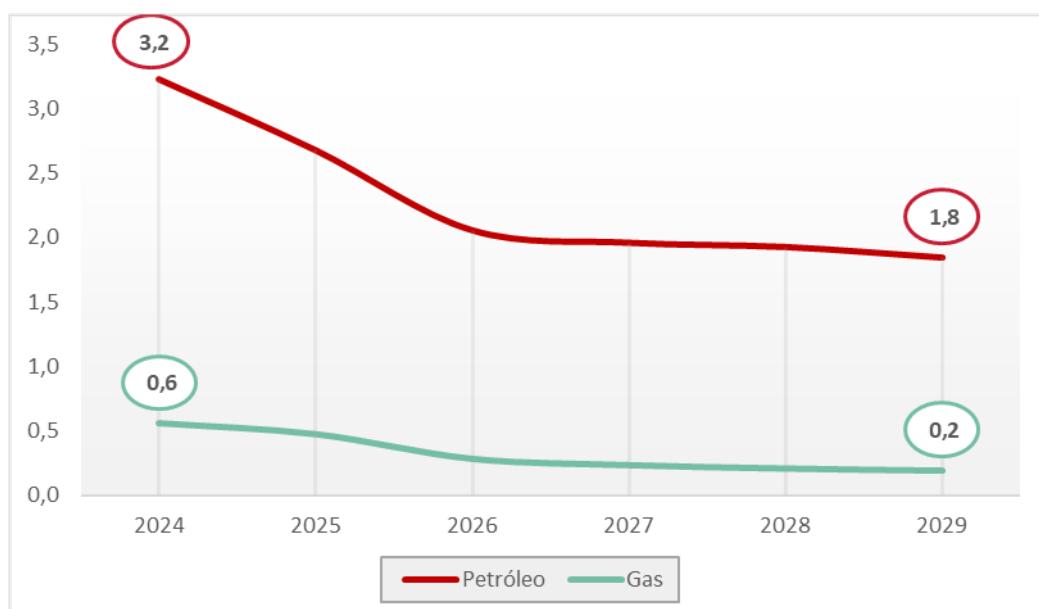
Gráfico 12: Producción mensual de gas convencional y no convencional en Mendoza en MMm³. Enero 2009 – Septiembre 2025.



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

El Gráfico 13 muestra que las empresas operadoras prevén la continuidad de la tendencia descendente en la producción hidrocarburífera mendocina. En el caso del petróleo, se estima que para 2029 la producción será un 43 % inferior a la de 2024, lo que implica una reducción del 66 % respecto de 2009. En cuanto al gas, la situación proyectada resulta aún más crítica: se prevé una disminución del 66 % entre 2024 y 2029, lo que equivale a una caída acumulada del 92 % en relación con 2009.

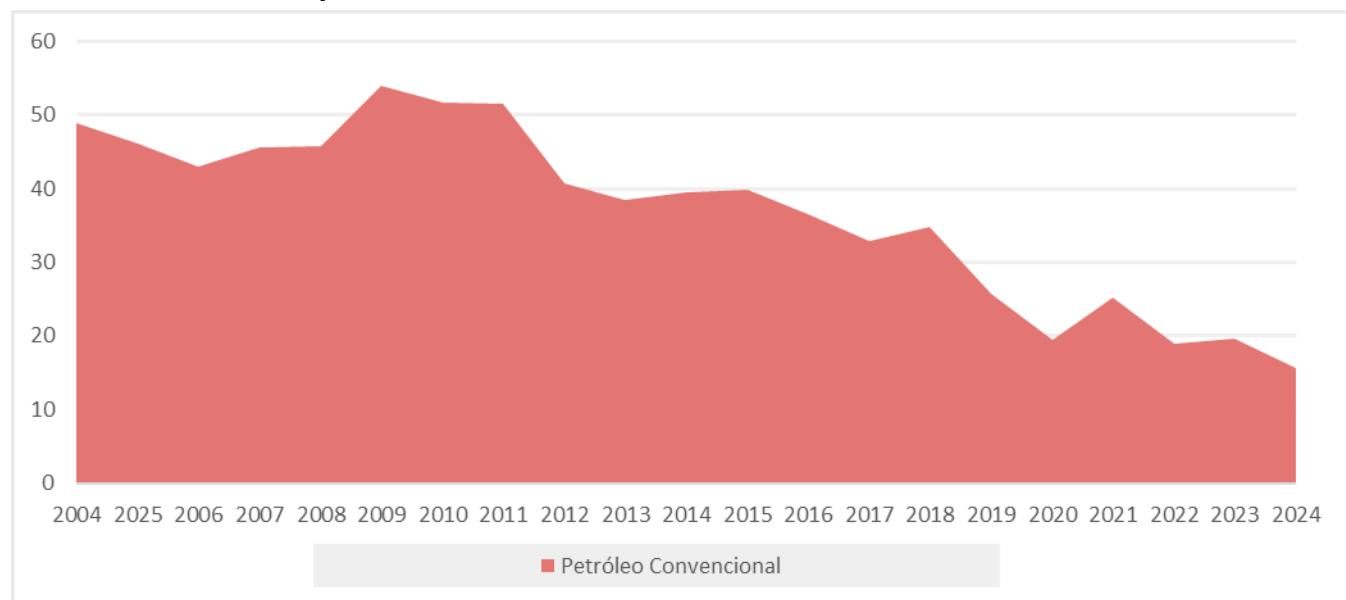
Gráfico 13: Producción anual de gas y petróleo proyectada en Mendoza. 2024 – 2029.



Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

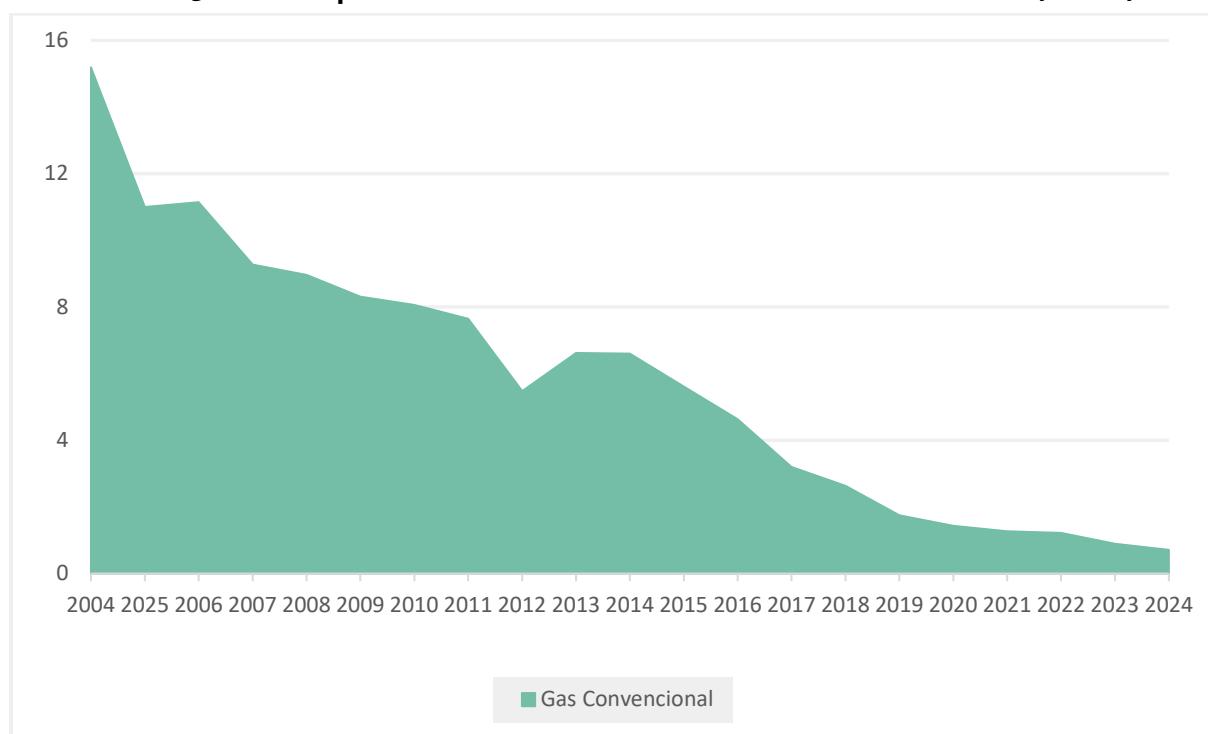
A modo de cierre los Gráficos 14 y 15 nos muestran las reservas probadas de Mendoza de petróleo y gas respectivamente entre 2004 y 2024 y los datos observados coinciden en lo visto anteriormente, mostrando una vez más el agotamiento del modelo Hidrocarburífero provincial. Las reservas comprobadas de petróleo, cuantificadas en 16 Mm³ a fines del 2024 son 3 veces menores que los 49 Mm³ que había en 2009, y las de gas cuantificadas en 0,71 MMm³ representan un valor 21 veces inferior a los 15 MMm³ que tuvimos en el 2009.

Gráfico 14: Reservas probadas de Petróleo Mendoza convencional en Mm³. 2004 – 2024.



Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

Gráfico 15: Reservas probadas de Gas Mendoza convencional en MMm³. 2004 – 2024.



Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.

El Impacto Laboral y Fiscal del declive de la producción Hidrocarburífera Provincial.

¿Qué implicancias tiene para la provincia de Mendoza el agotamiento del modelo hidrocarburífero convencional? El progresivo descenso de la producción de petróleo y gas no solo afecta los niveles de actividad del sector energético, sino que también genera consecuencias significativas sobre el empleo y las finanzas públicas provinciales.

En el presente apartado analizarán dos dimensiones de este proceso: por un lado, el impacto fiscal, a partir de la evolución de las regalías dentro de las finanzas provinciales; y por otro, el impacto laboral, observando la cantidad de puestos de trabajo vinculados directamente al sector.

Es importante aclarar que ambos indicadores constituyen solo una muestra del impacto directo que el declive del sector genera sobre la economía provincial. En el plano fiscal, además de las regalías, la caída en la actividad implica una menor recaudación de otros tributos, en particular del impuesto a los Ingresos Brutos, tanto por la reducción en la producción directa como por la contracción de las actividades vinculadas que proveen bienes y servicios a la extracción de hidrocarburos.

Del mismo modo, el análisis del empleo directo no permite captar la totalidad de los efectos sobre el entramado productivo asociado al sector, donde también se verifican pérdidas de puestos de trabajo como resultado de la disminución de la actividad extractiva.

El Gráfico 16 muestra la abrupta caída de la participación de las regalías hidrocarburíferas en los ingresos corrientes provinciales durante los últimos veinte años. Mientras que en 2004 representaban el 17 % del total, en la actualidad dicho valor se redujo a apenas el 4 %. Esta contracción implica una pérdida significativa de recursos fiscales para la provincia.

Para dimensionar su magnitud, si en la actualidad las regalías mantuviesen la participación que tuvieron en 2004, el fisco provincial contaría con aproximadamente \$ 250.000 millones adicionales. Este monto equivale al presupuesto anual asignado a la Obra Social de los Empleados Públicos de Mendoza (OSEP), lo que permite visualizar la magnitud del retroceso fiscal asociado al agotamiento del modelo hidrocarburífero provincial.

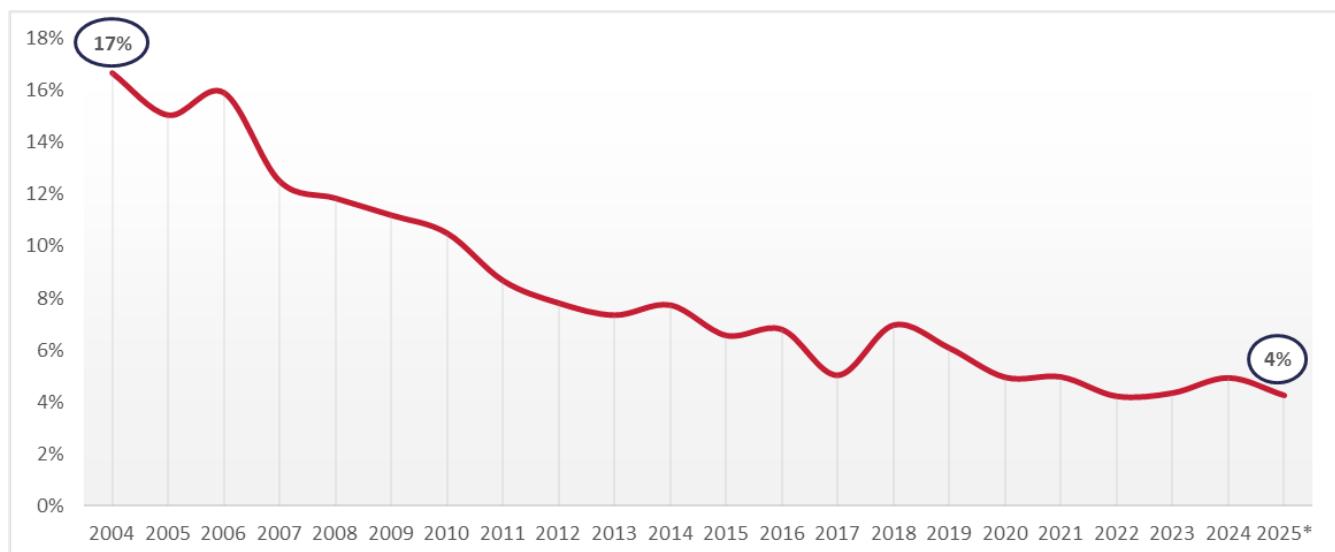
A su vez, es importante aclarar que la aprobación de la Ley 27.742 “de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (donde se encuentra el RIGI) modificó el 12% de regalías hidrocarburíferas establecido en 1967 por la Ley 17.319. En su Artículo 47, dentro del Título VI (“Derogaciones”), la norma introduce un nuevo mecanismo licitatorio según el cual:

los oferentes competirán en el valor de la regalía sobre un valor base del quince por ciento (15%), que regirá el proyecto en cualquiera de sus etapas. La regalía a ofertar se identificará como el quince por ciento (15%) + 'X'. Dicho término 'X' se establece en un porcentaje (%) a exclusiva elección del oferente, el que podrá ser negativo.

En otras palabras, el sistema deja de fijar un mínimo de regalías obligatorio: los oferentes podrán proponer porcentajes que partan de una base del 15%, a la cual se suma o resta un valor “X” a su elección. Esto implica que las regalías ofertadas podrían, en la práctica, ser del 0%. De hecho, **el actual Gobernador Cornejo ha manifestado públicamente que está dispuesto a bajarlas a 0%.**¹

Gráfico 16: Participación de las Regalías en los Ingresos Corrientes Provinciales de Mendoza.

2004 – 2025.



Fuente: CIECen base a Ministerio de Hacienda y Finanzas.

2025* datos hasta junio.

El segundo aspecto que analizarán en este apartado refiere a la evolución del empleo privado formal directamente vinculado con la extracción de petróleo crudo y gas natural en la provincia de Mendoza.

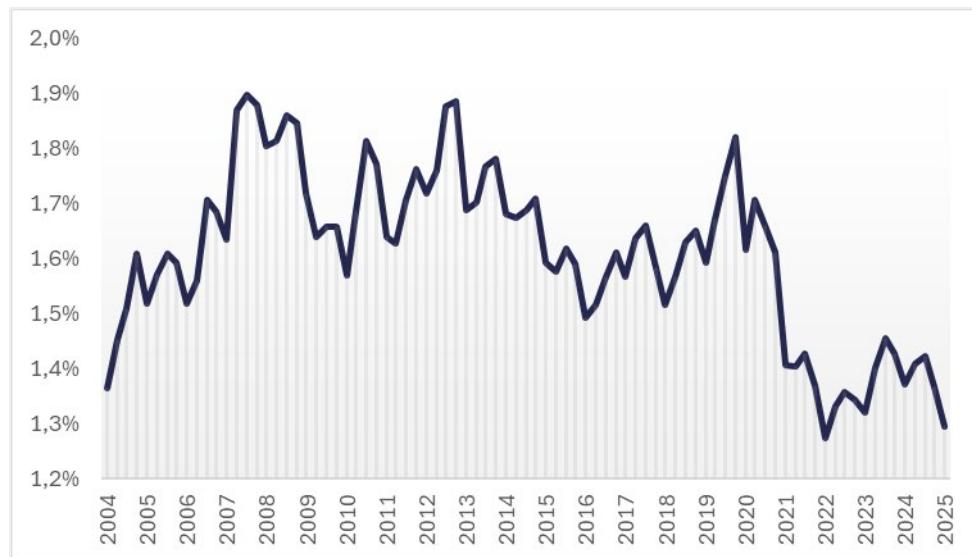
En primer lugar, es necesario destacar que se trata de una industria de alta intensidad de capital, lo que implica que su demanda de mano de obra es considerablemente menor que la de otros sectores productivos. Esto explica que, como se mencionó en el primer apartado, mientras el sector hidrocarburífero representaba el 14,6% del Producto Bruto Geográfico (PBC) en 2004 y las regalías el 17% de los ingresos corrientes provinciales, su participación en el empleo de ese mismo año fue apenas del 1,5%.

No obstante, más allá de su bajo peso relativo en el total del empleo formal provincial, el Gráfico 17 nos muestra una tendencia sostenida de contracción del sector desde su pico de participación en 2008, cuando representaba el 1,9% del empleo privado formal. Para el primer trimestre del 2025 (último dato disponible) dicho valor se redujo al 1,4%, lo que refleja una pérdida significativa de puestos de trabajo. Para mantener la proporción que existía en 2008, el número de trabajadores del sector debería incrementarse desde los 3.635 actuales hasta aproximadamente 5.221. En otras

¹ <https://econojournal.com.ar/2025/05/cornejo-estamos-dispuestos-a-bajar-a-cero-las-regalías/>

palabras, si la participación del empleo hidrocarburífero se hubiese mantenido constante respecto de aquel año, hoy habría alrededor de 1.500 trabajadores más en la actividad.

Gráfico 17: Participación de empleados formales de extracción de petróleo crudo y gas natural sobre el total de empleados privados registrados de Mendoza.



Fuente: CIEC en base a Ministerio de Capital Humano.

La Irrupción de Vaca Muerta y la Experiencia del Fracking en Mendoza.

La formación Vaca Muerta es considerada la segunda reserva mundial de gas no convencional y la cuarta de petróleo de este tipo (FARN, 2021). Si bien su identificación geológica se remonta a 1931, los primeros estudios superficiales sobre las rocas madre fueron realizados por YPF recién en 2007, y en 2010, bajo la gestión de Repsol, la empresa llevó a cabo el primer pozo no convencional en el yacimiento Loma de la Lata, en la provincia de Neuquén.

Tras esos primeros ensayos, en 2013, luego de la renacionalización del 51 % de YPF, se firmó el acuerdo con Chevron y se aprobó el Decreto 929/2013, que estableció un “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales”. Estas medidas marcaron un punto de inflexión en la política energética nacional y consolidaron lo que probablemente sea la única política de Estado en Argentina de los últimos 20 años: el impulso del fracking en Vaca Muerta.

Este proyecto se distribuye entre las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa, abarcando una superficie aproximada de 30.000 km². No obstante, los datos oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación muestran que hasta la actualidad la explotación fuera de Neuquén es prácticamente inexistente, concentrándose en esa provincia el 99% de la producción de petróleo y el 96% del gas no convencional.

El fracking consiste en la inyección de un fluido compuesto aproximadamente por 95 % agua, 4,5 % arena y 0,5 % aditivos químicos, con el objetivo de fracturar formaciones geológicas y permitir el flujo de hidrocarburos hacia la superficie. El consumo de agua por pozo es, como mínimo, de 60 millones de litros, y en los de mayor longitud puede superar los 140 millones. Esta técnica conlleva riesgos ambientales y sociales significativos, entre los que se destacan: el uso intensivo de agua, la posible contaminación de acuíferos con aditivos químicos y la sismicidad inducida (OPSUR 2025).

En este contexto de agotamiento del modelo hidrocarburífero convencional, donde la provincia de Mendoza ya se encuentra fuertemente afectada, diversos gobiernos locales han intentado impulsar el fracking en la provincia a pesar de los riesgos ambientales y sociales mencionados. Si bien estas problemáticas resultan preocupantes en cualquier territorio, en Mendoza adquieren una dimensión particularmente crítica, dado que la provincia posee un clima semiárido, enfrenta una crisis hídrica sostenida durante los últimos 15 años y cuenta con un territorio con actividad sísmica natural.

Hasta la fecha, según datos oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación, en la provincia de Mendoza se han registrado extracciones de petróleo y gas no convencionales en cinco yacimientos. La primera experiencia de extracción no convencional se remonta a 2012, cuando YPF inició actividades en el yacimiento Malal del Medio. Dicha experiencia, de carácter eminentemente experimental, se extendió hasta 2013 y arrojó volúmenes marginales: 870 m³ de petróleo y 103 mil m³ (mm³) de gas, evidenciando una escala incipiente y sin continuidad posterior. A partir de 2014, YPF inició la exploración no convencional en el yacimiento Paso de las Bardas Norte, proyecto que se mantiene activo hasta la actualidad y acumula 23.000 m³ de petróleo y 473.000 mm³ de gas.

En 2017, el Gobierno de Mendoza autorizó el primer proyecto formal de extracción no convencional a la empresa El Trébol S.A. en el yacimiento Puesto Rojas, ubicado en el departamento de Malargüe. Un año más tarde, en marzo de 2018, se sancionó el Decreto 248, que reglamenta la evaluación de impacto ambiental para actividades sobre formaciones no convencionales. Esta decisión generó una inmediata reacción social y judicial, incluyendo un recurso contencioso-administrativo presentado por la ONG Oikos Red Ambiental, que llegó a la Corte Suprema de Justicia de la Nación², y una acción de inconstitucionalidad e inconvenencialidad ante la Suprema Corte de Justicia de Mendoza³, actualmente en trámite. Paralelamente, diversas organizaciones ambientales y de derechos humanos realizaron movilizaciones y acciones públicas de rechazo frente al intento de institucionalizar la fractura hidráulica en el territorio provincial.

Pese a esta resistencia social, en marzo de 2019 el Gobierno provincial otorgó a El Trébol S.A. una concesión por 35 años para la explotación no convencional en Puesto Rojas, mediante el Decreto 485. Las primeras extracciones datan de 2019, y en 2023 la operación pasó a manos de Petroquímica

² Autos N.º 13-04321412-2 – “Oikos Red Ambiental c/ Gobierno de la Provincia de Mendoza s/ acción procesal administrativa”;

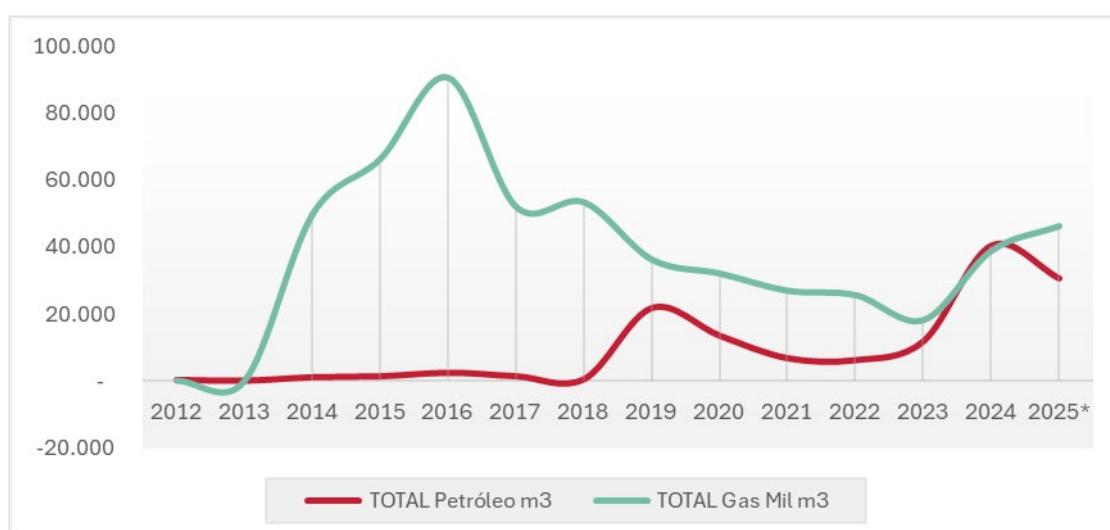
³ Autos N.º 13-04321414-9 – Oikos Red Ambiental c/ Gobierno de la Provincia de Mendoza s/ Inconstitucionalidad e Inconvenencialidad.

Comodoro Rivadavia (PCR). Hasta la fecha, Puesto Rojas ha extraído 88.000 m³ de petróleo y 12.000 mm³ de gas.

Los otros dos yacimientos donde se han registrado extracciones no convencionales son Vega Grande, activo desde 2022 (operado por Venoil S.A. hasta 2024 y actualmente por G & G Oil Service), con 3.500 m³ de petróleo y 3.000 mm³ de gas, y CN VII A, operado por YPF, que comenzó su fase de exploración en 2024, con 17.000 m³ de petróleo y 36.000 mm³ de gas.

El Gráfico 18 muestra la evolución de la extracción de hidrocarburos no convencionales en Mendoza. Si bien los volúmenes totales continúan siendo poco significativos en relación con la producción convencional, los datos recientes evidencian una tendencia creciente desde el año 2023.

Gráfico 18: Evolución de explotaciones de hidrocarburos no convencionales Mendoza



Fuente: CIEC en base a Secretaría de Energía.
2025* anual estimado a partir datos hasta septiembre

Entre el 2012 y el 2025 el 50 % del petróleo no convencional extraído provino del yacimiento Puesto Rojas (operado por Petroquímica Comodoro Rivadavia) y el otro 50 % de CN VII A y Paso de las Bardas Norte, ambos operados por YPF. En cuanto al gas, el 90 % de la producción no convencional se concentró también en CN VII A y Paso de las Bardas Norte, mientras que Puesto Rojas aportó el 10 % restante. Los otros dos yacimientos donde ha habido extracción, Malal del Medio y Vega Grande, han tenido una participación prácticamente nula en la producción de hidrocarburos no convencionales.

Estos datos muestran que, en articulación con el Gobierno provincial, YPF está desempeñado un papel central en la promoción del fracking en Mendoza, especialmente durante los últimos dos años. De esta forma queda en evidencia una estrategia de intentar replicar el modelo extractivo de la provincia de Neuquén hacia el territorio mendocino, a pesar de los riesgos ambientales y sociales que esto implica.

El Plan 4x4 y el Proyecto ANDES YPF

A comienzos de 2024 YPF, ya bajo la conducción del exdirector de Techint Horacio Marín, presentó el Plan 4x4 cuyo objetivo es multiplicar por cuatro el valor bursátil de la empresa en los próximos cuatro años. Dicho plan se estructura en torno a cuatro pilares estratégicos:⁴

1. Aceleración de la producción de petróleo en Vaca Muerta. Se proyecta pasar de una producción de 97 mil barriles diarios en 2023 a 250 mil barriles diarios en 2027, elevando además la participación del fracking del 50% al 80% del total.
2. Desinversión en pozos convencionales maduros. El plan prevé la salida de más de 50 bloques convencionales, que representan el 60% de la producción de petróleo convencional y el 40% de la producción de gas convencional, redirigiendo alrededor de 800 millones de dólares de inversiones al desarrollo de Vaca Muerta.
3. Optimización de eficiencias operativas. En el segmento Upstream (exploración y producción), YPF apunta a mejorar las eficiencias en perforación y fractura de pozos entre un 10% y un 15% en los próximos dos años, mediante automatización, estandarización de procesos e incorporación de nuevas tecnologías. En el Downstream (procesamiento, distribución y comercialización), la meta es aumentar un 10% la capacidad de refinación y reducir costos operativos, mejorando los márgenes del negocio hasta en 3 dólares por barril hacia 2027.
4. Proyecto de Gas Natural Licuado (GNL). El último pilar consiste en la construcción de la primera planta de licuefacción de gas del país, con el objetivo de exportar anualmente unos 15 mil millones de dólares en gas a partir de 2032.

En conjunto, el Plan 4x4 de YPF tiene como objetivo triplicar las exportaciones de hidrocarburos, pasando de los 10.000 millones de dólares registrados en 2024 a 30.000 millones de dólares en 2030.

El segundo eje del Plan, que consiste en abandonar progresivamente las inversiones en pozos maduros de petróleo convencional para redirigir los recursos hacia la producción no convencional, posteriormente fue públicamente presentado como Proyecto Andes.

En abril de 2024 YPF, a través del Banco Santander, ofreció la cesión de derechos de explotación de distintos clústeres de pozos maduros distribuidos en Mendoza, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, como se observa en el Gráfico 19. Este proceso implica una reconfiguración estructural del sector energético nacional cuyas consecuencias económicas, sociales y ambientales resultan particularmente significativas para Mendoza.

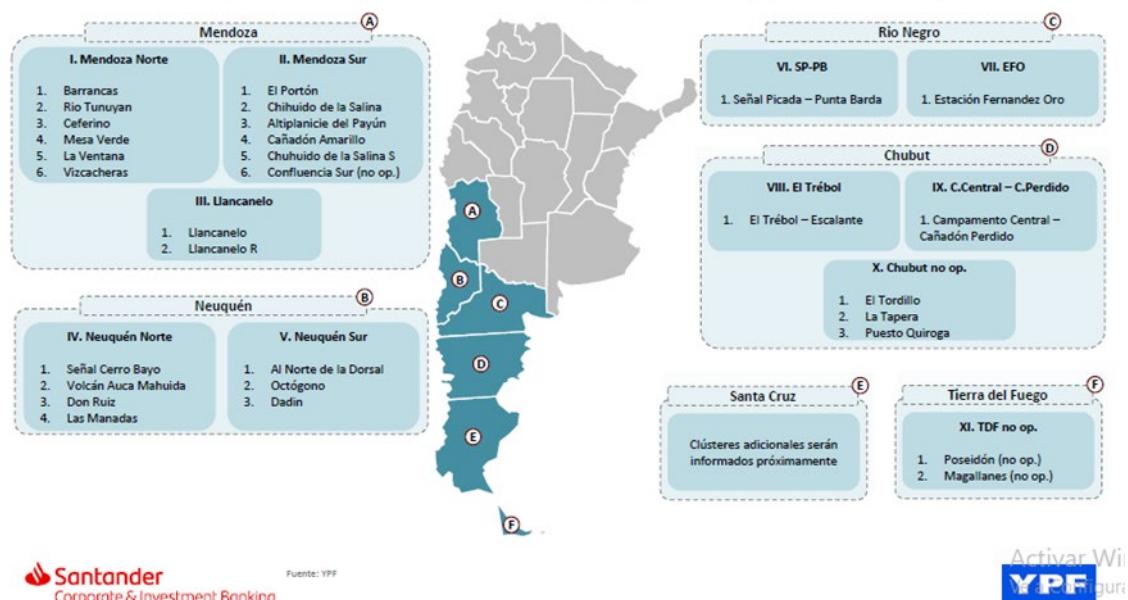
⁴ [Plan 4x4: YPF invertirá 3 mil millones de dólares en Vaca Muerta](#)

Gráfico 19: Portafolio Proyecto Andes.

Proyecto Andes - Portafolio

Estrategia de YPF y visión general de los Activos

Uno de los pilares del plan 4x4 definido por YPF S.A., como parte de su estrategia de crecimiento a futuro, consiste en la gestión activa del portafolio upstream convencional. En este sentido, YPF avanzará en un proceso de cesión del 100% de su participación en ciertos grupos de concesiones de explotación convencional



Fuente: YPF

Activar Wi
YPF Argentina

Fuente: Banco Santander.

En el caso de Mendoza, se ofrecieron tres clústeres que agrupan 14 áreas de explotación. En noviembre del 2024 el Gobierno provincial autorizó la cesión del clúster Llancanelo a Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR)⁵; en enero de 2025 aprobó la cesión del clúster Norte a Petróleos Sudamericanos S.A.⁶; y en febrero del mismo año la cesión del clúster Sur a la Unión Transitoria Mendoza Sur⁷, integrada por Quintana E&P Argentina SRL, Quintana Energy Investments S.A., Quintana Gas Storage and Midstream Services S.A. y Compañía TSB S.A.

Es importante señalar que las áreas cedidas representan aproximadamente un tercio de la producción total de petróleo y gas de la provincia, lo que significa una porción importante dentro del sector hidrocarburífero mendocino. Al evaluar la producción de los primeros nueve meses de cada año podemos observar que si bien venía decreciendo, el Proyecto Andes profundizó fuertemente esta dinámica. La Tabla 1 muestra una caída promedio del 6% entre 2021 y 2024, mientras que en 2025 esa disminución se aceleró hasta el 10%. De manera análoga, la Tabla 2, que presenta la evolución de la producción de gas, muestra una caída promedio del 19% entre 2021 y 2024 (considerando el período enero-septiembre), la cual se profundizó en 2025 hasta alcanzar el 37%. Esta intensificación del declive productivo implicó para la Provincia de Mendoza una pérdida estimada de \$ 2.000 millones en regalías durante los primeros nueve meses del año.

⁵ Mendoza autoriza la cesión de las áreas Llancanelo y Llancanelo R a PCR con el compromiso de inversiones millonarias y reactivación de pozos.

⁶ El Gobierno de Mendoza autoriza la cesión del Clúster Norte a Petróleos Sudamericanos S.A.

⁷ El Gobierno de Mendoza autorizó la última cesión del Plan Andes

Tabla 1: Producción de petróleo de pozos cedidos por YPF en el Proyecto Andes en miles de m³. Enero a Septiembre 2021-2025

Petróleo Miles de m ³		2021	2022	2023	2024	2025
Cluster						
Mendoza Norte	696,0	648,0	586,5	556,6	504,4	
Mendoza Sur	78,3	77,3	69,5	65,5	59,8	
Llancanelo	57,1	55,0	85,6	78,3	66,4	
Total	831	780	742	700	631	
Caída Resp. Año Anterior		⬇ -6%	⬇ -5%	⬇ -6%	⬇ -10%	

Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

Tabla 2: Producción de gas de pozos cedidos por YPF en el Proyecto Andes en millones de m³. Enero a Septiembre 2021-2025.

Gas Millones de m ³		2021	2022	2023	2024	2025
Cluster						
Mendoza Norte	41,6	42,0	43,4	36,5	21,4	
Mendoza Sur	300,5	228,6	186,2	145,8	93,0	
Llancanelo	1,5	1,1	1,1	0,8	0,6	
Total	344	272	231	183	115	
Caída Resp. Año Anterior		⬇ -21%	⬇ -15%	⬇ -21%	⬇ -37%	

Fuente: CIECen base a Secretaría de Energía.

Otro impacto negativo del Proyecto Andes para la provincia ha sido el masivo despido de trabajadores. Si bien aún no existen datos oficiales actualizados sobre el movimiento del empleo en el sector, el titular del Sindicato de Petroleros Privados de Mendoza, Gabriel Barroso, denunció públicamente que a partir de la implementación del Proyecto Andes (particularmente desde la cesión del clúster norte a Petróleos Sudamericanos S.A en enero de este año) se han producido alrededor de 900 despidos, lo que representa una pérdida del 25 % del total de puestos de trabajo del sector, con numerosos casos de indemnizaciones aún impagadas.⁸

Por último, el traspaso de áreas maduras implica un riesgo ambiental significativo vinculado a los pasivos ambientales históricos, tales como pozos abandonados sin sellado adecuado, piletas con residuos de perforación, entre otros. Los compromisos ambientales de YPF no fueron exigidos por el Estado mendocino para la cesión de los yacimientos maduros, a diferencia de lo ocurrido en otras provincias. En Mendoza la autorización de cesión de pozos se limitó a establecer una responsabilidad ambiental solidaria entre YPF y las empresas cesionarias, pero sin prever un mecanismo claro de ejecución o verificación posterior que garantice su efectiva remediación. Esta omisión trasladó de facto la responsabilidad de gestionar sitios contaminados y pozos en abandono a empresas con limitada capacidad técnica y financiera, incrementando el riesgo de agravamiento de los impactos ambientales preexistentes y la generación de nuevos pasivos.

⁸ [Mendoza: más de 900 despidos en petroleras, retrasos de pagos.](#)

Otras jurisdicciones sí pusieron énfasis en la responsabilidad ambiental de YPF. En Santa Cruz, por ejemplo, la empresa se comprometió a asumir el 100 % de los pasivos ambientales por el abandono definitivo de los pozos en las áreas transferidas. Para ello, la Universidad de Buenos Aires (UBA) fue designada como entidad auditora independiente, encargada de realizar un diagnóstico ambiental integral y determinar el alcance técnico y económico de las tareas de remediación.⁹

En Neuquén, la autoridad provincial estableció como condición previa a la cesión de bloques la presentación de garantías ambientales específicas, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos ante eventuales incumplimientos¹⁰. Así, el Decreto 372/2025 (referido a la transferencia por parte de YPF a las empresas Bentia Energy S.A. e Ingeniería SIMA S.A. del bloque Volcán Auca Mahuida) exigió una garantía ambiental de USD 450.000¹¹; mientras que el Decreto 380/2025, (relativo a la cesión del yacimiento Al Norte de la Dorsal a Bentia Energy S.A.) impuso una garantía de USD 1.170.000.¹²

En la provincia de Chubut, el Poder Ejecutivo promulgó la Ley XI-85 de Gestión Sustentable de los Pasivos Ambientales¹³ y, posteriormente, el Decreto 1218/2024 que la reglamenta¹⁴. Esta normativa establece la obligación de realizar auditorías de cierre y la presentación de un plan ambiental específico previo a cualquier transferencia o cesión. Además, fija la responsabilidad solidaria entre el cedente y el cesionario en caso de incumplimiento de las obligaciones de saneamiento, junto con un régimen de sanciones que incluye apercibimientos, multas de entre 50.000 y 3.000.000 de litros de gasoil Grado 3 y la eventual cancelación definitiva de las habilitaciones.

La provincia de Mendoza ha desatendido sus obligaciones ambientales. Incluso otras jurisdicciones productoras de hidrocarburos y que promueven activamente el fracking en sus provincias establecieron condiciones de reparación ambiental a YPF como requisito para autorizar la cesión de pozos maduros. Esta falta de exigencias por parte de Mendoza evidencia el nivel de vulnerabilidad ambiental al que nos encontramos expuestos quienes habitamos este territorio.

Aumento de la producción de hidrocarburos ¿Para Quién?

Una vez analizada la evolución reciente de la producción hidrocarburífera y el viraje hacia la extracción no convencional mediante fracking, resulta pertinente preguntarse cuál es el propósito de este proceso. ¿A qué responde el incremento sostenido en la producción de hidrocarburos? ¿Se orienta efectivamente a mejorar las condiciones de vida de la población de Mendoza o de Argentina?

⁹. [Santa Cruz recupera las áreas petroleras que dejó YPF: 'Es un precedente nacional', afirmó Jaime Álvarez](#)

¹⁰ [Plan Andes: Neuquén exige garantías ambientales para firmar la cesión de bloques](#).

¹¹ [Decreto N.º 372/2025. Boletín Oficial de la Provincia del Neuquén.](#)

¹² [Decreto N.º 1380/2025. Infoleg Neuquén.](#)

¹³ [Ley XI N.º 85: Gestión sustentable de los pasivos ambientales](#)

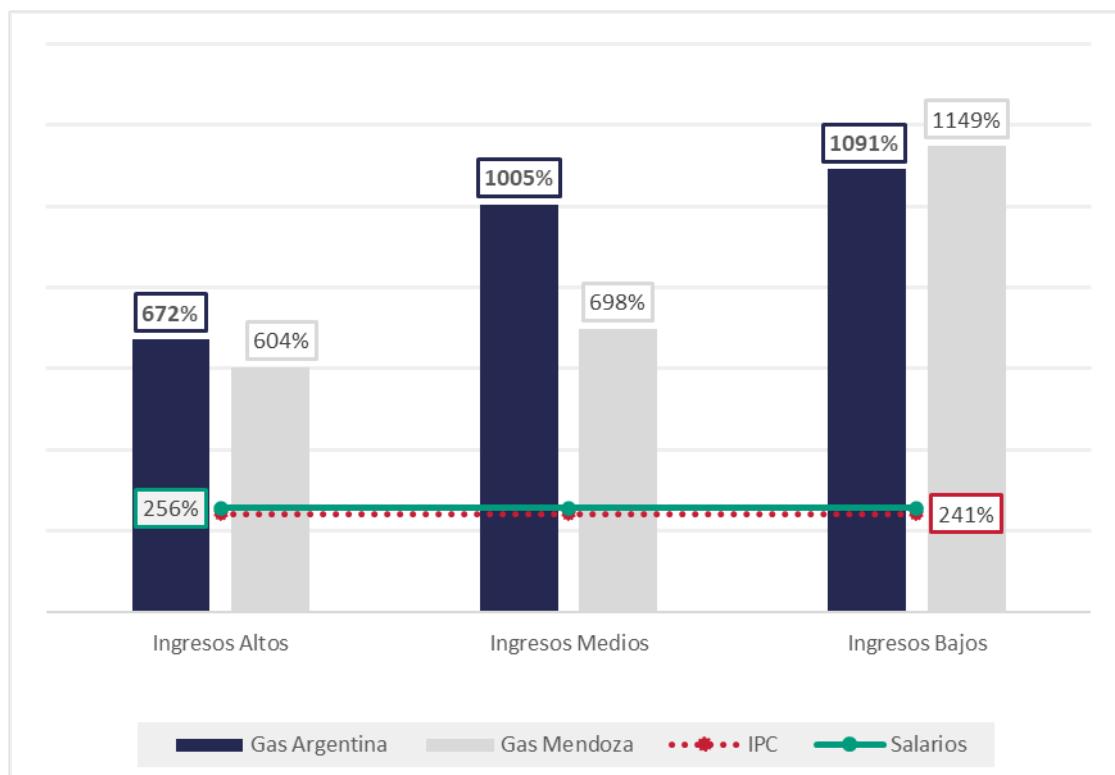
¹⁴ [Decreto N.º 1195/2024: Reglamentación del artículo 7º de la Ley XI N.º 85.](#)

En principio, podríamos suponer que el aumento de la producción energética contribuiría a mejorar la accesibilidad y la asequibilidad de servicios públicos esenciales. Esto incluye tanto servicios directamente vinculados a los hidrocarburos (como el gas por redes) como aquellos dependientes del costo energético (por ejemplo, el transporte público, la electricidad y los combustibles líquidos). En este apartado se analiza cómo evolucionaron estos servicios durante la actual fase de intensificación del modelo extractivista y la promoción acelerada del fracking.

Según se observa en el Gráfico 20, la tarifa promedio de gas registrada entre noviembre de 2023 y octubre de 2025 en Argentina y en Mendoza evidencia incrementos muy superiores tanto a la inflación promedio de la economía como a la evolución de los salarios. Mientras los ingresos laborales crecieron, en promedio, un 256% en ese período, las tarifas aumentaron de manera abrupta y profundamente regresiva: para los hogares de altos ingresos, el incremento fue del 672% en Argentina y 604% en Mendoza; para los ingresos medios, del 1005% y 698% respectivamente; y, para los sectores de menores ingresos, los aumentos alcanzaron el 1091% a nivel nacional y el 1149% en Mendoza.

De esta manera, no solo las tarifas de gas crecieron muy por encima de la capacidad de pago de los hogares, sino que además lo hicieron con un patrón abiertamente regresivo, penalizando en mayor medida a quienes menos recursos poseen. En consecuencia, el aumento de la producción hidrocarburífera no se ha traducido en una mejora de la asequibilidad energética, sino que ha coexistido con una marcada degradación de las condiciones de acceso a este servicio esencial.

Gráfico 20: Incremento de tarifas de gas, inflación y salarios. Noviembre 2023 – Octubre 2025.

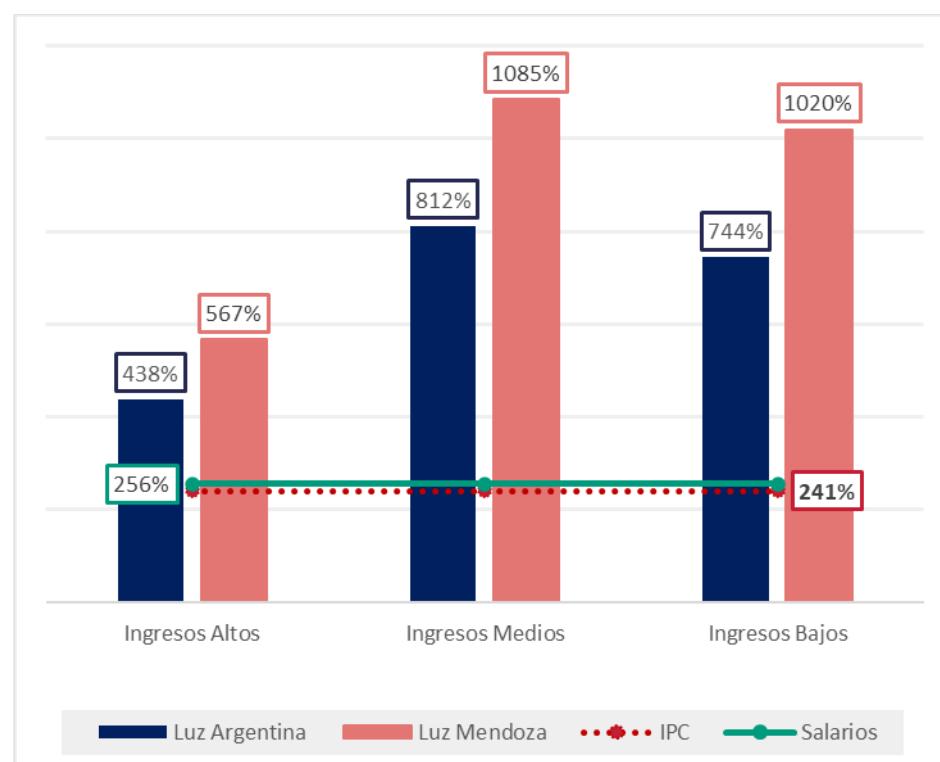


Fuente: CIEC en base a Instituto Interdisciplinario de Economía Política – UBA CONICET e INDEC.

El comportamiento de la electricidad reproduce esta misma dinámica, aunque con particularidades relevantes en el caso de Mendoza. Tal como se presenta en el Gráfico 21, los incrementos tarifarios registrados entre noviembre de 2023 y octubre de 2025 fueron sustancialmente superiores al promedio nacional y superaron ampliamente la variación salarial del período (256%). Para los hogares de altos ingresos, las tarifas aumentaron un 438% en Argentina y un 567% en Mendoza; para los ingresos medios, del 812% y 1085% respectivamente; mientras que para los sectores de menores ingresos los aumentos alcanzaron el 744% a nivel nacional y el 1020% en Mendoza.

Esta evidencia confirma que la expansión del fracking y la profundización del modelo extractivista no mejoraron las condiciones de acceso a la energía, sino que se desarrollaron en paralelo a un proceso sostenido de encarecimiento y regresividad tarifaria, afectando con mayor intensidad a los sectores de menores recursos.

Gráfico 21: Incremento de tarifas de electricidad, inflación y salarios. Noviembre 2023 – Octubre 2025.

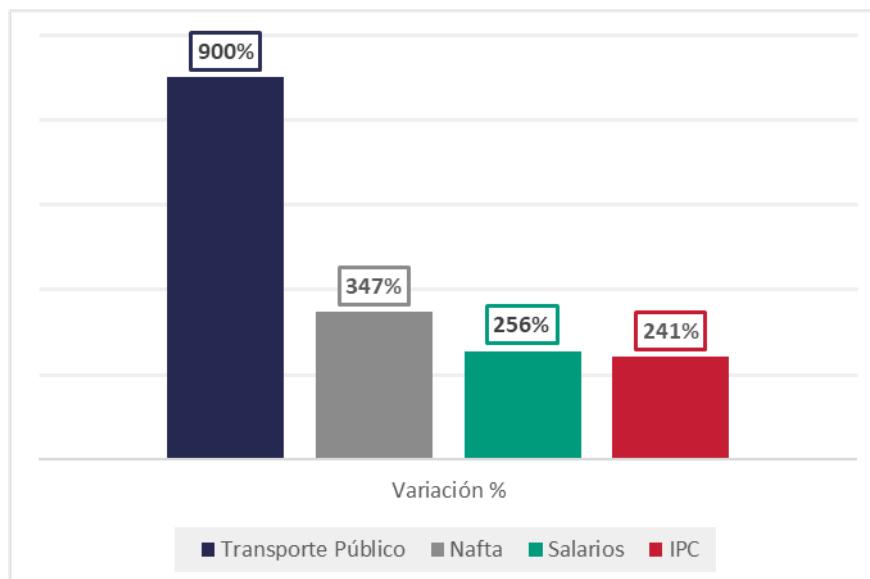


Fuente: CIEC en base a Instituto Interdisciplinario de Economía Política – UBA CONICET e INDEC.

Si ampliamos el análisis a otros servicios vinculados a la producción de hidrocarburos, el Gráfico 22 muestra que, para el mismo período, el transporte público en Mendoza registró un incremento del 900% (pasando de \$120 a \$1200), mientras que el precio de la nafta aumentó un 347%. Ambos valores se ubicaron por encima de la evolución salarial promedio y de la inflación general. El hecho de que la tarifa del transporte público haya crecido 3,5 veces más que los salarios adquiere especial relevancia desde una perspectiva distributiva, dado que constituye el principal medio de movilidad para los sectores populares. En consecuencia, este incremento desproporcionado no solo reduce la

capacidad de acceso al trabajo, la educación y los servicios esenciales, sino que también profundiza las desigualdades sociales y territoriales.

Gráfico 22: Incremento de transporte público, nafta, salarios e inflación. Noviembre 2023 – Octubre 2025.



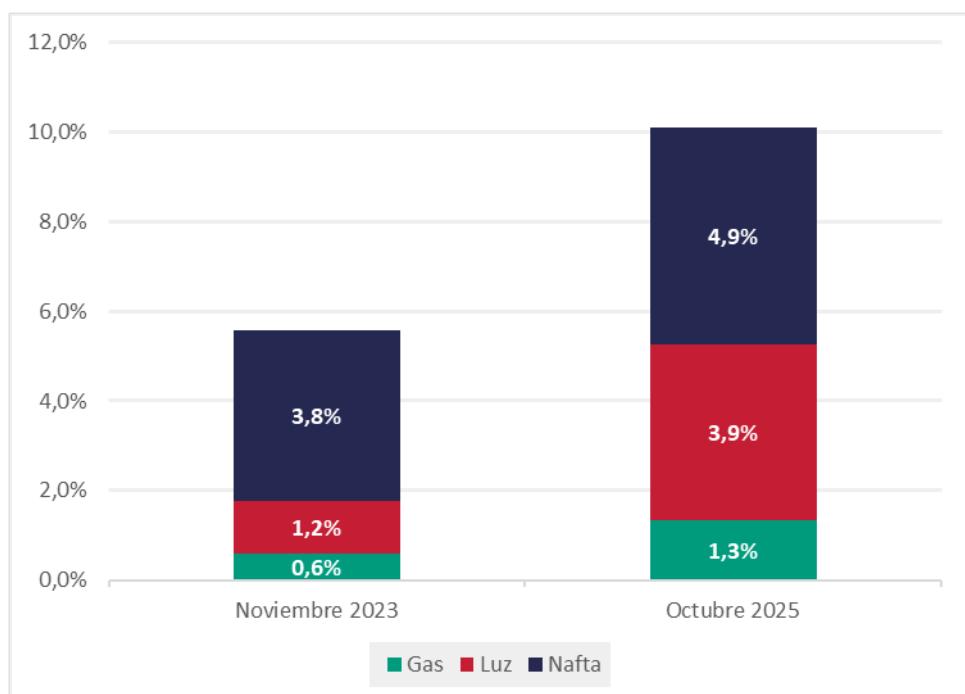
Fuente: CIEC en base a INDEC

A continuación, y en función de los datos presentados previamente, analizamos la proporción del salario que los hogares deben destinar al pago de servicios esenciales. Para los sectores de ingresos medios tomaremos como referencia el salario informado por la Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTE) y para los sectores de ingresos bajos el Salario Mínimo Vital y Móvil (SMVM).

Tal como se observa en el Gráfico 23, entre noviembre de 2023 y octubre de 2025 se produjo un incremento sustancial en la carga que estos servicios imponen sobre el presupuesto de los hogares. En noviembre de 2023, la tarifa de gas representaba aproximadamente el 0,6% del salario promedio, la electricidad el 1,2% y un tanque de nafta el 3,8%. Sin embargo, para octubre de 2025 la situación se volvió considerablemente más onerosa: la participación del gas se duplicó al 1,3%, la de la electricidad se triplicó hasta alcanzar el 3,9% y la del tanque de nafta aumentó al 4,9%.

En conjunto, estos tres gastos pasaron de representar el 5,6% del ingreso promedio en noviembre de 2023 al 10,1% en octubre de 2025. Es decir, prácticamente duplicaron su peso relativo en el salario. Esta evolución expresa una pérdida efectiva del poder adquisitivo de los hogares, que deben destinar una porción de ingresos cada vez mayor a cubrir servicios básicos indispensables.

Gráfico 23: Participación del salario del sector de ingresos medios destinada a gas, electricidad y combustibles. Noviembre 2023 – Octubre 2025.

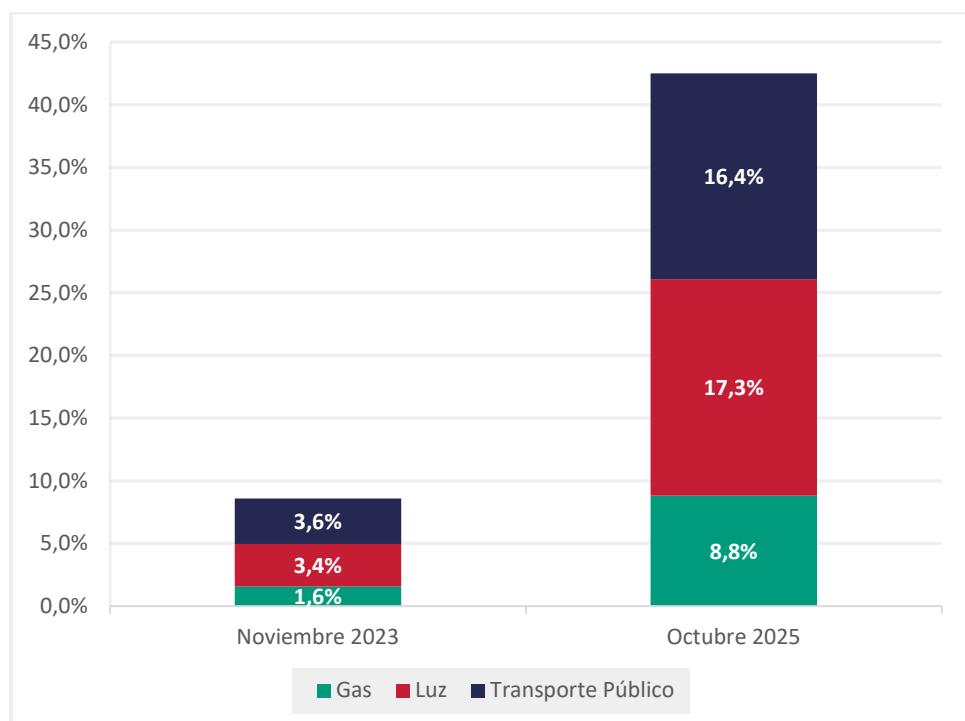


Fuente: CIEC en base a Instituto Interdisciplinario de Economía Política – UBA CONICET e INDEC

El Gráfico 24 muestra que la situación es aún más crítica para los sectores de menores ingresos. Al tomar como referencia el Salario Mínimo, Vital y Móvil (SMVM), se observa que entre noviembre de 2023 y octubre de 2025 el peso de los servicios esenciales sobre el ingreso se multiplica por cinco. En 2023, el gasto en gas, electricidad y transporte público representaba aproximadamente el 8,6% del salario mínimo (1,6%, 3,4% y 3,6% respectivamente), mientras que en 2025 asciende a cerca del 42,5% (8,8% en gas, 17,3% en luz y 16,4% en transporte). En otras palabras, prácticamente la mitad del salario debe destinarse a solventar estos servicios básicos.

Esta variación refleja un deterioro profundo de la capacidad adquisitiva de los hogares de ingresos bajos. La necesidad de destinar casi la mitad del salario al pago de servicios básicos compromete el acceso a otros bienes esenciales, reduce el margen de consumo autónomo y profundiza la desigualdad social, dado que la inflación tarifaria tiene un impacto proporcionalmente mayor sobre las poblaciones más excluidas.

Gráfico 24: Participación del salario del sector de ingresos bajos destinada a gas, electricidad y combustibles. Noviembre 2023 – Octubre 2025.



Fuente: CIECen base a Instituto Interdisciplinario de Economía Política –UBA CONICET e INDEC.

Los datos analizados permiten concluir que el incremento sostenido de la producción hidrocarburífera, particularmente bajo el modelo extractivista con expansión acelerada del fracking, no se ha orientado a mejorar las condiciones de vida de la población. Por el contrario, este proceso se desarrolló en paralelo a un encarecimiento profundo, regresivo y territorialmente desigual de los servicios esenciales vinculados a la energía y el transporte. Lejos de traducirse en mayor accesibilidad, las tarifas de gas, electricidad y transporte crecieron muy por encima de los salarios, duplicando o incluso quintuplicando su peso en los ingresos de los hogares, especialmente entre los sectores de menores recursos. Esta dinámica resulta aún más crítica si se considera que, según el Censo Nacional 2022, solo el 51% de los hogares en Argentina cuenta con conexión a la red de gas natural, lo que significa que 5 millones de hogares todavía no acceden a este servicio básico. La desigualdad territorial es extrema: mientras provincias como Santa Cruz, La Pampa y Chubut presentan coberturas superiores al 85%, otras como Formosa, Corrientes, Chaco y Misiones apenas alcanzan entre el 1% y el 3%. En este contexto, el aumento de la producción no convencional aparece desconectado de las necesidades energéticas de la población y revela un patrón de desarrollo que prioriza la exportación y la generación de divisas por encima del acceso equitativo y asequible a la energía como derecho básico.

Reflexiones Finales

El análisis desarrollado permite evidenciar que, si bien la promoción del fracking se ha consolidado como política de Estado desde hace más de una década, su impulso no responde a las necesidades de la población argentina ni a una estrategia de acceso equitativo a la energía. Por el contrario, se inscribe en una lógica estrictamente exportadora orientada a generar divisas, profundizando un patrón extractivista que no derrama, reproduce desigualdades estructurales y desvincula la expansión productiva del bienestar social.

Partiendo de un diagnóstico certero sobre el agotamiento del modelo hidrocarburífero convencional en Mendoza, diversos gobiernos provinciales han intentado sumarse a la dinámica nacional de fomento del fracking. Esta orientación fue reforzada por decisiones claves del Gobierno nacional a través de YPF, que inició el retiro de los pozos maduros en el marco del Plan 4x4 y del Proyecto Andes. Este proceso debilitó aún más la posición provincial: transfirió áreas estratégicas a empresas con menor capacidad técnica y financiera, incrementó los riesgos vinculados a los pasivos ambientales y profundizó la pérdida de regalías y empleo local. El resultado es una provincia más expuesta, más dependiente y con menor control sobre sus propios recursos.

Además, la promoción del fracking en Mendoza implica riesgos ambientales y sociales significativos: uso intensivo de agua, potencial contaminación de acuíferos y sismicidad inducida. Si estos impactos ya serían motivo de preocupación en cualquier lugar, en Mendoza adquieren una gravedad extrema. La provincia atraviesa quince años consecutivos de crisis hídrica, posee un clima semiárido y se ubica en una zona con actividad sísmica natural. Insistir en esta técnica en semejante contexto no sólo es imprudente desde el punto de vista ambiental y social: resulta abiertamente irracional desde la perspectiva del interés público.

Lo primero que debemos entender es que el fracking no es un modelo pensado para abastecer a la población, sino para abastecer al mercado externo. La evidencia es contundente. En los últimos años, mientras la producción de hidrocarburos alcanzó niveles récord, el acceso a la energía se volvió más caro, más desigual y más regresivo. Las tarifas de gas y electricidad crecieron más del 1.000% para los hogares de menores ingresos, duplicando o quintuplicando su peso sobre los salarios. El transporte y los combustibles siguieron la misma tendencia. Lejos de abaratar la energía, la masificación del fracking convivió con una pérdida masiva del poder adquisitivo y con un deterioro profundo de las condiciones de acceso.

La desconexión entre producción y bienestar se verifica también en la infraestructura: solo el 51% de los hogares argentinos cuenta con conexión a la red de gas natural. En varias provincias del norte, la cobertura es inferior al 3%. Es decir: el país exporta energía que la mitad de su población ni siquiera puede utilizar. Y Mendoza es parte de esa paradoja: asume los costos ambientales, sociales y territoriales de un modelo cuyo beneficio no queda en la provincia.

En este contexto, insistir con el fracking en Mendoza significa asumir todos los costos locales para sostener un flujo de divisas que no mejora las condiciones de vida de la población ni amplía el

acceso a la energía. Se trata de un modelo rentable para las empresas y funcional para expandir las fronteras del extractivismo y la fuga de capitales, pero profundamente desfavorable para los territorios que ponen el agua, la tierra y la salud.

Mientras el país profundiza un extractivismo hidrocarburífero orientado a la exportación, Mendoza enfrenta el ocaso de su matriz energética tradicional. La sostenibilidad económica, social y ambiental de la provincia exige abandonar la ilusión de que el fracking pueda ser una salida. Por el contrario, la provincia debe repensar su estructura productiva, diversificar sus fuentes energéticas y priorizar el acceso equitativo, la generación de empleo local y la preservación de los bienes comunes. Solo una transición justa permitirá construir un modelo de desarrollo que beneficie efectivamente a la población y no solo a los mercados externos.

Agradecimientos

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

Bibliografía

- Banco Santander (2024). Portafolio Proyecto Andes – Documento de Presentación a Inversores.
- Blodinger, P., Breitman Pacheco, L. y Paz, L. B. (2024). “Los límites del desarrollo en Mendoza. Apuntes para la discusión”. Cuyonomics. Investigaciones en Economía Regional, 8(13), 12–38. <https://revistas.uncu.edu.ar/ojs3/index.php/cuyonomics/article/view/7929>
- Canafoglia, E. C. y Culós, M. T. V. (2021). “El complejo hidrocarburífero en Mendoza. Dinámica de la producción y comercialización durante el período 2016–2019”. Cuyonomics. Investigaciones en Economía Regional, 5(8), 134–163. <https://doi.org/10.48162/rev.42.038>
- CEPA – Centro de Economía Política Argentina (2024). Retiro de YPF de yacimientos maduros: ¿el ocaso de la Mendoza hidrocarburífera? <https://centrocepa.com.ar/informes/488-retiro-de-ypf-de-yacimientos-maduros-el-ocaso-de-la-mendoza-hidrocarburifera>
- CIEC – Centro de Investigaciones en Economía Crítica (2025). RIGI, ¿una vía al desarrollo o a la dependencia? <https://ciecmza.org/rigi-mendoza-desarrollo-dependencia/>
- FARN – Fundación Ambiente y Recursos Naturales (2021). Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta. https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_IMPACTOS-VACA-MUERTA_links.pdf
- International Energy Agency – IEA (2023). World Energy Outlook 2023. Paris: OECD Publishing. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2013). “Un traje a medida de Chevron”. 15 julio 2013. <https://opsur.org.ar/2013/07/15/un-traje-a-medida-de-chevron/>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2016). Vaca Muerta: aportes para el debate. <https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2016/11/Libro-Vaca-muerta-WEB.pdf>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2024). “Mendoza insiste con Vaca Muerta”. 7 noviembre 2024. <https://opsur.org.ar/2024/11/07/mendoza-insiste-con-vaca-muerta/>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2024). “Plan Andes: la reconfiguración del sector hidrocarburífero y los riesgos para YPF”. 19 septiembre 2024. <https://opsur.org.ar/2024/09/19/plan-andes-la-reconfiguracion-del-sector-hidrocarburifero-y-los-riesgos-para-ypf/>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2025). Fracking en Argentina: impactos socioambientales y expansión territorial. <https://opsur.org.ar>
- OPSur – Observatorio Petrolero Sur (2025). “ABC de la Energía | ¿Qué es el fracking?”. 8 septiembre 2025. <https://opsur.org.ar/2025/09/08/abc-de-la-energia-que-es-el-fracking/>
- Provincia del Chubut (2023). Ley XI-85 de Gestión Sustentable de Pasivos Ambientales. <https://www.sajj.gob.ar/LPU1100085>
- Provincia del Chubut (2024). Decreto 1218/2024, reglamentario de la Ley XI-85. <https://sistemas.chubut.gov.ar/digesto/sistema/consulta.php?idIte1=86602>

- Provincia de Mendoza (2018). Decreto 248/2018. Reglamentación de Evaluación de Impacto Ambiental para No Convencionales.
- Provincia de Mendoza (2019). Decreto 485/2019. Concesión no convencional en Puesto Rojas a El Trébol S.A.
- Provincia de Neuquén (2025). Decreto 372/2025 sobre cesión del bloque Volcán Auca Mahuida. https://infoleg.neuquen.gob.ar/Decretos/2025/d_0372_2025.pdf
- Provincia de Neuquén (2025). Decreto 380/2025 sobre transferencia del yacimiento Al Norte de la Dorsal. https://infoleg.neuquen.gob.ar/Decretos/2025/d_0380_2025.pdf
- Universidad Nacional de Cuyo (2018). *Informe de Estimulación Hidráulica (fracking) en Mendoza*. (Trabajo técnico). Mendoza: UNCuyo. <https://www.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/34/2018/04/Informe-de-Estimulaci%C3%B3n-Hidr%C3%A1ulica-UNCuyo.pdf>
- Salomone, M. J. (2021). “El conflicto por el fracking en Mendoza (2013–2019): aportes para una periodización”. Cuadernos de la Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales, N° 57, 117–146. <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/167877>
- Salomone, M. J. (2021). “El fracking en Mendoza, una iniciativa al extremo de lo posible”. Perfiles Latinoamericanos, 29(57), 85–108. <https://doi.org/10.18504/pl2957-004-2021>
- Wagner, Lucrecia Soledad (2021). “Fracking en el sur de Mendoza: riesgos, incertidumbres y resistencias en contexto de una mega-sequía”. *Punto Sur*, 5, pp. 91–111. <https://doi.org/10.34096/ps.n5.11001>
- YPF (2024) Plan 4x4: YPF invertirá 3 mil millones de dólares en Vaca Muerta. <https://novedades.ypf.com/ypf-invertir%C3%A1-tres-mil-millones-de-d%C3%B3lares-en-vaca-muerta.html>



 [ciec.cuyo](https://www.instagram.com/ciec.cuyo/)

 [@CIEC_Cuyo](https://twitter.com/CIEC_Cuyo)

 ciec.cuyo@gmail.com

 +54 9 261 5371572

 www.ciecmza.org