

Expansión de la infraestructura hidrocarburífera en la Argentina

Emisiones de metano en proyectos para la exportación de petróleo y gas

Centro de Tecnologías Ambientales y Energía

Facultad de Ingeniería

Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires

DOCUMENTO FARN

JUNIO 2025

 **F A R N**
FUNDACIÓN AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES

Expansión de la infraestructura hidrocarburífera en la Argentina

Emisiones de metano en proyectos para la exportación de petróleo y gas

AUTORES:

Daniela Keesler

Gabriel Blanco

COLABORADORA:

Lucía Constanza Sierra

Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de quienes escriben y no necesariamente coinciden con las de FARN.

FARN adopta la perspectiva de género en todos los aspectos de su trabajo. En ese sentido, en todas sus publicaciones se respetan la utilización del lenguaje inclusivo y las diversas formas de expresión que cada persona ha elegido para su colaboración.

Publicado en octubre de 2025, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

Para citar este trabajo: Blanco, G. y Keesler, D. (2025). *Expansión de la infraestructura hidrocarburífera en la Argentina. Emisiones de metano en proyectos para la exportación de petróleo y gas*. Buenos Aires, Fundación Ambiente y Recursos Naturales.

Contenido

4	Introducción
5	Metano y cambio climático
6	Metano y salud
8	Emisiones de metano en la Argentina
11	Objetivo del estudio
12	Nuevos proyectos de la industria de los hidrocarburos
12	Descripción de los nuevos proyectos
21	Caracterización del sector y metodologías utilizadas
21	Descripción de las etapas principales de la cadena de producción y exportación
24	Metodología para la estimación de emisiones
26	Resultados obtenidos
26	Proyectos de producción de petróleo para exportación e infraestructura para su transporte (Vaca Muerta Sur)
27	Argentina LNG
29	Ampliación del gasoducto Perito Moreno (antes llamado Néstor Kirchner)
31	Emisiones totales de los nuevos proyectos
33	Comparación con el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
34	Contribución a las emisiones mundiales de los nuevos proyectos de hidrocarburos para exportación
37	Comentarios finales
39	Anexos
43	Bibliografía

Introducción

La crisis climática impacta en la Argentina y en el mundo con lluvias torrenciales, huracanes y olas de calor o tormentas de nieve. También genera impactos de largo plazo que se acrecientan de forma inexorable, como el aumento del nivel del mar, los procesos de desertificación o el avance de vectores transmisores de enfermedades sobre nuevos territorios (IPCC, 2022). A pesar de todo esto, los distintos gobiernos nacionales de las últimas décadas, así como la mayoría de los gobiernos provinciales, han consensuado –implícita o explícitamente– que la extracción de minerales, y en particular de petróleo y gas de origen fósil para su exportación, sería la clave para el crecimiento económico de la Argentina (Bertinat y Chemes, 2023).

La decisión de expandir la frontera hidrocarburífera avanzando sobre los yacimientos de petróleo y gas no convencionales de Vaca Muerta, los cuales abarcan una parte de la provincia de Neuquén, el sur de Mendoza y una parte del Alto Valle de Río Negro, así como también sobre yacimientos en el Mar Argentino, se enmarca en esta línea y va en contra de los propios intereses del país en materia de cambio climático. Los combustibles fósiles son la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que producen el cambio climático que está impactando al país, causando muertes, daños y pérdidas materiales difíciles de cuantificar. La extracción y el posterior uso del petróleo y el gas que se propone exportar el país contribuyen a exacerbar estos impactos.

A pesar de todo ello, recientemente se ha decidido avanzar con las obras de infraestructura y la instalación del equipamiento necesarios para exportar petróleo y gas desde la Argentina al mundo. Se anunció la construcción del oleoducto Vaca Muerta Sur para llevar el petróleo crudo desde el yacimiento de Vaca Muerta hasta un puerto de aguas profundas, también a construir, ubicado en Punta Colorada, en la provincia de Río Negro. Según información recabada en distintos medios, este puerto consistirá en una serie de boyas a las cuales se “conectarán” los buques tanque para cargar el petróleo crudo y transportarlo a otros países¹. Se anticipa que la capacidad de estas instalaciones será de 700.000 barriles por día².

En lo que respecta al gas, los diversos proyectos que se han anunciado terminaron consolidándose en una misma iniciativa denominada Argentina LNG, impulsada por YPF junto a socios locales e internacionales. Esta iniciativa contempla la instalación de seis buques flotantes de licuefacción en el golfo San Matías, provincia de Río Negro, en tres diferentes etapas. La primera etapa prevé la instalación de dos buques de licuefacción con una capacidad aproximada de 22 millones de metros cúbicos de gas por día (MMm³/d). Este gas sería abastecido en un principio desde la cuenca Austral, para luego instalarse un gasoducto desde Vaca Muerta. En las siguientes etapas se prevé la instalación de cuatro buques de licuefacción adicionales para los cuales se transportará gas desde Vaca Muerta a través de gasoductos con una capacidad total de 104 MMm³/d. Estas magnitudes representan más del 100% de los barriles de petróleo y cerca del 97% del gas consumidos actualmente en la Argentina.

Como se explicará más adelante, el objetivo del estudio que aquí se presenta es estimar y analizar las emisiones de metano (CH₄) vinculadas a los proyectos hidrocarburíferos con los que se aspira a incrementar la exportación de petróleo y gas del país. Para una mejor comprensión de las implicancias de

1. Para más información, visitar <https://www.rionegro.com.ar/energia/oleoducto-vaca-muerta-sur-el-proyecto-que-cambio-a-rio-negro-3722701/>

2. Para más información, visitar <https://infoenergia.info/nota-principal-2/vaca-muerta-sur-el-oleoducto-que-impulsara-la-exportacion-de-crudo-en-argentina>

estas emisiones, a continuación se describen brevemente la relación entre las emisiones de metano y el cambio climático y la salud humana, así como la situación de las emisiones de metano en la Argentina.

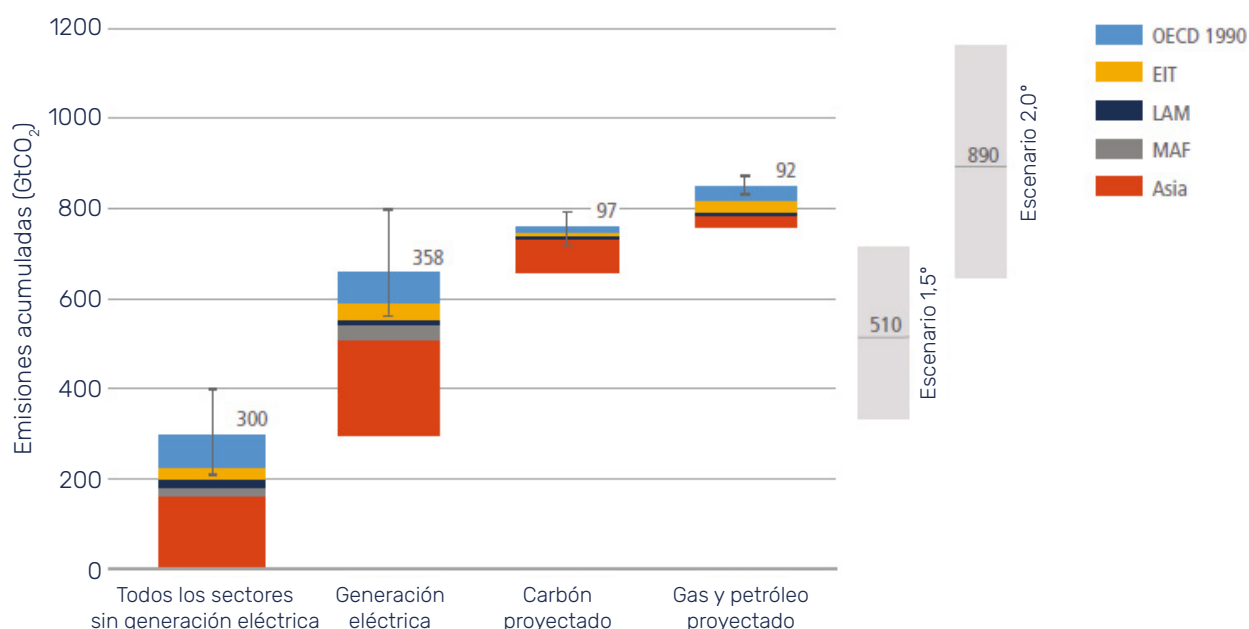
Metano y cambio climático

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) establece, en su Sexto Informe de Evaluación (IPCC, 2023), que las emisiones de metano antropogénicas causadas por la agricultura arrocerá, la ganadería, los rellenos sanitarios, la quema de biomasa y, principalmente, la combustión de combustibles fósiles (IPCC, 2007), son responsables de aproximadamente 0,5°C del calentamiento observado hasta ahora (de un total de ~1,1°C respecto a niveles preindustriales) y que reducir las emisiones de metano puede tener beneficios climáticos rápidos debido a su corta vida en la atmósfera. Esto significa que bajar las emisiones de CH₄ puede desacelerar el ritmo del calentamiento global en cuestión de décadas. Según el mismo informe, para mantener el calentamiento global en torno a 1,5°C es necesario reducir las emisiones de metano en aproximadamente un 30% para 2030. Esta reducción podría disminuir el calentamiento global en al menos 0,12°C para 2050, proporcionando beneficios climáticos significativos a corto plazo.

El análisis de las emisiones de metano provenientes de la explotación actual y futura de hidrocarburos se debe enmarcar en el estudio presentado en 2022 por el IPCC (IPCC, 2022b), que muestra que con **el solo hecho de continuar operando las instalaciones existentes de petróleo, gas y carbón se superarían sobradamente los 1,5°C de aumento de temperatura media global, el incremento al que se aspira no superar según el Acuerdo de París. Y en el caso de avanzar con la ejecución y operación de las instalaciones planificadas a la fecha, como las que propone la Argentina para la exportación de petróleo y gas, no solo se estima que se superarían los 1,5°C, sino también que se alcanzarían los 2°C**, sin contar con el resto de las emisiones provenientes de otras fuentes distintas a la energía.

La Figura 2.1 muestra la proyección, por grupo de países, del incremento acumulado de las emisiones de GEI (incluyendo el metano) del sector Energía (desagregado entre electricidad y los demás subsectores) para la infraestructura existente y para la infraestructura planificada.

FIGURA 2.1 Proyección de las emisiones acumuladas de GEI por el uso hasta el final de la vida útil de la infraestructura existente para la producción de petróleo, gas y carbón (las dos columnas de la izquierda) y el uso de las infraestructuras planificadas (dos columnas centrales), comparadas con las emisiones acumuladas que llevarían a aumentos de la temperatura media global de 1,5 y 2°C (columnas en gris a la derecha), para diferentes grupos de países: OECD (Organización de Estados para la Cooperación y el Desarrollo Económico), EIT (Economías en Transición), LAM (Latinoamérica y Caribe), MAF (Medio Oriente y África) y Asia



Fuente: IPCC, AR6. Working Group III: Mitigation of Climate Change.

En la Figura 2.1 se aprecia que si bien el aporte de emisiones de la región latinoamericana es menor en la infraestructura existente, se hace comparable al aporte de emisiones de las otras regiones cuando se consideran las infraestructuras planificadas para la explotación de petróleo y gas.

Metano y salud

El debate sobre la producción de hidrocarburos raramente pone en el centro de la discusión una cuestión crítica: los impactos sobre la salud humana. Esa omisión invisibiliza los verdaderos costos sociales de un modelo energético que compromete no solo al clima, sino también a los cuerpos y a los territorios donde se produce la energía.

En efecto, el metano no solo contribuye al calentamiento global y al cambio climático, sino que también actúa como precursor del ozono troposférico (O₃), un contaminante tóxico del aire. El ozono troposférico (o a nivel del suelo) es un contaminante climático de corta duración que permanece en la atmósfera entre algunas horas y más de una semana. Este ozono no tiene fuentes de emisión directa, sino que es un compuesto formado por la interacción de la luz solar con compuestos orgánicos volátiles (COV), incluidos el metano y los óxidos de nitrógeno (NO_x), emitidos en gran parte por las actividades humanas³.

3. Para más información, visitar <https://www.ccacoalition.org/es/short-lived-climate-pollutants/tropospheric-ozone>

El ozono troposférico, componente básico del *smog* fotoquímico, incluso en muy pequeñas cantidades en el aire, tiene efectos nocivos graves en la salud humana, en particular en los sistemas cardiovascular y respiratorio. Estos efectos incluyen: irritación del sistema respiratorio, reducción de la función pulmonar, agravamiento de enfermedades respiratorias preexistentes como asma, enfermedad pulmonar obstructiva crónica (EPOC), mayor susceptibilidad a infecciones respiratorias, inflamación y daño al revestimiento de los pulmones, e incluso mortalidad prematura (Shindell, 2012)⁴. En cuanto al cáncer en humanos, la relación del ozono troposférico es más indirecta o forma parte de un riesgo más amplio de la contaminación del aire (IARC, 2013).

Un estudio publicado en *Nature Climate Change* (West *et al.*, 2013) y citado en el informe del IPCC estima que la reducción global de metano podría prevenir aproximadamente 260.000 muertes prematuras al año relacionadas con la exposición al ozono troposférico. Esto es sustancialmente mayor a las estimaciones anteriores de los impactos del ozono en la salud mundial⁵.

Cabe agregar que el ozono troposférico también puede dañar la vegetación, la productividad de los cultivos, las flores, los matorrales y los bosques, así como deteriorar el algodón y los materiales sintéticos, producir roturas en el caucho y acelerar el desteñido de ciertas pinturas y recubrimientos⁶.

Además, las actividades asociadas a la producción de gas y petróleo generan emisiones de otros compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), como el benceno, el tolueno o el formaldehído, que pueden tener efectos graves en la salud humana (Gorski y Schwartz, 2019).

Los COVNM se liberan durante todas las fases del ciclo de vida de los hidrocarburos: tanto en la exploración y perforación (especialmente en el *fracking*), durante el procesamiento, el transporte, el almacenamiento y también en su uso final, como en las cocinas domiciliarias a gas (Biology Insights, 2025; Davis, 2023). El fenómeno de las emisiones fugitivas –filtraciones no intencionales en válvulas, compresores y cañerías– está subestimado en los inventarios nacionales y contribuye tanto a la degradación del aire como al calentamiento global⁷ (Zhang *et al.*, 2021).

En el caso del gas natural, aunque está compuesto mayoritariamente por metano, contiene más de 200 compuestos adicionales, incluyendo al menos 21 identificados como peligrosos para la salud humana (Davis, 2023). El petróleo, por su parte, contiene mayores concentraciones de hidrocarburos aromáticos policíclicos y COVNM, lo que incrementa el riesgo carcinógeno en las zonas de producción (Gorski y Schwartz, 2019).

Los principales COVNM y sus efectos sobre la salud se pueden resumir de la siguiente manera:

- **Benceno:** clasificado como cancerígeno humano por la Organización Mundial de la Salud (OMS), está asociado a leucemias y otros trastornos hematológicos. Presente en fugas de

4. Para más información, visitar <https://www.cec.org/files/documents/publications/986-north-american-mosaic-overview-key-environmental-issues-es.pdf>

5. Para más información, visitar <https://www.ccacoalition.org/es/news/one-million-premature-deaths-linked-ozone-air-pollution>

6. Para más información, visitar <https://www.cec.org/files/documents/publications/986-north-american-mosaic-overview-key-environmental-issues-es.pdf>

7. Para más información, visitar 10 Natural Gas Impact on Human Health. <https://environmentgo.com/natural-gas-impact-on-human-health/>

gas, quema de combustibles y uso doméstico (gas en hornallas, cocinas, calefones, termotanques y calefactores) (Biology Insights, 2025).

- **Tolueno, etilbenceno, xileno —que junto con el benceno forman los BTEX—:** afectan el sistema nervioso central y causan daños hepáticos, cefaleas, náuseas y vértigo⁸.
- **Formaldehído:** gas altamente irritante para las vías respiratorias, con evidencia de carcinogenicidad en exposiciones crónicas (Gorski y Schwartz, 2019).
- **1,3-butadieno:** liberado en procesos de refinación y quema, con potencial cancerígeno confirmado en humanos⁹.

Por otra parte, la combustión incompleta de gas y de petróleo y sus derivados genera monóxido de carbono (CO), y el *flaring* en yacimientos petroleros libera partículas finas (PM2.5) y carbono negro, vinculados con enfermedades cardiovasculares, respiratorias, nacimientos prematuros y mayor mortalidad (Davis, 2023).

En nuestro país, la expansión de Vaca Muerta como polo exportador ha intensificado los riesgos de exposición a estos contaminantes en zonas productoras como las cercanas a las localidades de Añelo, Allen o Rincón de los Sauces. Sin embargo, los impactos sobre la salud rara vez son considerados en las evaluaciones de proyectos energéticos. Tampoco existe en la actualidad un sistema de monitoreo continuo de COVNM en zonas de producción. Esto deja a las comunidades expuestas sin protección y sin acceso a información confiable sobre los riesgos que enfrentan.

Los desafíos para mejorar la calidad del aire y mitigar el cambio climático están inextricablemente vinculados a los objetivos de desarrollo sostenible, incluido el desarrollo humano. En tiempos en que se debate cómo avanzar hacia una matriz energética más limpia, es urgente que las políticas públicas reconozcan estos impactos y actúen en consecuencia. Las políticas que integran calidad del aire, cambio climático y temáticas clave del desarrollo, como la producción industrial y el transporte, se benefician mutuamente (UNEP, 2011).

La política energética nacional sigue apostando a la expansión de la producción fósil, pero las consecuencias sanitarias permanecen ausentes del debate. Incorporar la salud humana como criterio clave es indispensable para una transición energética justa y sostenible.

Emisiones de metano en la Argentina

Según el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (InvGEI) elaborado por la Subsecretaría de Ambiente de la Secretaría de Deportes, Turismo y Ambiente del Ministerio del Interior, y presentado en el Primer Informe Bienal de Transparencia (Subsecretaría de Ambiente, 2024), las principales fuentes de emisiones de metano en la Argentina son la fermentación entérica de ganado bovino (54%), seguida

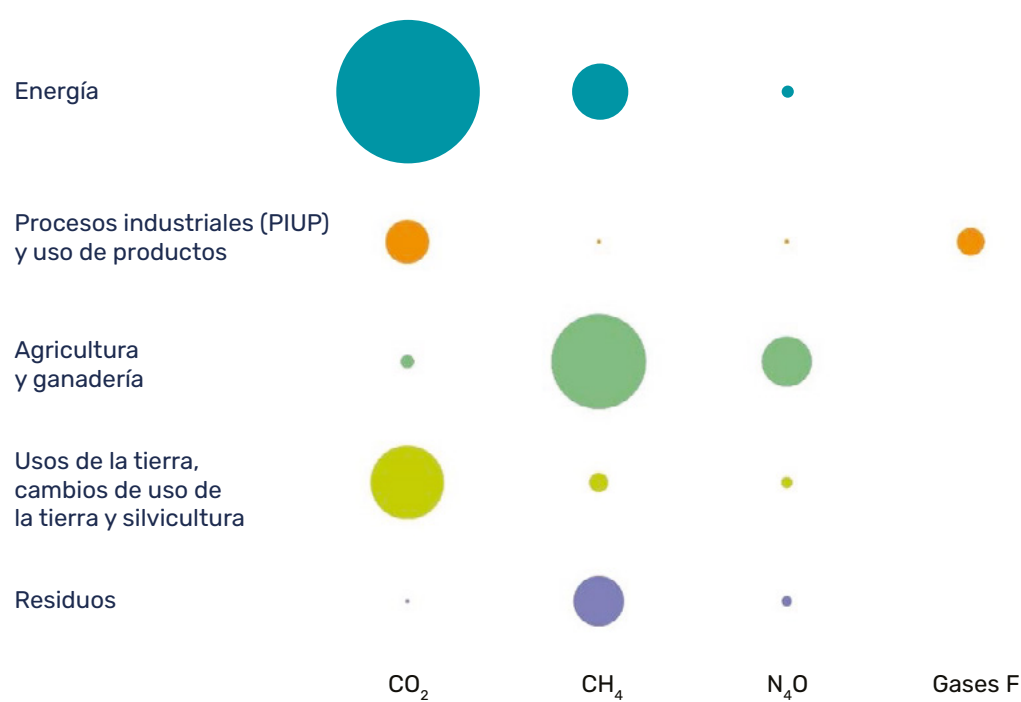
8. Para más información, visitar <https://www.cec.org/files/documents/publications/986-north-american-mosaic-overview-key-environmental-issues-es.pdf>

9. Para más información, visitar 10 Natural Gas Impact on Human Health. <https://environmentgo.com/natural-gas-impact-on-human-health/>

por las emisiones de metano de la extracción, procesamiento y transporte del gas fósil (17%) y por la disposición final de residuos sólidos (12%).

La Figura 4.1 muestra las emisiones de los diferentes GEI provenientes de cada uno de los sectores productivos: Energía; Procesos industriales y uso de productos (PIUP); Agricultura y ganadería; Uso de la tierra, cambios de uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS) y Residuos.

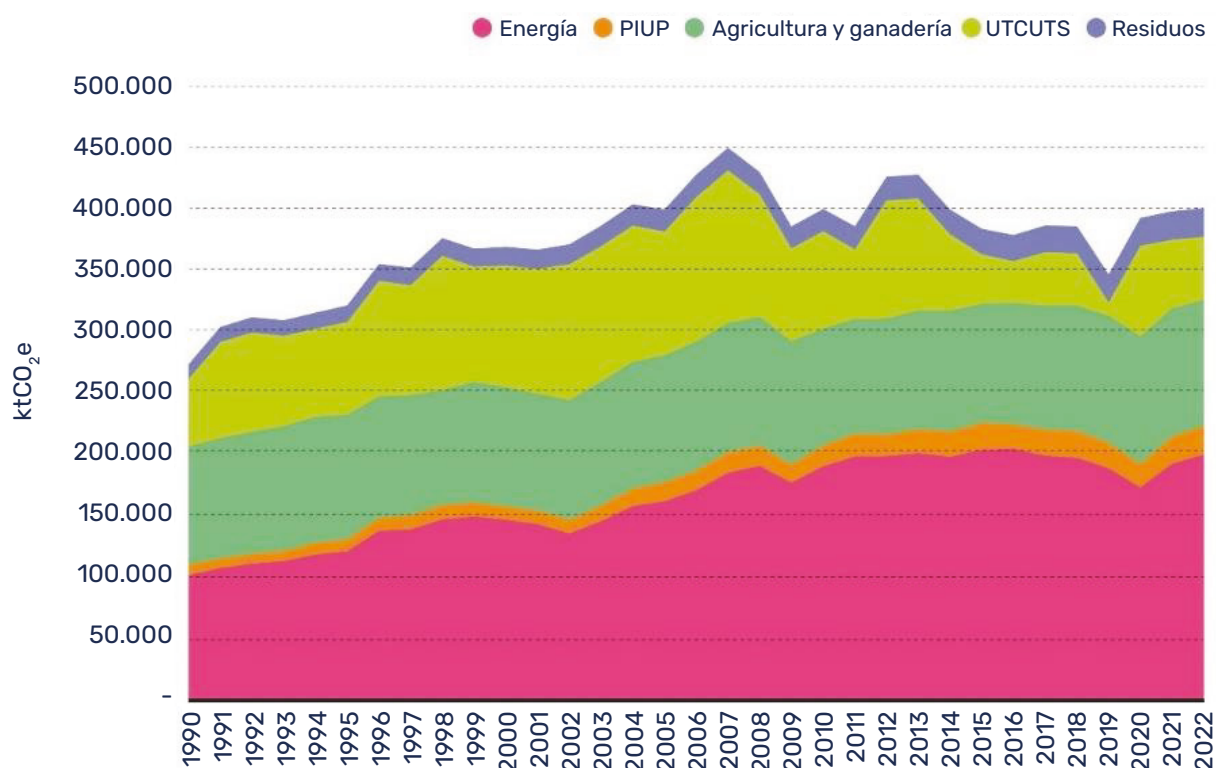
FIGURA 4.1 Aporte de emisiones de GEI (en CO₂e) por sectores: Energía, PIUP, Agricultura y ganadería, UTCUTS y Residuos



Fuente: Subsecretaría de Ambiente (2024). Primer Informe Bienal de Transparencia de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En la serie temporal de emisiones de GEI de la Figura 4.2 se observa una desaceleración de las emisiones del sector Energía entre 2000 y 2002 producto de la crisis económica acontecida durante ese período, y a partir de 2008 una nueva caída debido a la crisis financiera internacional. También se observa, en 2020, el efecto de la pandemia de COVID-19, que generó la disminución de la actividad industrial y del transporte y, por tanto, la caída en las emisiones de los sectores PIUP (-8,0%) y Energía (-8,2%).

FIGURA 4.2 Serie histórica de emisiones de GEI de la Argentina desagregada por sectores: Energía, PIUP, Agricultura y ganadería, UTCUTS y Residuos

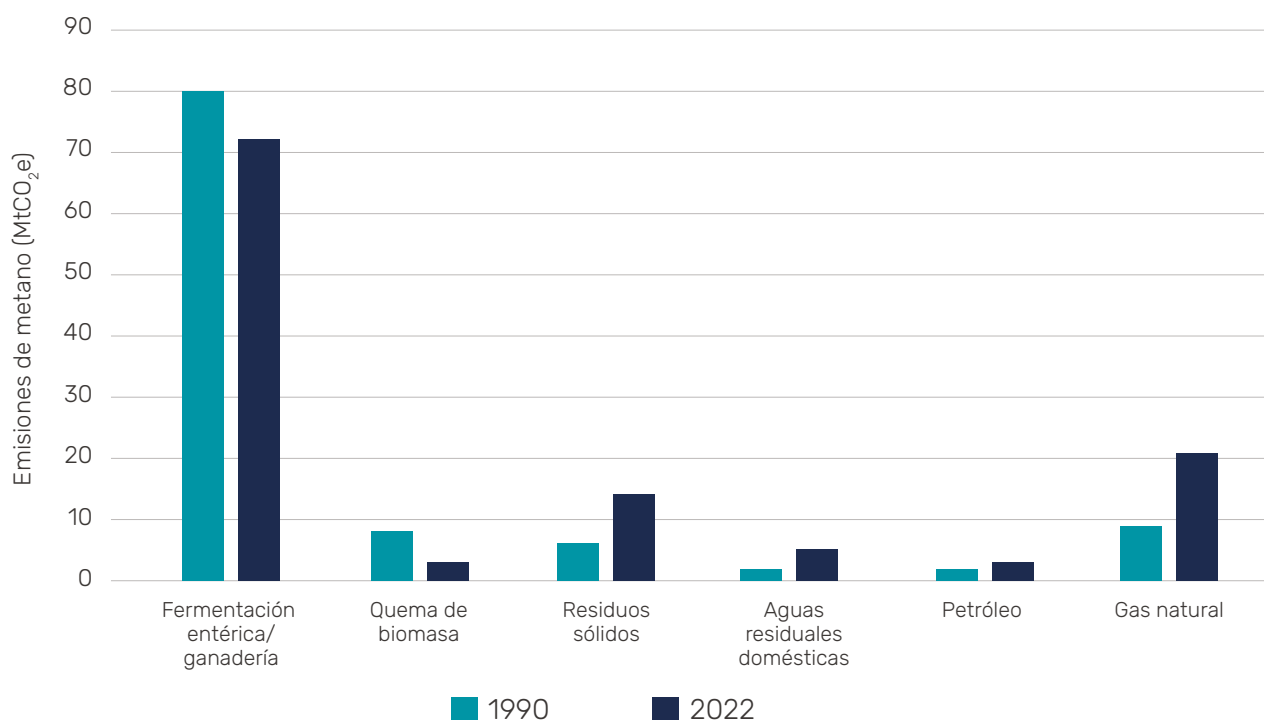


Fuente: Subsecretaría de Ambiente (2024). Primer Informe Bienal de Transparencia de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Según el InvGEI, en el sector Energía, las emisiones debidas a la quema de combustibles constituyen el 87,47% de las emisiones del sector. El 12,53% restante corresponde a las emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles fósiles.

La Figura 4.3 muestra las emisiones de metano en el año base, 1990, y en 2022 para cada fuente de emisión. Las emisiones de metano provenientes de la ganadería se redujeron del 73% al 62% del total entre 1990 y 2022, mientras que las de la industria del gas y el petróleo crecieron desde el 11% al 20% del total en el mismo período. En particular, se observa que las emisiones de metano provenientes de la producción de gas crecieron un 115% entre 1990 y 2022.

FIGURA 4.3 Emisiones de metano en el año base, 1990, y en 2022 para cada fuente emisión



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2022.

Este incremento, tanto porcentual como en términos absolutos, de las emisiones de metano del petróleo y el gas está relacionado a la expansión ocurrida en la última década de la producción no convencional en el yacimiento de Vaca Muerta mediante la técnica de fractura hidráulica o *fracking*.

Objetivo del estudio

El objetivo de este trabajo es la estimación y el análisis de las emisiones de metano generadas por las actividades relacionadas a los proyectos que se proponen en la Argentina para expandir la exportación de petróleo y gas natural.

Específicamente se analizarán las emisiones de metano que se producen en la extracción y el transporte de petróleo a través del oleoducto Vaca Muerta Sur y las operaciones en el puerto a construir en Punta Colorada, la extracción y el transporte de gas natural proveniente tanto de las cuencas Austral y Golfo San Jorge como la de Vaca Muerta, y las operaciones en los buques de licuefacción de gas natural e instalaciones complementarias. Se considerarán las emisiones generadas durante las etapas operativas de estos proyectos a lo largo de todas las áreas intervenidas.

Si bien el estudio está focalizado en el metano, se describen y estiman otras emisiones que ocurren en las distintas actividades a lo largo de la cadena de producción de gas y petróleo, incluyendo otros gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂) y emisiones de otros contaminantes que causan efectos nocivos en la salud humana, como los compuestos orgánicos volátiles. En el caso del material particulado, no se prevén emisiones significativas en las actividades de los proyectos analizados, ya que no involucran combustión de petróleo ni de sus derivados.

Nuevos proyectos de la industria de los hidrocarburos

Esta sección presenta una descripción de los principales proyectos de inversión en la industria de los combustibles fósiles, actualmente en ejecución o planificados en la Argentina para el corto y mediano plazo, destinados a ampliar la exportación de petróleo y gas.

En este punto cabe señalar que si bien la expansión de la infraestructura para la extracción, transporte, procesamiento y exportación de gas y petróleo está avanzando con rapidez, esto ocurre en un preocupante contexto de opacidad institucional.

En efecto, se destaca la ausencia de información oficial sistemática sobre estos emprendimientos, así como la existencia de datos parciales, desactualizados o contradictorios. Esta situación no solo limita el acceso a información de interés público, sino que constituye una violación directa tanto de la Ley Nacional 27.275 de Acceso a la Información Pública como del Acuerdo de Escazú, tratado internacional firmado y ratificado por la Argentina que garantiza el derecho a la participación ciudadana en asuntos ambientales.

La falta de transparencia sobre las características, localización y posibles impactos de estos proyectos impide que las comunidades y la sociedad civil accedan a instancias de consulta previa, libre e informada. También restringe el ejercicio pleno de otros derechos, como la participación en la toma de decisiones o el acceso a la justicia en casos de afectación ambiental, sanitaria o territorial.

Descripción de los nuevos proyectos

Actualmente en la Argentina existen numerosos proyectos para la construcción y/o instalación de nuevas infraestructuras en el sector de petróleo y gas, con el fin de potenciar la capacidad energética y exportadora. Algunos de ellos se encuentran ya en ejecución, otros aún están en una etapa previa de evaluación.

Los apartados que se desarrollan a continuación intentan recorrer cada uno de estos proyectos, relevando ubicación, capacidad e inversión, entre otros datos.

Proyectos de producción de petróleo para exportación e infraestructura para su transporte (Vaca Muerta Sur)¹⁰

Vaca Muerta Sur es una obra que permitirá incrementar el transporte de la producción no convencional de petróleo con destino de exportación. El proyecto contempla la construcción de un oleoducto que conectará Vaca Muerta con el puerto de Punta Colorada, en Río Negro, así como también una planta de almacenamiento y una terminal portuaria con dos monoboyas. La petrolera estatal ya había construido los primeros 130 kilómetros del primer tramo de oleoducto entre las localidades de Añelo, en Neuquén, y Allen, en Río Negro, y ahora lo conectará con Punta Colorada mediante una extensión del oleoducto de 437 kilómetros.

La infraestructura proyectada permitiría duplicar las exportaciones de petróleo en los próximos dos años. Requiere una inversión cercana a los USD 3000 millones, de los cuales el 70% sería financiado con deuda y el 30% restante con fondos propios (Gandini, 2025). Según algunas fuentes no oficiales, se estaría gestionando un préstamo por USD 1700 millones a cinco años con entidades financieras globales, a lo que se suma la emisión de USD 400 millones en Obligaciones Negociables (ON) en el mercado local. Los restantes USD 900 millones serían aportados por las empresas intervinientes (Espina, 2025; Ares, 2025). Las empresas aportarían USD 1000 millones y los USD 1500 millones restantes se buscarán a través de financiamiento proveniente de bancos internacionales.

La primera etapa permitiría exportar 180.000 barriles diarios a finales de octubre de 2026. En la segunda etapa, prevista para finales de abril de 2027, se alcanzarían los 360.000 barriles, y para finales de ese año, los 550.000 barriles. El proyecto prevé la posibilidad de incrementar esta capacidad a 700.000 barriles si fuera necesario. El país podría concretar exportaciones de crudo por más de USD 15.000 millones en caso de que los precios internacionales se mantengan en línea con los actuales.

La Figura 6.1 muestra de forma esquemática el tendido del oleoducto Vaca Muerta Sur.

10. Para más información, visitar Novedades YPF: "En enero arrancamos la construcción del Vaca Muerta Sur" (<https://novedades.ypf.com/marin-oil-gas-2024-vaca-muerta-sur.html>)

- Portal del Gobierno de Río Negro. (<https://rionegro.gov.ar/articulo/49467/proyecto-vaca-muerta-sur-ypf-comenzo-la-construccion-del-oleoducto>)

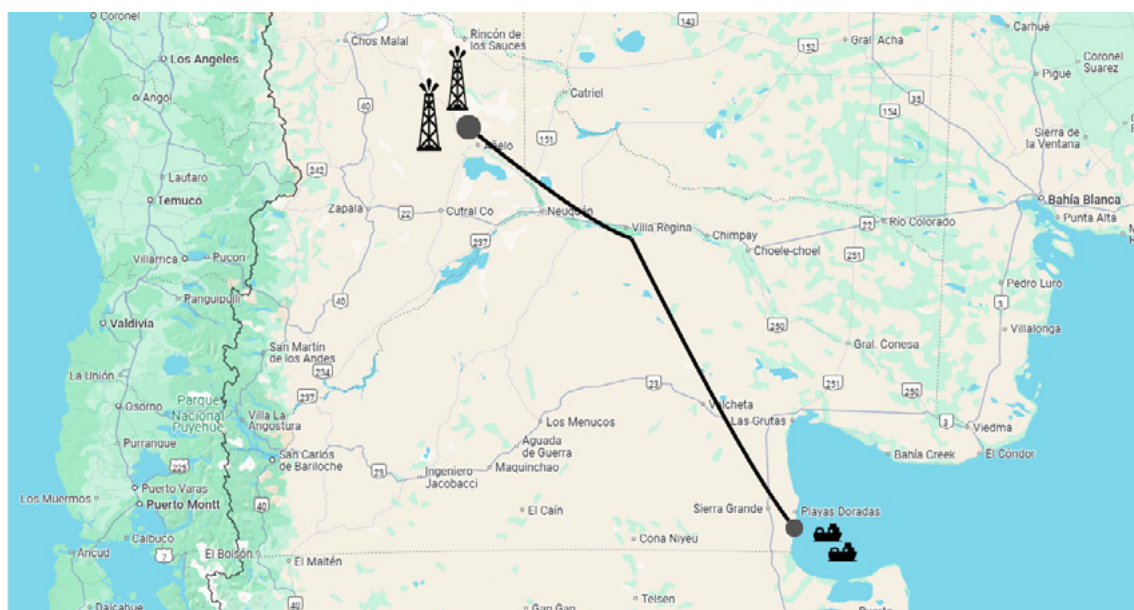
- Ámbito. "Gobierno aprobó el segundo RIGI: el Vaca Muerta Oleoducto Sur de YPF y seis socios". (<https://www.ambito.com/energia/gobierno-aprobo-el-segundo-rigi-el-vaca-muerta-oleoducto-sur-ypf-y-sus-socios-n6123560>)

- Infobae. "Vaca Muerta Sur: cómo es el proyecto que aprobará YPF para duplicar las exportaciones de petróleo con USD 2.500 millones de inversión". (<https://www.infobae.com/economia/2024/11/14/vaca-muerta-sur-como-es-el-proyecto-que-aprobara-ypf-para-duplicar-las-exportaciones-de-petroleo-con-usd-2500-millones-de-inversion/>)

- Canal 12 Web. "Aprueban el RIGI para Vaca Muerta Sur". (<https://canal12web.com/noticias/aprueban-el-rigi-para-vaca-muerta-sur/>)

- EconoJournal. "Vaca Muerta Sur: siete petroleras crearon una nueva sociedad para iniciar la construcción del proyecto". (<https://econojournal.com.ar/2024/12/vaca-muerta-sur-siete-petroleras-crearon-una-nueva-sociedad-para-iniciar-la-construccion-del-proyecto/>)

FIGURA 6.1 Localización del proyecto Vaca Muerta Sur



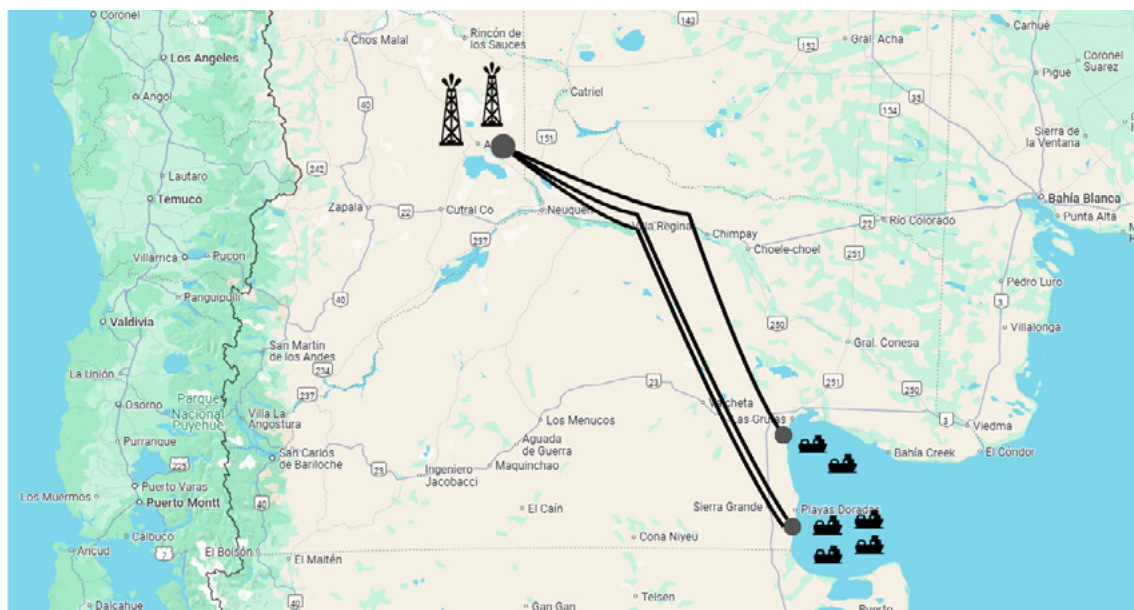
Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

Argentina LNG

La iniciativa Argentina LNG comprende una serie de proyectos organizados en tres etapas, con el objetivo de alcanzar una capacidad de exportación de 28 millones de toneladas métricas por año (MTPA) de gas natural licuado (GNL) hacia 2030.

La Figura 6.2 muestra la ubicación de los proyectos en Río Negro y el trazado de los gasoductos desde Neuquén hasta la costa atlántica. El detalle de cada proyecto se presenta a continuación.

FIGURA 6.2 Localización en el mapa de los proyectos de LNG y gasoductos correspondientes



Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

Etapa Argentina LNG 1¹¹

Originalmente denominado Southern Energy, este proyecto fue concebido para exportar GNL desde la Argentina utilizando unidades flotantes de licuefacción (FLNG, por sus siglas en inglés).

La primera etapa incluye una inversión de aproximadamente USD 7000 millones y se desarrollaría en dos fases:

- **Fase 1.** Instalación del buque de licuefacción Hilli Episeyo en Fuerte Argentino, al sur de Las Grutas. Durante sus primeros meses de operación, tomará gas del actual gasoducto San Martín. Este buque tiene una capacidad de producción de 2,45 MTPA. El tendido del ducto de conexión al gasoducto San Martín está previsto para fines de 2027.
- **Fase 2.** Construcción de un gasoducto exclusivo desde Vaca Muerta hasta la costa rionegrina e incorporación del buque MKII, actualmente en proceso de reacondicionamiento en China. Este buque tiene una capacidad de 3,5 MTPA, y su puesta en funcionamiento está prevista para fines de 2028.

FIGURA 6.3 Foto ilustrativa de un barco de licuefacción similar al que se instalará en el golfo San Matías



Fuente: Foto que ilustra la nota “GNL: Río Negro se queda con la mega inversión de YPF y Petronas en Más Energía”, de LM Neuquén.

11. Para más información, visitar YPF Investor Day 2025 (<https://inversores.ypf.com/documents/presentaciones/YPF-IR-DAY-2025-presentation.pdf>)

- Pan American Energy, “PAE y Golar instalarán en la provincia de Río Negro el buque de licuefacción para la exportación de GNL” (<https://www.pan-energy.com/novedades/nota-paeygolarbuquelicuefaccion>)

- Editorial Río Negro S.A. “GNL: paso a paso, cómo son los proyectos para hacer Gas Natural Licuado en la costa de Río Negro” (<https://www.rionegro.com.ar/energia/paso-a-paso-como-son-los-proyectos-para-hacer-gnl-en-la-costa-de-rio-negro/>)

- Mejor Energía. “YPF se suma al proyecto de exportación de GNL de Southern Energy” (<https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2025/01/30/3765-ypf-se-suma-al-proyecto-de-exportacion-de-gnl-de-southern-energy>)

- Energías Patagónicas. “PAE y Golar confirmaron la ubicación del buque de licuefacción que producirá GNL” (<https://www.energiapatagonicas.com/pae-y-golar-confirmaron-la-ubicacion-del-buque-de-licuefaccion-que-producira-gnl/>)

- La Nación. “Otra empresa se suma al proyecto de Pan American Energy para exportar GNL” (<https://www.lanacion.com.ar/economia/negocios/otra-empresa-se-suma-al-proyecto-de-pan-american-energy-para-exportar-gnl-nid02122024/>)

Con ambos buques de la Etapa 1 operativos (Hilli Episeyo y MKII), la capacidad conjunta alcanzaría 5,95 MTPA.

Etapa Argentina LNG 2¹²

Prevista entre 2029 y 2030, esta etapa contempla una inversión de hasta USD 12.000 millones e incluye:

- Construcción de dos nuevas unidades FLNG propias (diferentes del MKII), con una capacidad combinada estimada de hasta 10 MTPA.
- Instalación de un gasoducto exclusivo de aproximadamente 580 km que transportará gas desde bloques dedicados en Vaca Muerta hasta Sierra Grande/Punta Colorada, en Río Negro.

FIGURA 6.4 Imagen satelital de Punta Colorada, lugar evaluado para la instalación del proyecto Argentina LNG



Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

12. YPF Investor Day 2025 (<https://inversores.ypf.com/documents/presentaciones/YPF-IR-DAY-2025-presentation.pdf>)

- YPF. Sierra Grande será la locación para el proyecto "Argentina LNG" (<https://novedades.ypf.com/sierra-grande-sera-la-localizacion-para-el-proyecto-lng-petronas.html>)

- Editorial Río Negro S.A. "GNL: paso a paso, cómo son los proyectos para hacer Gas Natural Licuado en la costa de Río Negro" (<https://www.rionegro.com.ar/energia/paso-a-paso-como-son-los-proyectos-para-hacer-gnl-en-la-costa-de-rio-negro/>)

- La Nación. "YPF y Petronas eligieron al puerto de Río Negro para hacer la mega inversión de gas" (<https://www.lanacion.com.ar/economia/ypf-fuerte-expectativa-por-el-anuncio-del-destino-de-una-inversion-millonaria-nid30072024/>)

- Mejor Energía. "YPF y la salida del GNL: la locación más ventajosa es Sierra Grande, en Río Negro" (<https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/07/31/3081-ypf-y-la-salida-del-gnl-la-localizacion-mas-ventajosa-es-sierra-grande-en-rio-negro>)

- Infobae. "YPF confirmó la salida de Petronas del proyecto para producir GNL y la reemplazará Shell" (<https://www.infobae.com/economia/2024/12/19/shell-se-suma-al-proyecto-de-ypf-para-producir-y-exportar-gnl-desde-la-argentina/>)

- Página 12. "¿Es Punta Colorada el puerto ideal para la nueva planta de GNL?" (<https://www.pagina12.com.ar/758653-es-punta-colorada-el-puerto-ideal-para-la-nueva-planta-de-gn>)

- Argentina Hidrocarburos. "Futuro de los Hidrocarburos en Argentina: Uniendo Visiones, Impulsando la Excelencia" (https://www.argentinahidrocarbons.com/es/proyectos-de-inversion/?utm_source=chatgpt.com)

Etapas Argentina LNG 3¹³

La tercera etapa del proyecto está prevista para entrar en operación entre 2028 y 2029 y añadiría 12 MTPA adicionales de capacidad de exportación.

- Construcción de otro gasoducto exclusivo desde Vaca Muerta hasta Punta Colorada.
- Instalación de otros dos buques FLNG de mayor tamaño que los utilizados en las fases anteriores.

A diferencia de las etapas 1 y 2, estos buques no serían alquilados, sino que serían provistos directamente por socios internacionales, y su tamaño duplicaría la capacidad de los buques utilizados en la fase 1.

Punta Colorada: un debate engañoso y desequilibrado

En agosto de 1999, la provincia de Río Negro aprobó la Ley 3308 que prohibía la exploración y explotación de hidrocarburos y la instalación de ductos y terminales portuarias asociadas¹⁴ en el golfo San Matías y aguas jurisdiccionales. En septiembre de 2022, fue derogada por la Ley 5594, habilitando la instalación de infraestructura para exportación petrolera, incluyendo un puerto de aguas profundas en Punta Colorada¹⁵.

Aunque el proyecto se presenta como un dilema entre desarrollo económico y protección ambiental, el debate está profundamente desequilibrado. Quienes defienden el proyecto, entre ellos autoridades locales y sectores empresariales, sostienen que la construcción del puerto y el aumento de la actividad industrial y logística podrían generar empleo, mejorar la infraestructura y revertir décadas de estancamiento económico y migración juvenil. Pero este discurso omite aspectos fundamentales: las emisiones adicionales de GEI que la expansión de la industria petrolera provocaría, la incompatibilidad con los compromisos internacionales asumidos por la Argentina en materia climática, y la afectación directa de la forma de vida de las comunidades locales a partir de la evidencia acumulada que indica que estas iniciativas suelen dejar más pasivos ambientales que beneficios sociales y económicos sostenibles¹⁶.

13. Para más información, visitar YPF Investor Day 2025. <https://inversores.ypf.com/documents/presentaciones/YPF-IR-DAY-2025-presentation.pdf>

- Editorial Río Negro S.A. "GNL: paso a paso, cómo son los proyectos para hacer Gas Natural Licuado en la costa de Río Negro". <https://www.rionegro.com.ar/energia/paso-a-paso-como-son-los-proyectos-para-hacer-gnl-en-la-costa-de-rio-negro/>

14. Para más información, visitar <https://www.rionegro.com.ar/sociedad/cambios-en-la-ley-de-hidrocarburos-dividen-a-ciudades-rionegrinas-2502843/>

15. Para más información, visitar <https://www.biodiversidadla.org/Noticias/Rechazo-al-avance-de-YPF-y-el-Gobierno-de-Rio-Negro-sobre-el-Golfo-San-Matias?>

16. Para más información, visitar Observatorio Petrolero Sur. <https://opsur.org.ar/2023/07/08/el-nuevo-oleoducto-para-vaca-muerta-como-cambiaron-una-ley-en-tiempo-record-para-habilitar-la-obra-en-un-area-protegida/>

Lo que se plantea como una discusión técnica y económica esconde una fuerte asimetría de información y de poder. La población local no accede a evaluaciones ambientales completas ni participa en los procesos de toma de decisiones. Las promesas de desarrollo a menudo se formulan sin una planificación a largo plazo ni garantías de que los beneficios permanecerán en el territorio una vez que la actividad extractiva finalice. Existen múltiples ejemplos de esto, tanto en la Argentina como a nivel internacional: Añelo, Comodoro Rivadavia o el Delta del Níger son escenarios donde la actividad hidrocarburífera ha dejado huellas profundas de degradación ambiental, desigualdad y dependencia económica, sin que se haya traducido en un bienestar sostenido para las comunidades.

El golfo San Matías, por su alta biodiversidad y valor ecológico, representa un patrimonio natural que no puede ser sustituido ni restaurado una vez dañado¹⁷. Esta región es el sustento de actividades económicas locales como la pesca artesanal, el buceo, la navegación recreativa y el turismo de naturaleza, que dependen directamente de un ecosistema marino saludable¹⁸. La posibilidad de que ocurran derrames, fugas, contaminación acústica o modificación de hábitats amenaza de forma directa no solo al equilibrio ecológico, sino a las fuentes de trabajo y de ingresos genuinos que ya existen en el territorio. Lejos de representar progreso, el modelo extractivo pone en riesgo lo que hoy ya funciona y beneficia a una comunidad más amplia¹⁹.

Desarrollar la economía local no debe conllevar la hipoteca del ambiente ni la dependencia de industrias de alto impacto y baja permanencia. Un enfoque verdaderamente sostenible implica fortalecer las capacidades locales, diversificar la economía con base en los recursos renovables del mar y del paisaje, y asegurar que las decisiones se tomen con la participación real y bien informada de las comunidades. La discusión que se necesita no es técnica, sino política: ¿qué tipo de desarrollo queremos, para quién y a qué costo?

17. Para más información, visitar <https://www.biodiversidadla.org/Noticias/Rechazo-al-avance-de-YPF-y-el-Gobierno-de-Rio-Negro-sobre-el-Golfo-San-Matias?>

18. Para más información, visitar <https://argentina.wcs.org/es-es/Quienes-somos/Noticias/articleType/ArticleView/articleId/20931.aspx?>

19. Para más información, visitar <https://cholilaonline.ar/2025/02/punta-colorada-riesgo-ambiental.html>

*Ampliación del gasoducto Perito Moreno (antes nombrado Presidente Néstor Kirchner)*²⁰

Este proyecto tiene como objetivo ampliar la capacidad del gasoducto Perito Moreno (ex gasoducto Presidente Néstor Kirchner) para incrementar el transporte de gas desde Vaca Muerta hacia la región del litoral argentino. Bajo el nombre “Incremento de la Capacidad de Transporte de Gas Natural en la Ruta Tratayén - Litoral Argentino”, la iniciativa demandará una inversión estimada de USD 700 millones.

El plan contempla la ampliación del tramo ubicado entre Tratayén, en Neuquén, y Salliqueló, en Buenos Aires, así como la intervención en cuatro plantas compresoras. Estas obras permitirán aumentar el caudal transportado en 14 MMm³/d, elevando la capacidad total de 21 a 35 MMm³/d en toda la traza.

La estrategia aprovecha la infraestructura ya construida en el primer tramo del gasoducto e incorpora tres nuevas plantas compresoras, junto con equipamiento adicional para optimizar el flujo de gas. Esta ampliación tendrá un impacto directo en la sustitución de importaciones de GNL y gasoil, generando beneficios económicos y energéticos para el país.

El proyecto fue declarado de interés público nacional. Pocos días después, la empresa transportista presentó su adhesión formal al Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI).

Este proyecto fue incorporado al presente análisis debido a su potencial para futuras exportaciones de gas natural hacia Brasil, además de su impacto en el abastecimiento interno.

20. Para más información, visitar Econo Journal. “El gobierno avanza con el llamado a licitación de la ampliación del Gasoducto Perito Moreno” (<https://econojournal.com.ar/2025/02/el-gobierno-avanza-con-el-llamado-a-licitacion-de-la-ampliacion-del-gasoducto-perito-moreno/>)

- Río Negro. “Nación definió cómo será la licitación de la ampliación del ex Gasoducto Néstor Kirchner” (<https://www.rionegro.com.ar/energia/nacion-definio-como-sera-la-licitacion-de-la-ampliacion-del-ex-gasoducto-nestor-kirchner-4024043/>)

- La Nación. “Gasoducto Perito Moreno: el Gobierno licitará su ampliación por USD 500 millones” (<https://www.lanacion.com.ar/economia/gasoducto-perito-moreno-el-gobierno-licitara-su-ampliacion-por-us500-millones-nid02122024/>)

- Infobae. “Declararon de interés público a la iniciativa privada para ampliar el gasoducto Perito Francisco Moreno, ex Néstor Kirchner” (<https://www.infobae.com/economia/2024/12/02/declararon-de-interes-publico-a-la-iniciativa-privada-para-ampliar-el-gasoducto-perito-francisco-moreno-ex-nestor-kirchner/>)

- Transporte y Energía. “Nación definió cómo será la licitación de la ampliación del ex Gasoducto Néstor Kirchner” (<https://www.transporteyenergia.com.ar/Noticias/Noticias-202502/Nacion-definio-como-sera-la-licitacion-de-la-ampliacion-del-ex-Gasoducto-Nestor-Kirchner.html>)

- TGS. “TGS fue elegida para operar y mantener el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner” (<https://www.tgs.com.ar/the-emergence-of-new-tech-for-a-green-future/>)

Resumen de los proyectos

TABLA 6.1 Resumen de los proyectos para la ampliación de la capacidad de producción y transporte de hidrocarburos en la Argentina

Proyecto	Descripción	Inversión estimada	Capacidad de exportación
Proyectos relacionados a la exportación de petróleo (Vaca Muerta Sur)	Oleoducto de 437 km entre Vaca Muerta y el puerto de Punta Colorada. Planta de almacenamiento y terminal portuaria con dos monoboyas	USD 2500 millones	1° etapa: 180.000 barriles diarios a finales de octubre de 2026
			2° etapa: 360.000 barriles para finales de abril de 2027
			3° etapa: 550.000 barriles para finales de 2027
Proyectos relacionados a la exportación de gas natural (Argentina LNG)	LNG 1	Inversión inicial de USD 3000 millones; USD 7000 millones en 20 años	1° fase de 2,45 MTPA 2° fase de 3,5 MTPA
	Producción 6 MTPA		
	2 buques de licuefacción + vinculación con gasoducto San Martín + gasoducto dedicado desde Vaca Muerta		
	LNG 2	Alrededor de USD 12.000 millones	10 MTPA
	Producción 10 MTPA		
	2 buques de licuefacción + gasoducto dedicado desde Vaca Muerta		
LNG 3	N/D	12 MTPA	
Producción 12 MTPA			
2 buques de licuefacción + gasoducto dedicado desde Vaca Muerta			
Ampliación del gasoducto Perito Moreno (antes llamado Néstor Kirchner)	Tres nuevas plantas compresoras y otros equipos para ampliar la capacidad de transporte	Alrededor de USD 700 millones	Suma 14 MMm³/d adicionales, con la posibilidad de alcanzar la capacidad opcional de hasta 6 MMm³/d adicionales

Caracterización del sector y metodologías utilizadas

En esta sección se describen, en primer lugar, las principales etapas operativas necesarias para la producción y exportación de hidrocarburos. En segundo lugar, se presentan las metodologías utilizadas para la estimación de las emisiones de GEI que serán generadas como consecuencia de la implementación de los proyectos presentados en el apartado Nuevos proyectos de la industria de los hidrocarburos.

Descripción de las etapas principales de la cadena de producción y exportación²¹

Se describen las actividades que involucra la industria hidrocarburífera, desde la exploración del terreno en búsqueda de yacimientos, pasando por la extracción, el acondicionamiento y el transporte hasta llegar al abastecimiento de la demanda final. Esta descripción tiene como objetivo dar un contexto y referencia de la ubicación de los proyectos que se presentan a continuación.

Se distinguen varias etapas o macroprocesos:

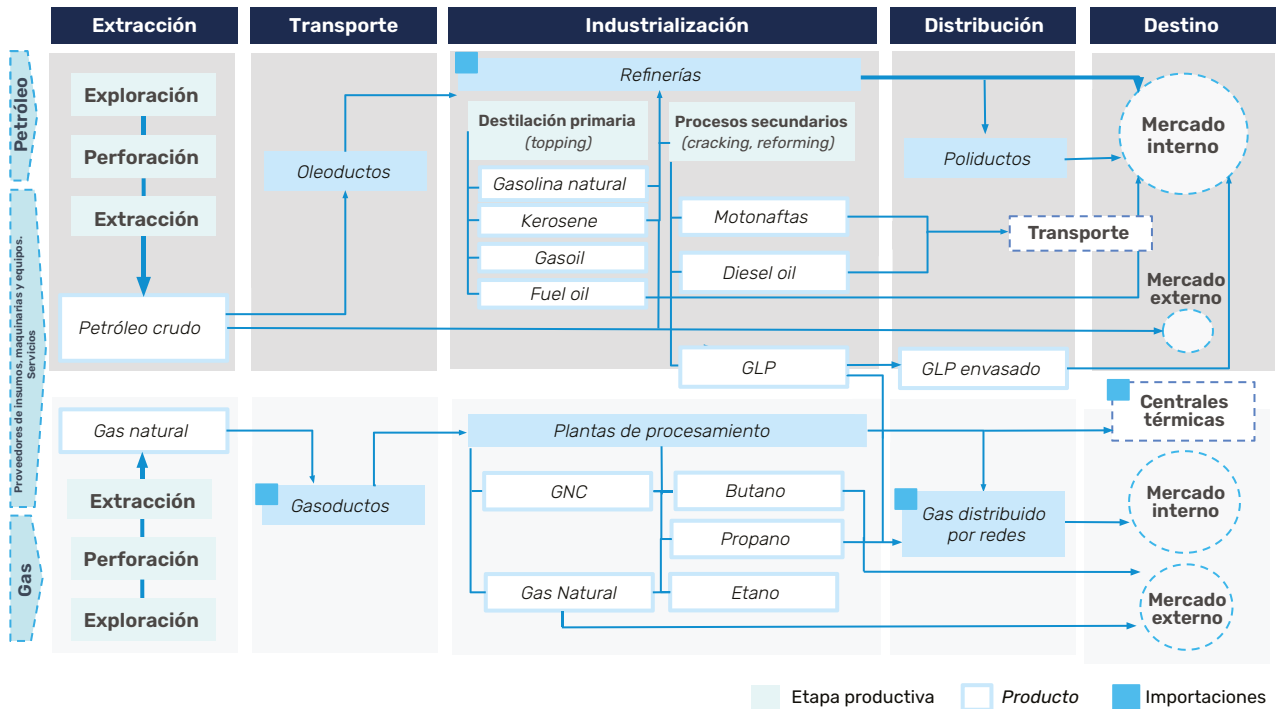
- Extracción, que abarca la exploración, perforación y la extracción propiamente dicha.
- Transporte, que puede incluir almacenamiento.
- Industrialización, que implica la refinación, destilación y acondicionamiento.
- Distribución y destino comercial.

Cada una de estas etapas contempla actividades específicas, que a su vez generan consecuencias directas sobre el ambiente, inherentes a su naturaleza, entre las que se destacan las emisiones atmosféricas, los efluentes líquidos y los desechos sólidos y peligrosos.

En la Figura 7.1 se presenta un esquema que muestra la secuencia y relación entre cada una de estas etapas, que se detallan a continuación.

21. Para más información, visitar Galván Rico, *et al.* (2007), Ministerio de Economía (2022) y Alarcón *et al.* (2023).

FIGURA 7.1 Esquema de las principales etapas en la producción, transporte y destino final de los hidrocarburos en la Argentina



Fuente: Informes de Cadena de Valor de Hidrocarburos. Ministerio de Economía, 2022.

Exploración, perforación y extracción

La exploración y la perforación, que posibilitan la extracción, son etapas compartidas entre petróleo y gas por las características de los yacimientos del país.

La exploración hidrocarburífera busca identificar yacimientos y evaluar la viabilidad técnica y económica de su explotación. Los combustibles fósiles suelen acumularse en pliegues anticlinales de rocas sedimentarias. En esta etapa, los estudios sísmicos son clave: mediante ondas generadas y reflejadas, se detectan estructuras subterráneas como domos y depósitos. Este proceso es crucial para el desarrollo de la industria, ya que determina su alcance futuro. La exploración se compone de seis fases: adquisición, procesamiento e interpretación de datos, formulación de proyectos, perforación exploratoria, análisis de resultados y delineación del yacimiento.

La perforación busca alcanzar formaciones subterráneas para confirmar la presencia de petróleo o gas. A partir de estudios geológicos y sísmicos, se selecciona el sitio óptimo y se diseña el pozo. Una barrena rotatoria perfora el subsuelo, mientras el lodo de perforación enfría, lubrica y transporta los recortes a la superficie, además de sellar las paredes del pozo y controlar presiones. El pozo se entuba para proteger acuíferos y evitar derrumbes. Tras la evaluación, el pozo se cierra o se completa para producción, asegurando la integridad del entorno y la operación.

La extracción de petróleo y gas consiste en llevar los hidrocarburos a la superficie, ya sea por energía natural del yacimiento (extracción primaria) o mediante técnicas de levantamiento artificial. Entre los métodos más comunes están el bombeo mecánico, eléctrico, hidráulico y por gas. Cuando hay obstrucciones o baja permeabilidad, se emplean ácidos para disolver partículas o fracturar la roca. La producción de cada pozo se dirige a estaciones de recolección, donde se realiza la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del crudo, asegurando un manejo eficiente desde el pozo hasta su procesamiento inicial.

Transporte

Tras su extracción, los hidrocarburos se transportan desde los yacimientos hasta las plantas de procesamiento. El gas natural es conducido por gasoductos hacia plantas separadoras cercanas a la zona de producción. Luego, es distribuido a través de redes troncales y sistemas locales. El petróleo crudo se almacena en terminales de despacho y se envía a refinerías mediante oleoductos, camiones o embarques marítimos. También puede destinarse a exportación. Este proceso asegura la conexión eficiente entre la producción en boca de pozo y el procesamiento o consumo final de los hidrocarburos.

Industrialización: procesamiento y/o acondicionamiento

El procesamiento de gas y petróleo comienza con la separación inicial en estaciones de flujo mediante equipos verticales u horizontales. El gas se separa del crudo, que puede requerir tratamientos adicionales como calentamiento, desalación o aplicación de aditivos. El gas tratado se destina a plantas separadoras, donde se extraen metano, etano, GLP y gases pesados; luego se inyecta en gasoductos para diversos usos. El crudo restante se exporta o refina en plantas como YPF (La Plata, Luján de Cuyo, Plaza Huincul), Raizen (Shell), Axion (PAE), Refinor y otras pymes como New American Oil y RefiPampa.

Distribución y destino comercial

La etapa final incluye la distribución y venta de los subproductos refinados. Los combustibles se destinan principalmente al transporte; los destilados medios pueden reprocesarse o emplearse en la industria petroquímica, mientras que los destilados pesados, como el fueloil, se usan en generación eléctrica. Las refinerías transforman el crudo en productos para diversos sectores: petroquímica, plantas de lubricantes, operadores de residuos, centrales térmicas, estaciones de servicio y centros logísticos. Los principales refinadores y comercializadores ya fueron mencionados en el párrafo anterior. Esta etapa cierra la cadena del petróleo, conectando la producción con el consumo final.

Metodología para la estimación de emisiones

Existen dos tipos de emisiones de GEI en los proyectos analizados:

1. Emisiones por combustión, generadas por el uso de combustibles fósiles en los procesos que requieren energía para ser llevados a cabo a lo largo de toda la cadena productiva y de transporte.
2. Emisiones fugitivas, que incluyen principalmente pérdidas/filtraciones de gases, venteos intencionales y quema en antorchas que ocurren a lo largo de toda la cadena productiva y de transporte del gas natural y del petróleo.

La metodología de cálculo utilizada para estimar las posibles emisiones de metano, otros gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos que se generarían por las inversiones antes presentadas se basa en las Directrices de 2006 del IPCC para la elaboración de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (IPCC, 2006) y su revisión de 2019 (IPCC, 2019).

Para los casos en que las directrices del IPCC aún están incompletas o brindan procedimientos con un alto grado de incertidumbre se recurrió a las metodologías elaboradas por el Instituto Americano de Petróleo (API, por su sigla en inglés) (API, 2015), siempre que la información disponible así lo permitiera.

En ambos casos la metodología utilizada se basa en el cálculo de las emisiones a partir de la combinación de los datos de una determinada actividad (cuantificación de esa actividad) y los coeficientes que valoran las emisiones o absorciones por cada unidad de esa actividad, lo que se conoce como factor de emisión. Para el uso de las directrices del IPCC se utilizan métodos de nivel 1, donde los datos de actividad se obtienen a partir de las estadísticas nacionales o internacionales disponibles, en combinación con los factores de emisión por defecto que brindan dichas directrices. De igual modo, para la aplicación de las metodologías API se sigue el mismo criterio, procurando la utilización de métodos que solo requieran la misma categoría de datos que los utilizados para el nivel 1 de las directrices del IPCC. Esta decisión se debe a la imposibilidad de generar otro tipo de datos específicos para el presente análisis. En ningún caso se realizan mediciones directas ni de datos de la actividad, ni de factores de emisión, ni de emisiones totales.

Siempre que fue posible se recurrió a los factores de emisión utilizados por la Argentina para la elaboración de sus inventarios de GEI nacionales (Subsecretaría de Ambiente, 2024). Así como también se empleó el Potencial de Calentamiento Global del Quinto Informe de Evaluación del IPCC (IPCC, 2013), en consistencia con el último inventario nacional.

Los datos de actividad utilizados se basan en la información contenida en anuncios y comunicados oficiales, es decir, generados en algún nivel del sector gubernamental, o privados, realizados por las mismas empresas que llevarán adelante las inversiones. Estos anuncios se recaban a partir de búsquedas en páginas de internet oficiales, privadas o de medios de comunicación (ver Tabla 7.1).

El Balance Energético Nacional (BEN)²², así como publicaciones científicas (Tabla 7.1), también fueron utilizados como fuente de información para la determinación de valores de referencia de consumo de energía relacionados a cada proceso y/o actividad.

Tanto para los factores de emisión como para algunos de los datos de actividad existe cierta incertidumbre en los valores considerados debido a que se han tomado factores de emisión por defecto y rangos de valores de actividad de las diferentes industrias. Cuando no existen datos nacionales por ser actividades que no se desarrollan en el país actualmente, como la licuefacción de gas natural, se toman rangos de valores de publicaciones científicas. En todos los casos se utilizan valores promedio para realizar los cálculos de las emisiones, por lo que podrían variar los resultados si se considera la incertidumbre asociada a cada valor. Estas incertidumbres se han dejado reflejadas en las tablas donde se detallan los valores utilizados para cada actividad.

TABLA 7.1 Datos de actividad para el uso de energía en los procesos productivos de gas natural, gas natural licuado y petróleo

Actividad	Dato según referencia	Dato de actividad utilizado	Unidades	Criterio	Fuente
Licuefacción de gas natural	Consumo de energía primaria para procesos a gran escala (0,031–0,102 GJ/GJ de GNL)	0,076	tep/t LNG	Promedio	Zhang, J., Meerman, H., Benders, R. y Faaij, A. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. <i>Applied Thermal Engineering</i> , 166, 114736.
Producción de gas natural	Consumo propio en procesos de producción de gas natural (3,912 ktep consumidos – 42,172 ktep producidos)	0,093	tep/tep producción primaria de GN	Promedio	Balance Energético Nacional Año 2023, Secretaría de Energía, Ministerio de Economía.
Producción de petróleo	Consumo propio en procesos de producción de petróleo (44 ktep consumidos – 32,812 ktep producidos)	0,001	tep/tep producción primaria de petróleo	Promedio	Balance Energético Nacional Año 2023, Secretaría de Energía, Ministerio de Economía.

Los factores de emisión utilizados para la estimación de las emisiones generadas debido a la quema de combustibles necesaria para el abastecimiento de energía de cada actividad evaluada, así como los factores de emisión usados para la estimación de las emisiones fugitivas, se muestran en el Anexo (Tablas A.1 y A.2).

22. Para ver los balances, visitar <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>

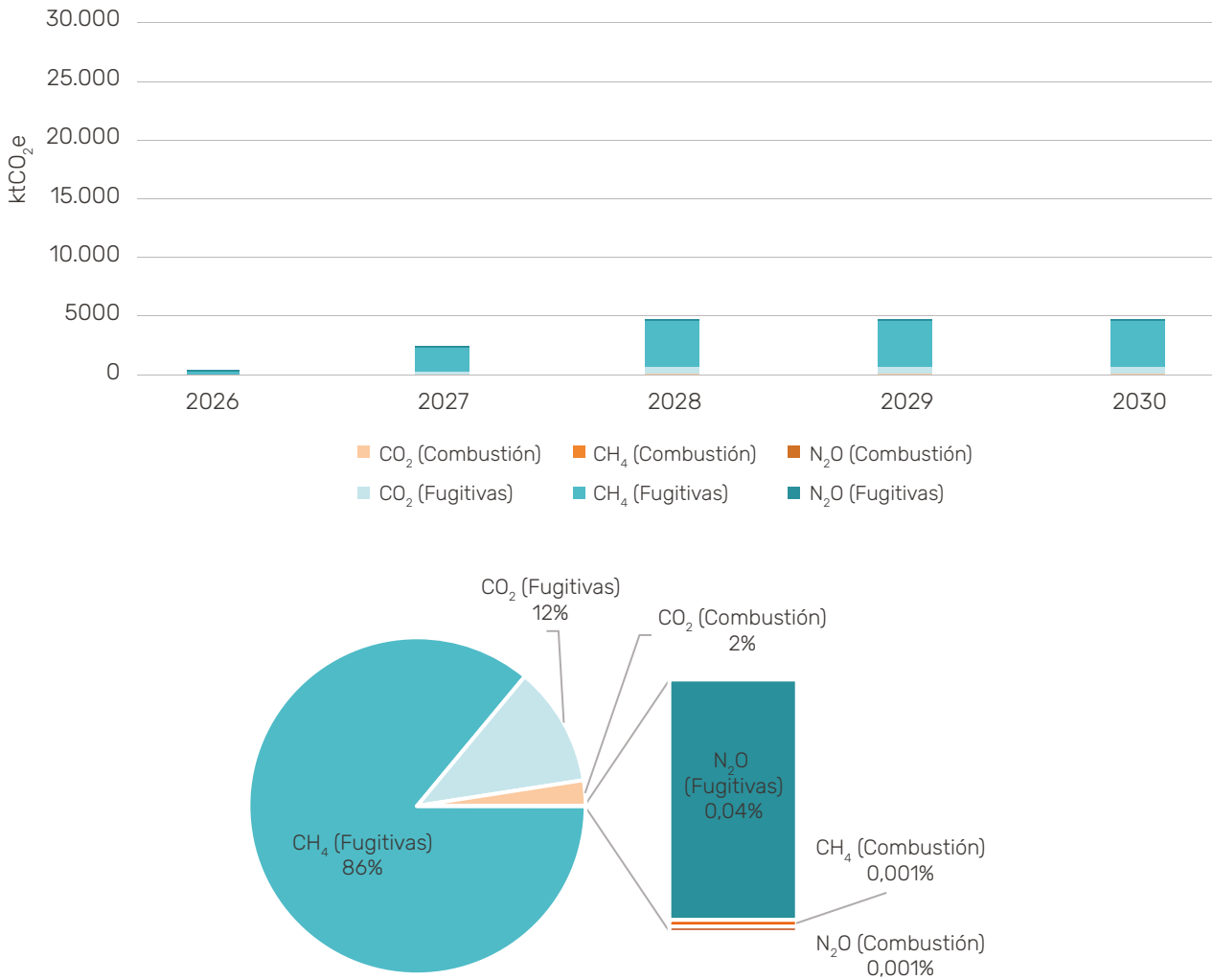
Resultados obtenidos

En primer lugar, se presentan las emisiones de GEI que se generarían por cada uno de los proyectos analizados, diferenciando por fuente de emisión y tipo de gas. Posteriormente se presentan las emisiones totales (suma de los tres proyectos) y se comparan con las emisiones del último inventario de GEI de la Argentina, de 2022.

Proyectos de producción de petróleo para exportación e infraestructura para su transporte (Vaca Muerta Sur)

Los proyectos destinados a la producción de petróleo para su exportación, incluyendo el oleoducto Vaca Muerta Sur, sumarían unas 4660 ktCO₂e al inventario nacional al año 2030, de las cuales el 86% serían emisiones de metano (Figura 8.1).

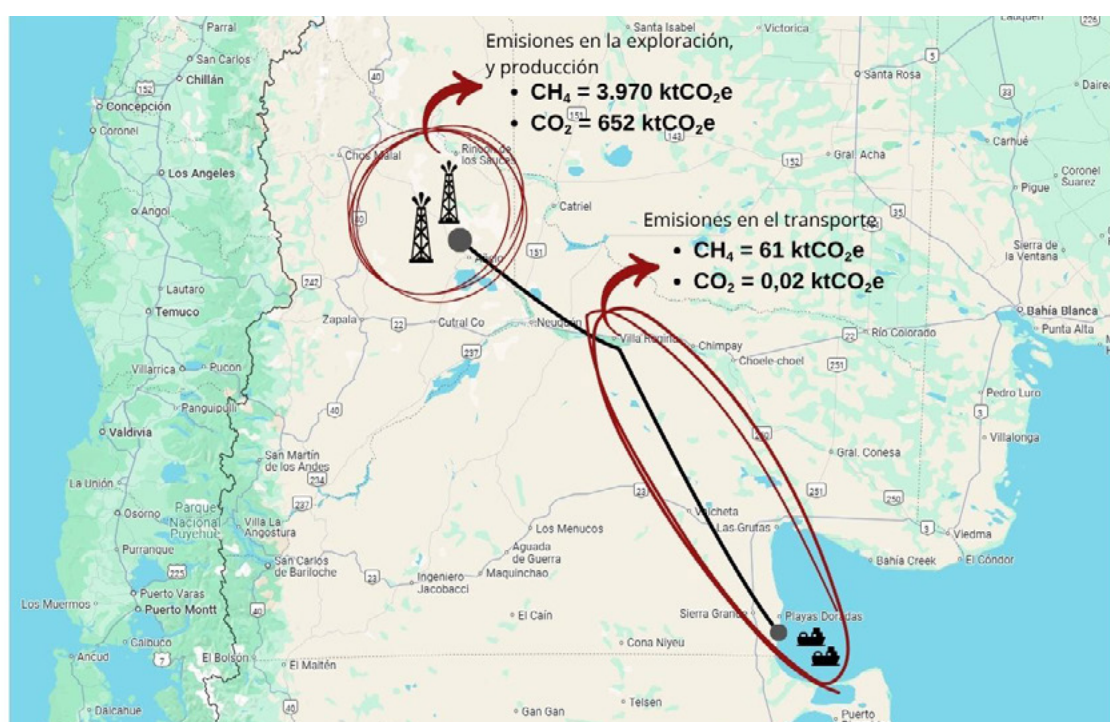
FIGURA 8.1 Arriba, serie de emisiones anuales de los proyectos para la exportación de petróleo. Abajo, participación de cada gas y fuente de emisión en las emisiones acumuladas entre 2026 y 2030.



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8.2 se muestra la ubicación en el mapa de las fuentes de emisiones de los proyectos anunciados para la exportación de petróleo, incluyendo el oleoducto Vaca Muerta Sur, desde el yacimiento de Vaca Muerta hasta Punta Colorada, en Río Negro. Los datos de emisiones que se informan en la imagen corresponden al año 2030, y contemplan tanto las emisiones fugitivas como las emisiones por combustión. Se observa que la mayor cantidad de emisiones se concentraría en Neuquén, en los yacimientos donde se extrae el petróleo.

FIGURA 8.2 Ubicación espacial en el territorio de los focos de generación de emisiones de GEI de los proyectos para la exportación de petróleo y el oleoducto Vaca Muerta Sur. Los valores mostrados corresponden a las emisiones esperadas para 2030.



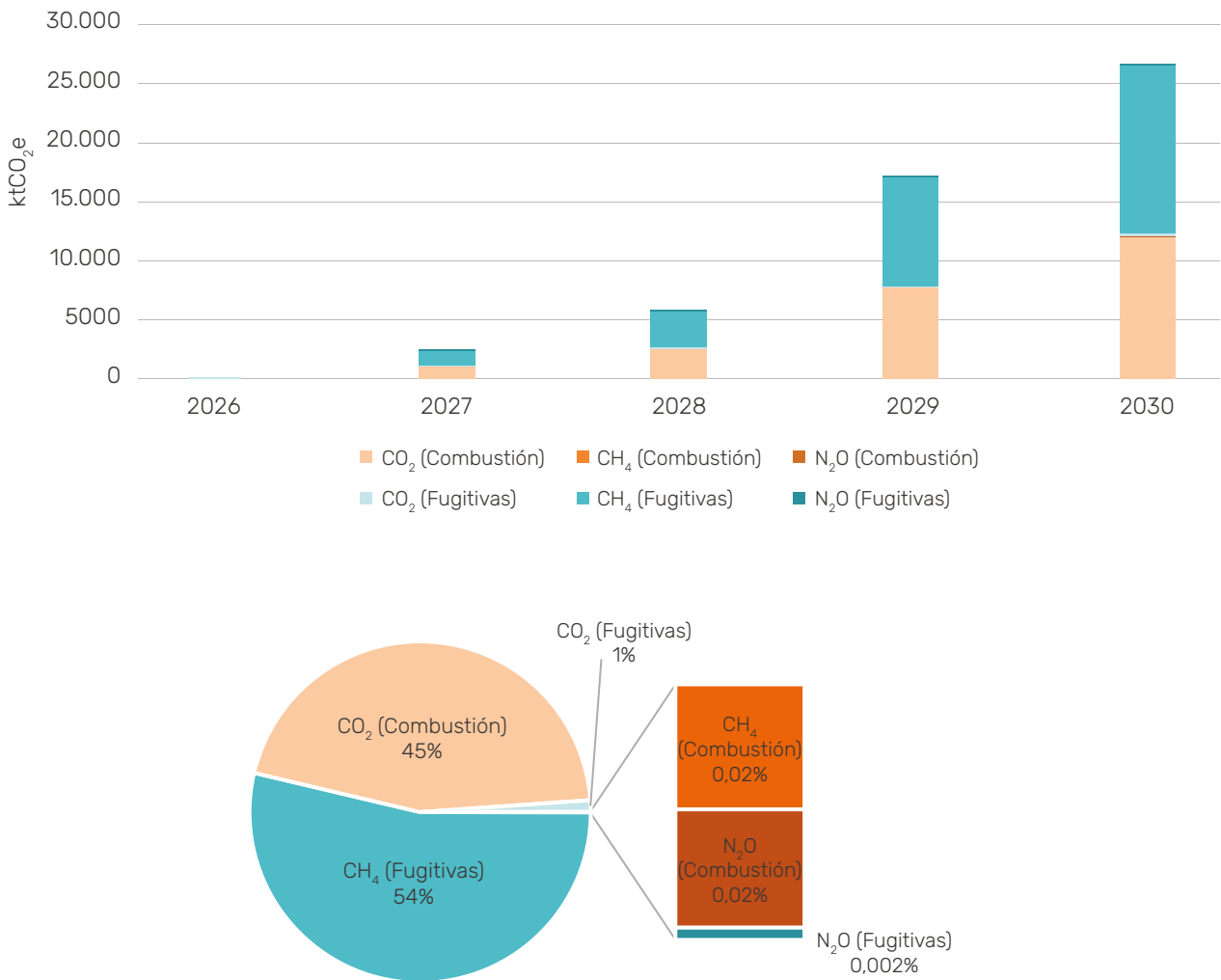
Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

Durante la etapa de exploración y producción se liberarían 3970 ktCO₂e de metano y 652 ktCO₂e de dióxido de carbono, mientras que el transporte aportaría otras 61 ktCO₂e de CH₄. Además de estos GEI, es probable que se liberen compuestos orgánicos volátiles con efectos adversos sobre la salud, afectando a las comunidades cercanas por exposición a contaminantes atmosféricos.

Argentina LNG

Las diferentes etapas de la iniciativa Argentina LNG sumarían en 2030 un total de 26.444 ktCO₂e, de las cuales el 54% serán emisiones fugitivas de metano y un 45% emisiones de CO₂ proveniente de la combustión de combustibles fósiles en cada etapa del proyecto, desde la producción del gas en el yacimiento, pasando por su transporte, hasta la licuefacción en las terminales para su despacho final (Figura 8.3).

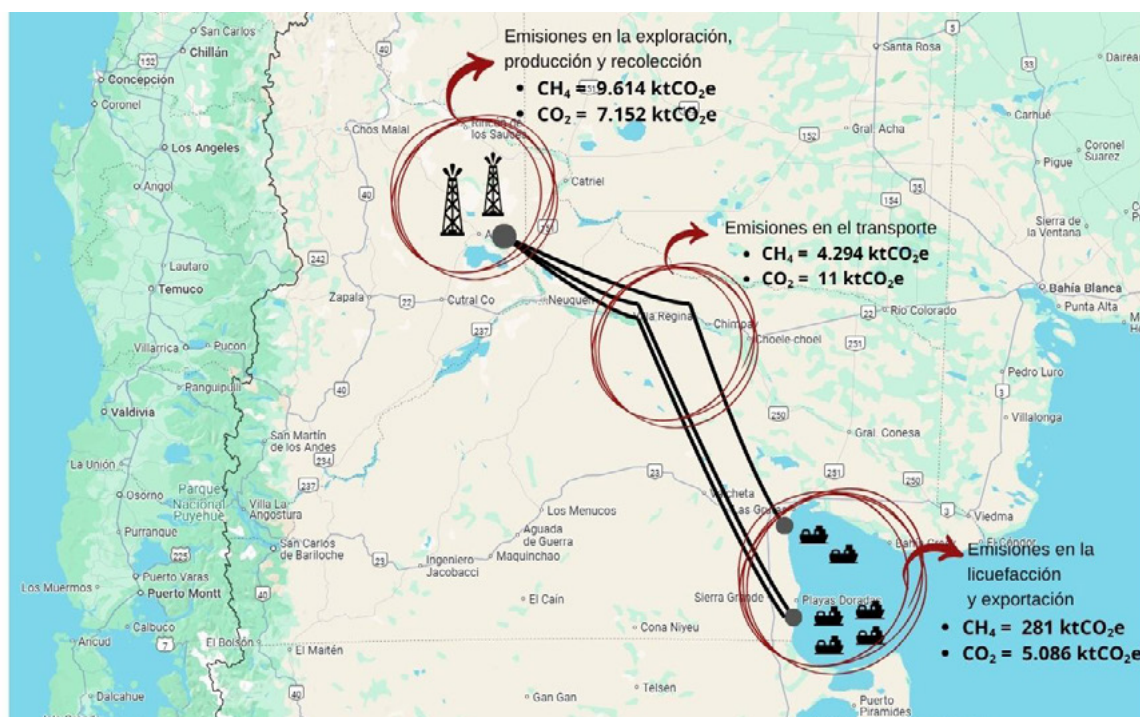
FIGURA 8.3 Arriba, serie de emisiones anuales del proyecto Argentina LNG. Abajo, participación de cada gas y fuente de emisión en las emisiones acumuladas entre 2026 y 2030



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8.4 se muestra la ubicación de las fuentes de emisiones del proyecto Argentina LNG, contemplando las tres etapas anunciadas y toda la cadena de producción, transporte, licuefacción y exportación de gas natural desde Vaca Muerta hasta Punta Colorada, en Río Negro. Los datos de emisiones que se informan en la imagen corresponden a 2030, y contemplan tanto las emisiones fugitivas como las emisiones por combustión.

FIGURA 8.4 Ubicación espacial en el territorio de los focos de generación de emisiones de GEI de la iniciativa Argentina LNG. Los valores mostrados corresponden a las emisiones esperadas para 2030



Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

Las emisiones más elevadas se producirían en la etapa de exploración y producción, que se concentraría en Neuquén, con 9614 ktCO₂e de metano y 7152 ktCO₂e de dióxido de carbono. El transporte añadiría 4294 ktCO₂e de CH₄ y 11 ktCO₂e de CO₂, mientras que la etapa de licuefacción y exportación contribuiría con 281 ktCO₂e de CH₄ y 5086 ktCO₂e de CO₂.

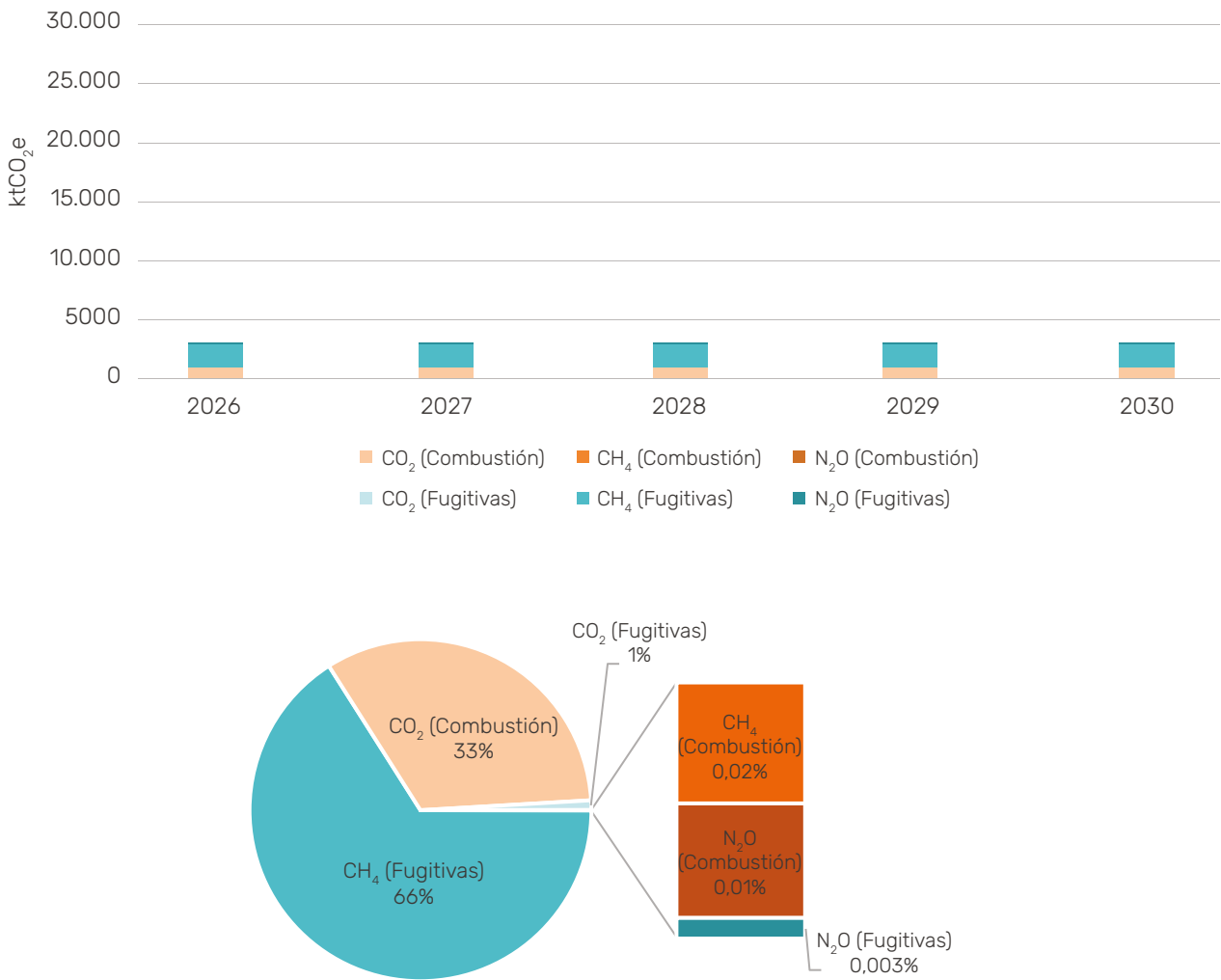
A estas emisiones se sumarían las de COVNM —estimadas de forma separada—, que podrían afectar la salud humana con gravedad. Las comunidades cercanas a pozos, ductos y plantas portuarias se enfrentan a una exposición prolongada a contaminantes que pueden causar enfermedades respiratorias, cardiovasculares, neurológicas y cáncer, sin un sistema integral de monitoreo ni garantías de participación en decisiones que afectan su territorio y su bienestar.

Ampliación del gasoducto Perito Moreno (antes llamado Néstor Kirchner)

La ampliación del gasoducto Perito Moreno con el fin de abastecer de gas natural al litoral argentino puede también devenir en una futura exportación de gas natural a Brasil por este medio, como ha sido informado por administraciones anteriores de la Secretaría de Energía.

De concretarse, este proyecto incrementaría las emisiones de GEI totales de la Argentina en 2830 ktCO₂e anuales a partir de 2026, de las cuales el 66% correspondería a emisiones de metano (Figura 8.5).

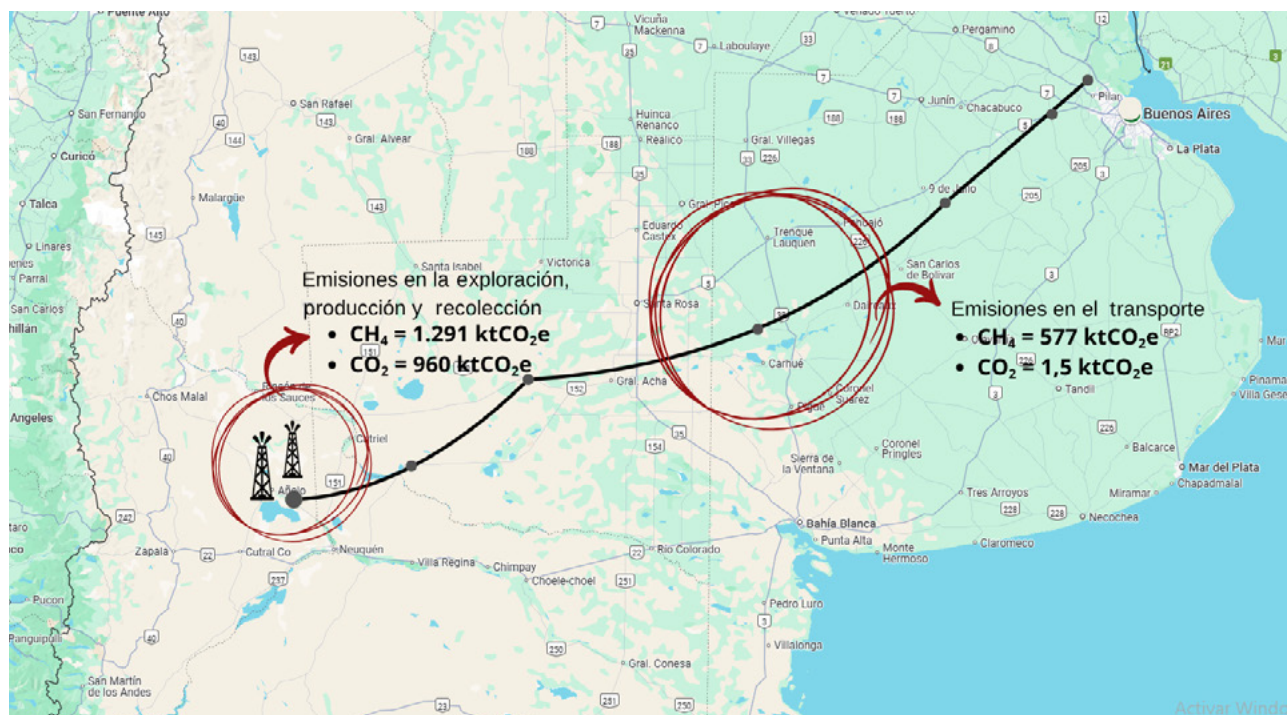
FIGURA 8.5 Serie de emisiones anuales debidas a la ampliación del gasoducto Perito Moreno (arriba) y participación de cada gas y fuente de emisión en las emisiones acumuladas entre 2026 y 2030 (abajo)



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 8.6 muestra la ubicación en el territorio argentino de las principales fuentes de emisión del proyecto de ampliación del gasoducto Perito Moreno desde Vaca Muerta hasta la provincia de Buenos Aires. Como en los casos anteriores, el mayor foco de emisiones se daría en las etapas de exploración, producción y recolección del gas natural, que ocurrirían en la zona del yacimiento de Vaca Muerta, principalmente en la provincia de Neuquén.

FIGURA 8.6 Ubicación espacial en el territorio de los focos de generación de emisiones de GEI de la ampliación del gasoducto Perito Moreno. Los valores mostrados corresponden a las emisiones esperadas para 2030



Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

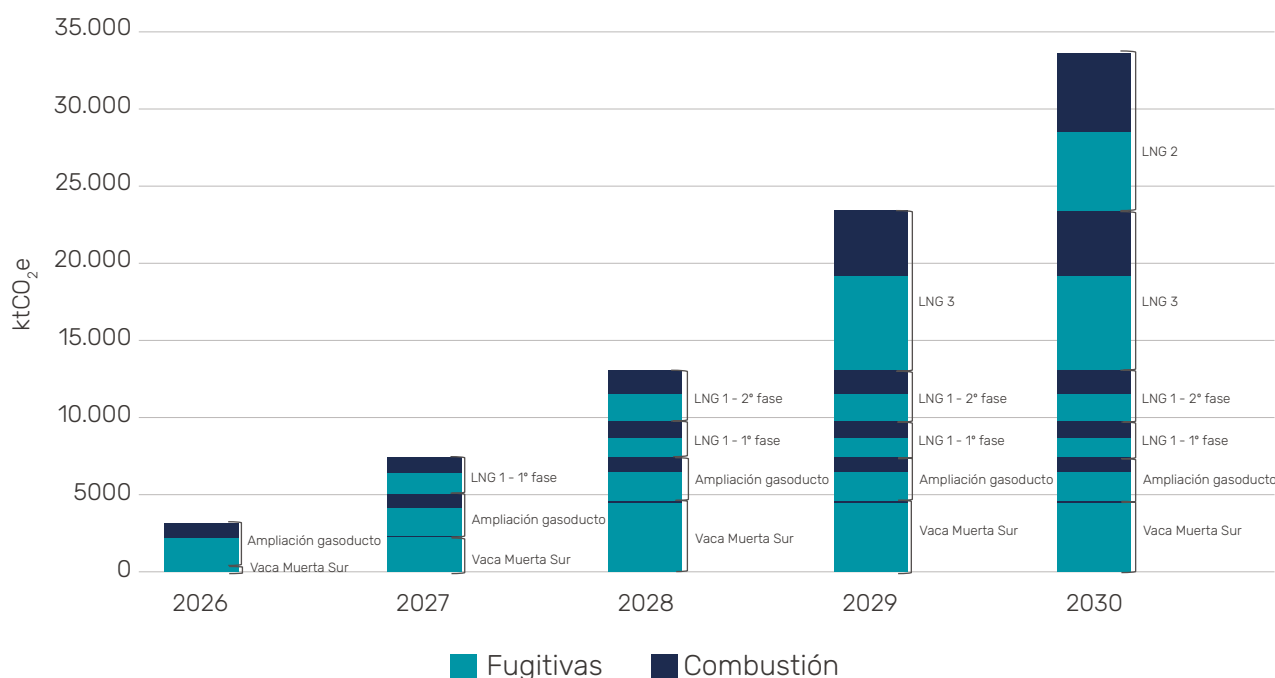
En la etapa de exploración, producción y recolección se emitirían 1291 ktCO₂e de metano (CH₄) y 960 ktCO₂e de dióxido de carbono. Durante el transporte se sumarían otras 577 ktCO₂e de CH₄ y 1,5 ktCO₂e de CO₂. Además de estos GEI, podrían emitirse compuestos tóxicos como COVNM, que podrían afectar la salud de las poblaciones cercanas. Sin monitoreo ni consulta pública, las comunidades quedan expuestas a riesgos invisibilizados.

Emisiones totales de los nuevos proyectos

Las emisiones generadas por la producción de hidrocarburos y la infraestructura necesaria de los nuevos proyectos para la exportación irían incrementando las emisiones netas de la Argentina paulatinamente, llegando a su máximo en 2030, considerando las proyecciones de producción informadas para cada proyecto.

La Figura 8.7 muestra la evolución proyectada de emisiones de GEI (en ktCO₂e) entre 2026 y 2030 asociadas a los proyectos para la exportación de gas y petróleo en la Argentina. Se distinguen emisiones fugitivas (en turquesa) y por combustión (en azul), provenientes de Vaca Muerta Sur, las distintas fases del proyecto Argentina LNG y la ampliación del gasoducto.

FIGURA 8.7 Incorporación anual de emisiones de GEI totales, identificadas en fugitivas y de combustión, para cada una de las etapas de los diferentes proyectos para la exportación de petróleo y gas



Fuente: Elaboración propia.

De esta forma, **año tras año se irían sumando las emisiones correspondientes a cada una de las etapas de cada proyecto que entre en operación, hasta alcanzar en 2030 un total de casi 34.000 ktCO₂e, que se adicionarían al inventario de GEI de la Argentina.** Un 60% de estas emisiones corresponderían a metano.

Emisiones de compuestos orgánicos volátiles distintos al metano (COVNM)

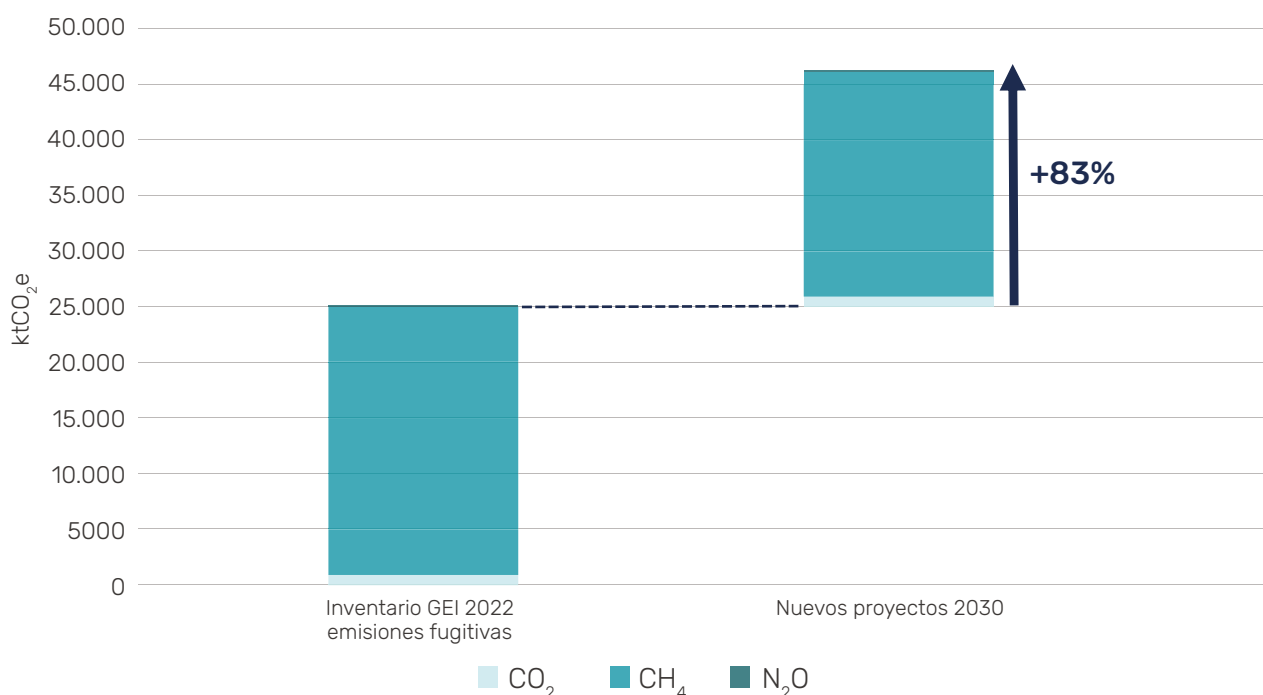
Las actividades relacionadas a la exportación de hidrocarburos contribuirían, también, a incrementar las emisiones de COVNM. Estas emisiones podrían alcanzar las 167 ktCOVNM en 2030, considerando la totalidad de los proyectos analizados en este documento. Las emisiones de COVNM se dan principalmente en las etapas de producción y en menor medida en las de transporte.

Con el fin de evaluar el potencial impacto en la salud humana derivado de las emisiones de COVNM sería necesario, por un lado, identificar y localizar las fuentes de emisión y aplicar modelos de dispersión atmosférica que permitan estimar las concentraciones resultantes en el entorno y, por otro, establecer la ubicación y densidad de los asentamientos cercanos a fin de caracterizar adecuadamente la exposición de la población a dichos contaminantes.

Comparación con el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

Los proyectos para la exportación de hidrocarburos generarían un incremento de un 83% en las emisiones fugitivas a 2030 respecto del inventario nacional de 2022 (Figura 8.8). Esto significa unas 20.930 ktCO₂e adicionales, de las cuales el 96% serían emisiones de gas metano.

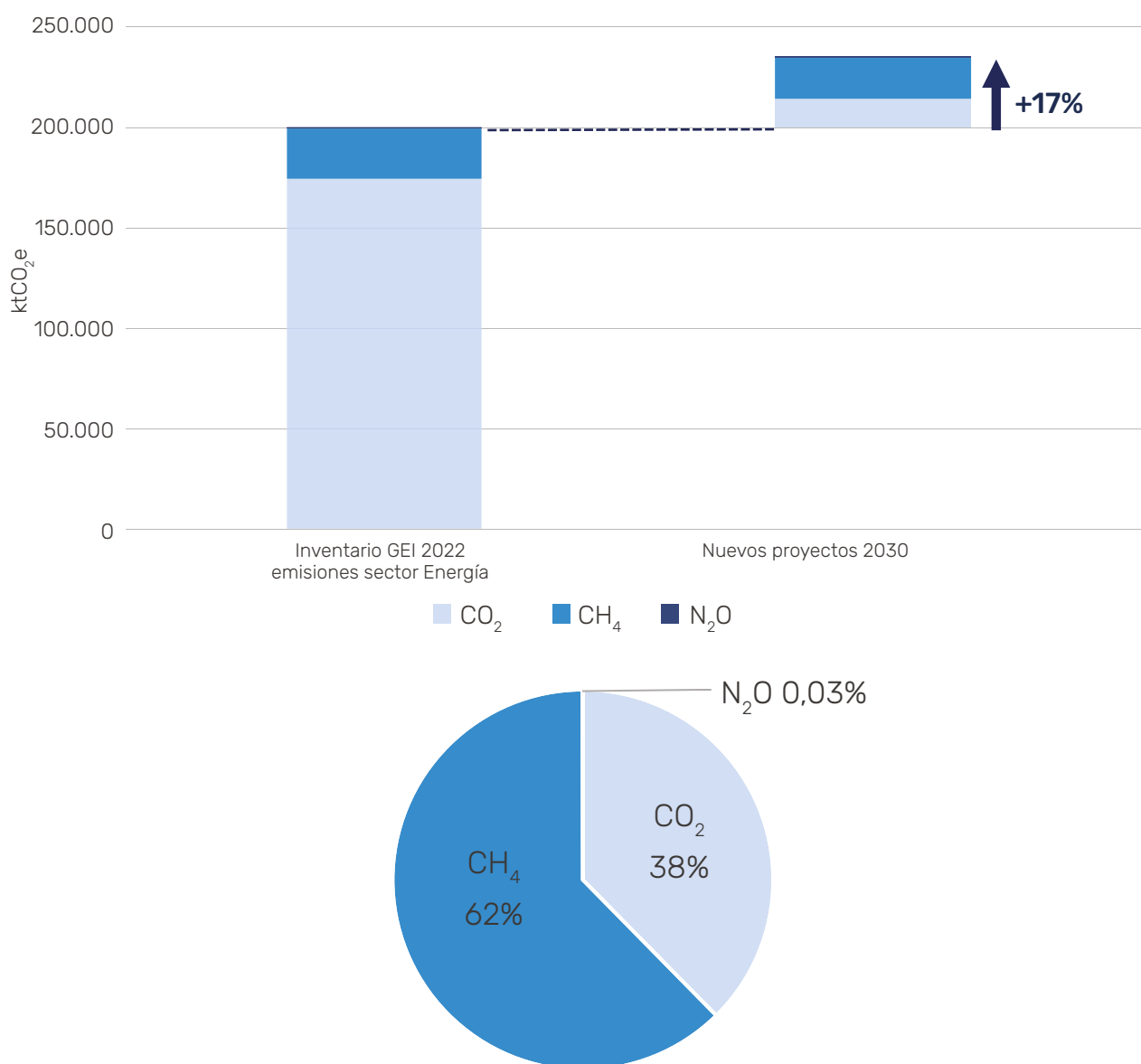
FIGURA 8.8 Incremento estimado de las emisiones fugitivas a 2030 debido a los proyectos para la exportación de hidrocarburos respecto del inventario 2022



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones totales del sector de la energía aumentarían un 17% respecto de 2022, considerando tanto las emisiones fugitivas como también las que son producto de la quema de combustible como consecuencia de las actividades necesarias para la exportación (Figura 8.9). De este total, el 62% serían emisiones de metano.

FIGURA 8.9 Incremento estimado de las emisiones de GEI totales del sector Energía a 2030 debido a los proyectos para la exportación de hidrocarburos respecto del inventario 2022



Fuente: Elaboración propia.

Contribución a las emisiones mundiales de los nuevos proyectos de hidrocarburos para exportación

El uso final de los combustibles fósiles producidos y exportados por los nuevos proyectos en la Argentina generaría emisiones de GEI que, aunque fuera del territorio nacional, contribuirían a incrementar las emisiones a nivel global en los próximos años.

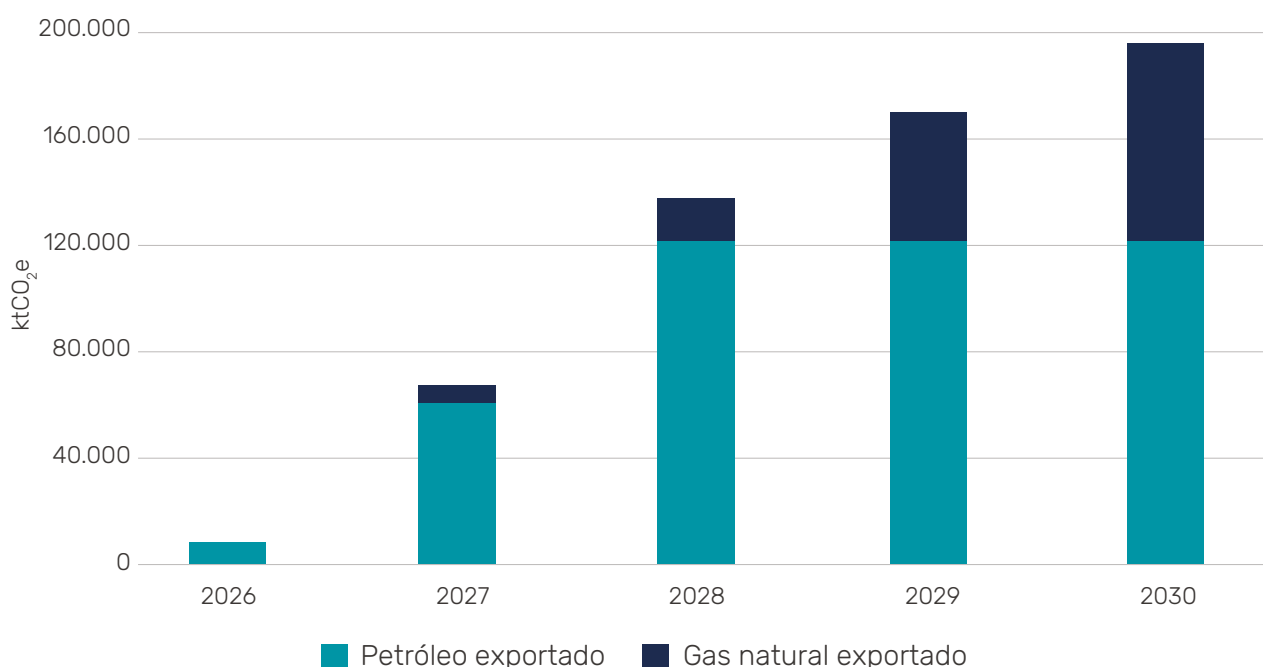
A continuación, se cuantifica y analiza cuál sería este aporte a las emisiones globales. Este cálculo es estimativo, ya que las emisiones generadas por el uso de los combustibles dependen de varios factores dados por las características de ese uso. En particular, las emisiones generadas por el uso final del

petróleo, que requiere de un proceso de destilación y refinación, difieren según el derivado en el que se transforma. Además, las emisiones también difieren según la tecnología con la que ocurre ese uso final, es decir, dónde ocurre la combustión, tanto para el gas natural como para los derivados del petróleo.

Para este análisis, como se desconoce el destino final de los hidrocarburos que se exportarían, se asumen factores de emisión estándares para la combustión de gas natural en fuentes estacionarias y de petróleo en fuentes móviles. Para mayor detalle, ver la Tabla A.1 del Anexo.

En la Figura 8.10 se muestran las emisiones anuales que se generarían por este uso hasta 2030, año en el que se alcanzaría el máximo nivel de exportaciones según los proyectos analizados. El mayor aporte a estas emisiones provendría de la exportación de petróleo, que representa el 62% de un total de 198.031 ktCO₂e en 2030. Además, el 99,7% de estas emisiones correspondería a emisiones de dióxido de carbono, principal gas de efecto invernadero generado por la quema de combustibles fósiles.

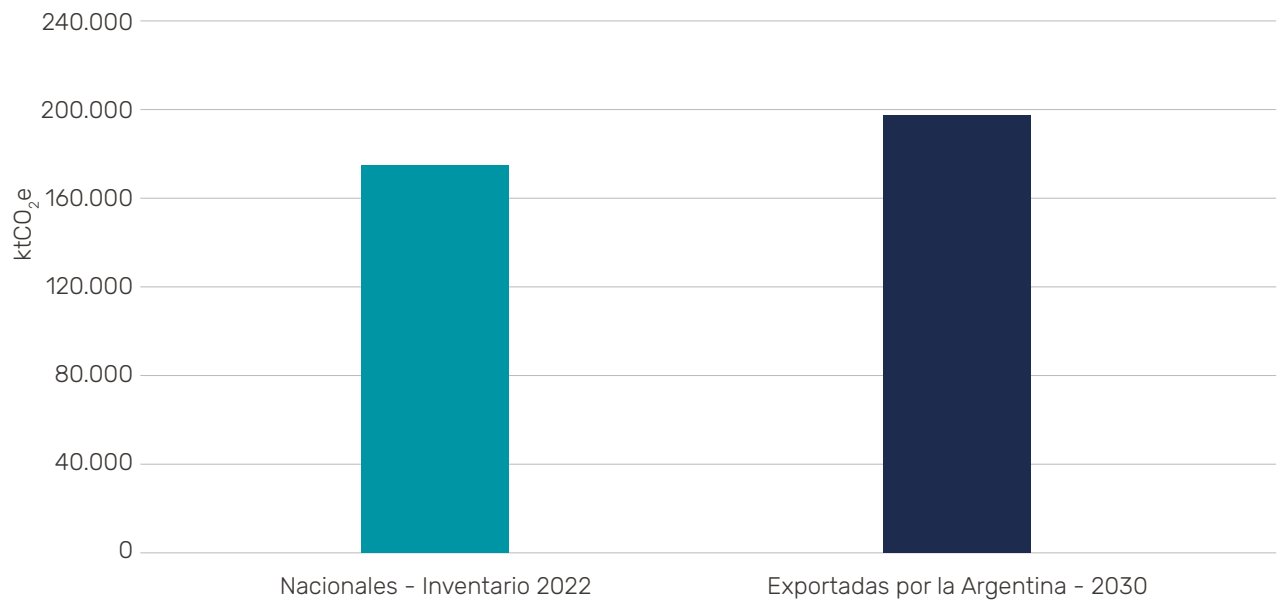
FIGURA 8.10 Emisiones generadas por el uso del gas natural y petróleo exportados por la Argentina



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones que se generarían por el uso de los combustibles exportados por la Argentina en 2030 representan el 113% de las emisiones nacionales producto de la quema de combustibles en 2022, considerando el último inventario de GEI presentado por el país (Figura 8.11). Esto permite tener una magnitud del aporte que producirían estas exportaciones de combustibles fósiles de la Argentina a las emisiones globales en un futuro cercano.

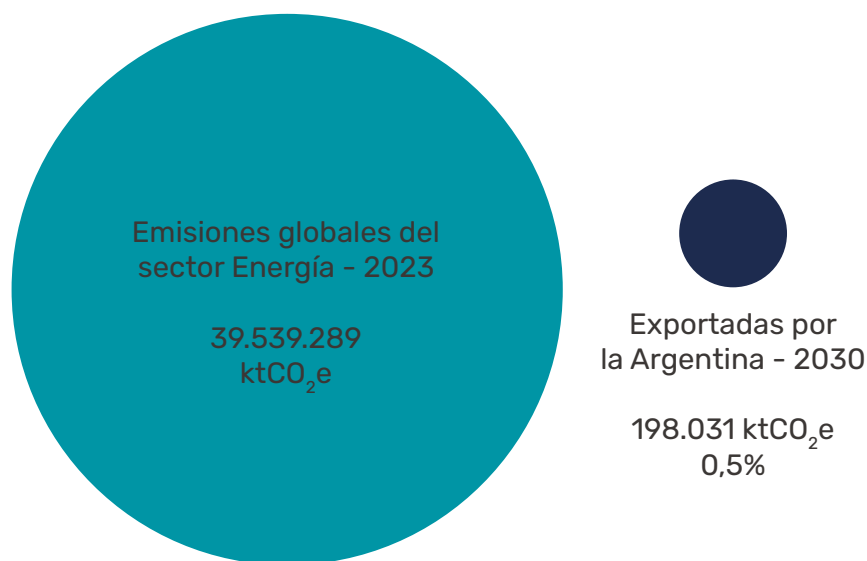
FIGURA 8.11 Comparativa entre las emisiones por combustión en la Argentina en 2022 (Subsecretaría de Ambiente, 2024) con las emisiones por combustión de los combustibles fósiles exportados en 2030



Fuente: Elaboración propia.

En 2023, las emisiones globales generadas en el sector Energía fueron de 39,5 millones tCO₂e (EDGARD, 2024; IEA *et al.*, 2024). Si se comparan las emisiones que se generarían por el uso de los combustibles exportados por la Argentina en 2030 con este valor, el aporte a las emisiones globales significaría un incremento del 0,5% (Figura 8.12).

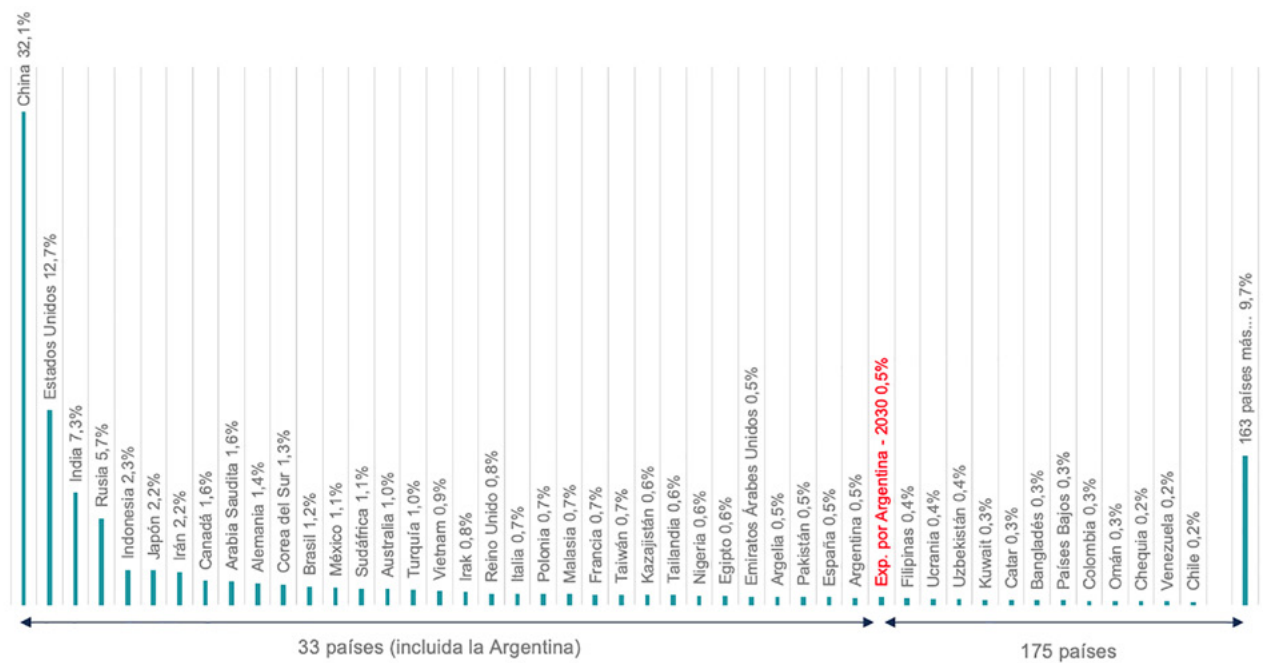
FIGURA 8.12 Comparativa de las emisiones debidas a la quema de combustibles fósiles exportados por la Argentina en 2030 con las emisiones globales del sector Energía en 2023



Fuente: Elaboración propia.

Para dimensionar este aporte, en la Figura 8.13 se muestra la participación porcentual en las emisiones del sector Energía en 2023 de los países, ordenados en forma decreciente. Esto posiciona al aporte argentino a las emisiones globales de la exportación de hidrocarburos proyectada a 2030 entre los 33 países que más contribuyen, con un 0,5% de participación global, y deja por debajo a 175 países que tienen niveles de emisiones iguales o menores al 0,4%.

FIGURA 8.13 Participación porcentual en las emisiones del sector Energía en 2023 de cada país del mundo, ordenados en forma decreciente



Fuente: Elaboración propia en base a EDGARD, 2024.

Comentarios finales

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que de concretarse los proyectos para la exportación de petróleo y gas que se han dado a conocer hasta la fecha, las emisiones fugitivas de metano se incrementarían en un 79% hacia 2030 respecto de las emisiones fugitivas informadas en el último inventario nacional de GEI de 2022. Estas mismas emisiones, sumadas a las emisiones de dióxido de carbono y otros gases provenientes de la combustión de gas necesaria para dar energía a los equipos utilizados a lo largo de la cadena productiva de petróleo y gas licuado para exportación, incrementarían las emisiones del sector Energía en un 16% en 2030 respecto de las emisiones del sector informadas en dicho inventario.

Si a esto se agregan las emisiones de dióxido de carbono que se producirían por el uso del petróleo y el gas exportado, se estaría aportando un 0,5% a las emisiones globales de dióxido de carbono de origen fósil (Figura 8.12). Claro que estas emisiones no se contabilizarían en el inventario nacional de GEI de la Argentina, pero sí en los inventarios de los países que compren y utilicen esos combustibles. Sin embargo, esto resulta irrelevante desde el punto de vista climático, ya que la contribución al calentamiento global —y, en consecuencia, al cambio climático— no depende de quién emita ni de dónde se emitan los GEI que lo causan, sino del volumen total de emisiones liberadas a la atmósfera.

Es por esto que los proyectos previstos para la exportación de petróleo y gas, y sus emisiones asociadas de metano y otros GEI, pasarían a ser parte de la infraestructura planificada para la explotación de combustibles fósiles que menciona el IPCC en su último informe de evaluación, informe que sostiene con claridad y certeza que: “El desmantelamiento y la reducción del uso de las instalaciones existentes de combustibles fósiles, así como la cancelación de nuevas instalaciones, son necesarios para alinear las futuras emisiones de CO₂ del sector energético con los escenarios que limitan el calentamiento global a 1,5°C” (IPCC, 2022c).

A modo de cierre, resulta imprescindible subrayar que si bien las emisiones estimadas de metano y otros GEI constituyen un eje central de este análisis, los impactos sobre la salud humana derivados de estos y otros contaminantes asociados son igualmente críticos. Las consecuencias sanitarias exigen ser comprendidas, evaluadas y abordadas con la misma rigurosidad y urgencia que las consideraciones climáticas.

En este sentido, el análisis de estos proyectos, así como de la política energética en general, debe abordar de manera completa y sistemática cada una de las consecuencias socioambientales, socioeconómicas y político-institucionales, claves para el desarrollo sostenible de un país. Solo así se podrá realizar una evaluación integral, informada y necesariamente participativa sobre políticas y proyectos específicos como los analizados en este documento.

Anexos

TABLA A.1 Factores de emisión correspondientes a la quema de combustibles en industrias energéticas

Combustible	Nombre	Descripción	Unidades	Valor	Nivel de incertidumbre	Fuente de información
Combustión de gas natural	FE CO ₂ gas natural	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (Medio) – Gas natural	tCO ₂ /tep	2,351	S/D	FE local para la República Argentina
	FE CH ₄ gas natural	Factor de emisión de CH ₄ – Gas natural y gases licuados de petróleo	tCH ₄ /tep	0,00004	-70%/+200%	IPCC 2006 – Cuadro 2.4 / 2.5 – Según combustible y actividad – Cambio de unidades
	FE N ₂ O gas natural	Factor de emisión de CH ₄ – Gas natural y gases licuados de petróleo	tN ₂ O/tep	0,000004	-970%/+700%	IPCC 2006 – Cuadro 2.4 / 2.5 – Según combustible y actividad – Cambio de unidades
Combustión de petróleo crudo	FE CO ₂ petróleo crudo	Factores de emisión de CO ₂ por defecto para la combustión estacionaria	tCO ₂ /tep	3,40	-3%/+6%	IPCC 2006 – Cuadro 2.3 – Según combustible y actividad – Cambio de unidades
	FE CH ₄ petróleo crudo	Factores de emisión de CH ₄ por defecto para la combustión estacionaria	tCH ₄ /tep	0,0001	-67%/+230%	IPCC 2006 – Cuadro 2.3 – Según combustible y actividad – Cambio de unidades
	FE N ₂ O petróleo crudo	Factores de emisión de N ₂ O por defecto para la combustión estacionaria	tN ₂ O/tep	0,00003	-67%/+230%	IPCC 2006 – Cuadro 2.3 – Según combustible y actividad – Cambio de unidades

Fuente: IPCC (2006) e IPCC (2019).

TABLA A.2 Factores de emisión correspondientes a emisiones fugitivas a la producción y transporte de petróleo, gas natural y gas natural licuado

Fuente de emisiones	Nombre	Descripción	Unidades	Valor	Nivel de incertidumbre	Criterio
Fugitivas petróleo	FE CO ₂ , exploración con quema o recuperación, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ y CH ₄ correspondiente a la exploración de petróleo con quema o recuperación, <i>onshore</i> no convencional	t gas/m ³ producción	0,00086	±30%	Perforación de pozos - Todas - Quema en antorcha y venteo y prueba de pozos - Petróleo no convencional - <i>Onshore</i>
	FE CH ₄ , exploración con quema o recuperación, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	0,00006	±30%	
	FE CO ₂ , exploración, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la exploración de petróleo <i>onshore</i> convencional	t gas/m ³ producción	0,00044	±30%	Perforación de pozos - Todas - Quema en antorcha y venteo y prueba de pozos - Petróleo convencional - <i>Onshore</i>
	FE CH ₄ , exploración, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	0,00002	±30%	
	FE N ₂ O, exploración, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	3,2E-09	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , producción, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la producción, <i>onshore</i> convencional	t gas/m ³ producción	0,0124	±30%	Producción de petróleo convencional - <i>Onshore</i>
	FE CH ₄ , producción, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	0,00343	±30%	
	FE N ₂ O, producción, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	1,90E-07	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , producción, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la producción, <i>onshore</i> no convencional	t gas/m ³ producción	0,0124	±30%	Producción de petróleo no convencional - <i>Onshore</i>
	FE CH ₄ , producción, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	0,00343	±30%	
	FE N ₂ O, producción, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	1,90E-07	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , producción, <i>offshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la producción, <i>offshore</i> no convencional	t gas/m ³ producción	0,0408	±30%	Producción de petróleo convencional - <i>Offshore</i>
	FE CH ₄ , producción, <i>offshore</i>		t gas/m ³ producción	0,00246	±30%	
	FE N ₂ O, producción, <i>offshore</i>		t gas/m ³ producción	1,60E-08	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , transporte, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente al transporte por tuberías, <i>onshore</i>	t gas/m ³ producción	4,90E-07	±100%	Transporte de petróleo convencional - Buques cisterna - Todos - <i>Offshore</i>
	FE CH ₄ , transporte, <i>onshore</i>		t gas/m ³ producción	5,40E-05	±100%	
	FE CH ₄ , transporte, <i>offshore</i>	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente al transporte por buques cisternas, <i>offshore</i>	t gas/m ³ producción	6,50E-05	±50%	Refinación del petróleo - Todas
	FE CO ₂ , refinación	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la refinación de petróleo	t gas/m ³ producción	0,00585	-50%/+130%	
	FE CH ₄ , refinación		t gas/m ³ producción	0,00003	-50%/+130%	
	FE N ₂ O, refinación		t gas/m ³ producción	8,77E-08	±100%	

Fugitivas gas natural	FE CO ₂ , exploración con quema o recuperación, <i>onshore</i>		t gas/ miles m ³ producción	0,00316	±20%	
	FE CH ₄ , exploración con quema o recuperación, <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la exploración de gas natural con quema o recuperación, <i>onshore</i> no convencional	t gas/ miles m ³ producción	8,00E-05	±20%	Perforación de pozos - Todas - Quema en antorcha y venteo y prueba de pozos - Gas natural no convencional - <i>Onshore</i>
	FE N ₂ O, exploración con quema o recuperación, <i>onshore</i>		t gas/ miles m ³ producción	2,30E-08	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , exploración convencional <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O correspondiente a la exploración de gas natural <i>onshore</i> convencional	t gas/ miles m ³ producción	5,00E-05	±20%	Perforación de pozos - Todas - Quema en antorcha y venteo y prueba de pozos - Gas natural convencional - <i>Onshore</i>
	FE CH ₄ , exploración convencional <i>onshore</i>		t gas/ miles m ³ producción	6,00E-05	±20%	
	FE N ₂ O, exploración convencional <i>onshore</i>		t gas/ miles m ³ producción	3,60E-10	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , producción y recolección de gas convencional y no convencional <i>onshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>onshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00145	±20%	Producción de gas natural - Gas natural convencional y no convencional - <i>Onshore</i>
			t gas/ miles m ³ producción	0,000035	±20%	
	FE CH ₄ , producción y recolección de gas convencional y no convencional <i>onshore</i>	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>onshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00409	±20%	
			t gas/ miles m ³ producción	0,00320	±20%	
	FE N ₂ O, producción y recolección de gas convencional y no convencional <i>onshore</i>	Factor de emisión de N ₂ O correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>onshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	2,50E-08	-10%/+1000%	
			t gas/ miles m ³ producción	6,00E-09	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,0048	±20%	Producción de gas natural - Gas natural convencional - <i>Offshore</i>
	FE CH ₄ , producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00294	±20%	
	FE N ₂ O, producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	Factor de emisión de N ₂ O correspondiente a la producción y recolección de gas convencional <i>offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	8,20E-08	-10%/+1000%	

Fugitivas gas natural	FE CO ₂ , gas procesado con LDAR o sin LDAR, <i>on/offshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a gas procesado con o sin programas LDAR convencional y no convencional <i>On/Offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00011	±10%	Procesamiento de gas natural - Gas natural convencional y no convencional - <i>On/Offshore</i>
	FE CH ₄ , gas procesado con LDAR o sin LDAR, <i>on/offshore</i>	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a gas procesado con o sin programas LDAR convencional y no convencional <i>On/Offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00165	±10%	
	FE N ₂ O, gas procesado con LDAR o sin LDAR, <i>on/offshore</i>	Factor de emisión de N ₂ O correspondiente a gas procesado con o sin programas LDAR convencional y no convencional <i>On/Offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	1,20E-09	-10%/+1000%	
	FE CO ₂ , transporte y almacenamiento <i>on/offshore</i>	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a gas procesado con o sin programas LDAR convencional y no convencional <i>On/Offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00023	-20%/+30%	Transporte y almacenamiento del gas - Transporte - Gas procesado con y sin programas LDAR convencional y no convencional - <i>On/Offshore</i>
				0,00006	-20%/+30%	
	FE CH ₄ , transporte y almacenamiento <i>on/offshore</i>	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a gas procesado con o sin programas LDAR convencional y no convencional <i>On/Offshore</i>	t gas/ miles m ³ producción	0,00336	-20%/+30%	
				0,00067	-20%/+30%	
	FE CO ₂ , distribución de gas	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a distribución de gas natural	t gas/ miles m ³ producción	0,00009	-20%/+120%	Distribución del gas natural
	FE CH ₄ , distribución de gas	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a distribución de gas natural	t gas/ miles m ³ producción	0,00292	-20%/+120%	
	FE CO ₂ , emisiones posteriores a la medición de gas natural	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a fugas en plantas industriales y centrales térmicas	t gas/ miles m ³ producción	0,00009	±60%	Emisiones posteriores a la medición - Correspondiente a fugas en plantas industriales y centrales térmicas
	FE CH ₄ , emisiones posteriores a la medición de gas natural	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a fugas en plantas industriales y centrales térmicas	t gas/ miles m ³ producción	0,00292	±60%	
	FE CO ₂ , emisiones en estaciones de importación/ exportación LNG	Factor de emisión de CO ₂ correspondiente a fugas en estaciones de importación/ exportación LNG	t gas/unidad	14.687	-20%/+30%	Emisiones en estaciones para la importación o exportación de LNG
	FE CH ₄ , emisiones en estaciones de importación/ exportación LNG	Factor de emisión de CH ₄ correspondiente a fugas en estaciones de importación/ exportación LNG	t gas/unidad	1660	-20%/+30%	

Fuente: IPCC (2006) y IPCC (2019).

Bibliografía

- Alarcón, M. F., Fernández, M. y Moroni, M. (2023). La actividad petrolera en Argentina. Instituto Geográfico Nacional, Ministerio de Defensa. <https://www.ign.gob.ar/odc-13-alarcon>
- API (2015). Liquefied Natural Gas (LNG) Operations. Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions. American Petroleum Institute. <https://www.api.org/-/media/Files/EHS/climate-change/api-lng-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>
- Ares, A. (2025). YPF lidera un financiamiento clave por USD 1.700 millones para expandir Vaca Muerta. *La Derecha Diario*. <https://derechadiario.com.ar/economia/ypf-lidera-financiamiento-clave-por-usd-1700-millones-para-expandir-vaca-muerta>
- Bertinat, P. y Chemes, J. (2023). El camino de la transición energética en Argentina; Grupo Editorial Energía y Equidad; *Energía y Equidad*; 7; 12-2023; 33-3838 https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/225262/CONICET_Digital_Nro.bd4f4862-4f4c-475d-a697-6609ca7264ec_B.pdf?sequence=2
- Biology Insight (2025). Natural Gas: Health and Safety Impacts on Humans. <https://biologyinsights.com/natural-gas-health-and-safety-impacts-on-humans/>
- Davis, C. *et al.* (2023). Community Health Impacts from Natural Gas Pipeline Compressor Stations. *Geohealth*, 23 de octubre de 2023;7(11). doi: 10.1029/2023GH000874. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10616731/>
- EDGAR (2024). (Emissions Database for Global Atmospheric Research) Community GHG Database, a collaboration between the European Commission, Joint Research Centre (JRC), the International Energy Agency (IEA), and comprising IEA-EDGAR CO₂, EDGAR CH₄, EDGAR N₂O, EDGAR F-GASES version EDGAR_2024_GHG (2024) European Commission, JRC (Datasets). https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024#data_download
- Espina, E. (2025). Vaca Muerta: YPF espera que préstamo millonario de bancos internacionales llegue en junio. *Bloomberg línea*. <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/argentina/vaca-muerta-ypf-espera-que-prestamo-millonario-de-bancos-internacionales-llegue-en-junio/>
- Galván Rico, L., Reyes Gil, R. E., Guédez Mozur, C. y De Armas, D. (2007). Los macroprocesos de la industria petrolera y sus consecuencias ambientales. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 11(43), 091-097. Recuperado el 29 de mayo de 2025, de http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212007000200006&lng=es&tlng=es.
- Gandini, N. (2025). Chevron y Shell formalizaron su incorporación como accionistas de la sociedad que construirá el Vaca Muerta Sur. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2025/03/chevron-y-shell-formalizaron-accionistas-sociedad-construira-vaca-muerta-sur/>
- Gorski, I. y Schwartz, B. (2019). Environmental Health Concerns from Unconventional Natural Gas Development. Oxford Research Encyclopedia of Global Public Health. <https://oxfordre.com/publichealth/display/10.1093/acrefore/9780190632366.001.0001/acrefore-9780190632366-e-44>
- IARC (2013). Air Pollution and Cancer. IARC Scientific Publication N° 161. Straif, K., Cohen, A. y Samet, J. (eds). <https://publications.iarc.fr/Book-And-Report-Series/Iarc-Scientific-Publications/Air-Pollution-And-Cancer-2013>
- IEA, Crippa, M., Guizzardi, D., Pagani, F., Banja, M., Muntean, M., Schaaf, E., Monforti-Ferrario, F., Becker, W. E., Quadrelli, R., Risquez Martin, A., Taghavi-Moharamli, P., Köykkä, J., Grassi, G., Rossi, S., Melo, J., Oom, D., Branco, A., San-Miguel, J., ...Pekar, F. (2024). GHG emissions of all world countries, Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/4002897>
- IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. y Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>
- IPCC (2007). Working Group I: The Physical Science Basis. https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch7s7-4-1.html

IPCC (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex y P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y New York, NY, Estados Unidos, 1535 pp.

IPCC (2019). 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

IPCC (2022). Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y New York, NY, Estados Unidos, 3056 pp. doi:10.1017/9781009325844. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>

IPCC (2022b). Sixth Assessment Report. Working Group III: Mitigation of Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

IPCC (2022c). Technical Summary. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y New York, NY, Estados Unidos. doi: 10.1017/9781009157926.002. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_TechnicalSummary.pdf

IPCC (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Ginebra, Suiza, 184 pp. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/technical-summary/>

Ministerio de Economía (2022). Informes de Cadenas de Valor. Ficha sectorial Hidrocarburos AÑO 7 - N° 62 - Abril 2022. Cierre estadístico diciembre 2021. Secretaría de Política Económica, Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial (ISSN 2525-0221). https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha_sectorial_hidrocarburos_web.pptx.pdf

Shindell, D. *et al.* (2012). Simultaneously Mitigating Near-Term Climate Change and Improving Human Health and Food Security. *Science*, 335(6065), 183-189. DOI: 10.1126/science.1210026

Subsecretaría de Ambiente (2024). Primer Informe Bienal de Transparencia (IBT1) de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). https://unfccc.int/sites/default/files/resource/IBT1%20Argentina_2024.pdf

UNEP (2011). Near-term Climate Protection and Clean Air Benefits: Actions for Controlling Short-Lived Climate Forcers. A UNEP Synthesis Report. https://www.ccacoalition.org/sites/default/files/resources//Near_Term_Climate_Protection_%26_Air_Benefits.pdf

West, J. J. *et al.* (2013). Co-benefits of mitigating global greenhouse gas emissions for future air quality and human health. *Nature Climate Change*, 3, 885-889. <https://doi.org/10.1038/nclimate2009>

Zhang, R., Li, H., Chen, T. y Hou, B. (2021). How does natural gas consumption affect human health? Empirical evidence from China, *Journal of Cleaner Production*, Volume 320, 2021, 128795, ISSN 0959-6526. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128795>.



Fundación Ambiente y Recursos Naturales

Tacuarí 32 - Piso 10 (C1173AAA) CABA - Argentina

www.farn.org.ar | info@farn.org.ar      /farnargentina