

Escuela de Negocios

Tipo de documento: Tesis de maestría



EMBA | Executive MBA

Análisis integral de programas LDAR y factores de viabilidad en la industria de Oil & Gas en Argentina

Autoría: Rabasedas, Alejandra

Año: 2025

¿Cómo citar este trabajo?

Rabasedas, A.(2025). "Análisis integral de programas LDAR y factores de viabilidad en la industria de Oil & Gas en Argentina". [Tesis de maestría. Universidad Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella.

<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/13912>

El presente documento se encuentra alojado en el **Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella** bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 4.0 Internacional
Dirección: <https://repositorio.utdt.edu>



**UNIVERSIDAD
TORCUATO DI TELLA**

**TRABAJO FINAL – MAESTRÍA EN DIRECCIÓN
DE EMPRESAS**

**ANÁLISIS INTEGRAL DE PROGRAMAS LDAR Y
FACTORES DE VIABILIDAD EN LA INDUSTRIA
DE OIL & GAS EN ARGENTINA**

MBA 2023

ALUMNA: Alejandra Rabasedas

TUTOR: Mariano Gustavo Pérez

AÑO: 2025

LUGAR: Buenos Aires

DEDICATORIA – AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo a mi familia, en especial a mis padres. Gracias por su apoyo constante, por enseñarme con el ejemplo el valor del esfuerzo y la dedicación, y por estar siempre en cada paso del camino.

Agradezco a los docentes, autoridades y personal del MBA de la Universidad Torcuato Di Tella, así como a mis compañeros de cursada, por todo lo que aportaron a lo largo de este camino académico, tan desafiante como enriquecedor.

RESUMEN EJECUTIVO

La reducción de las emisiones de metano, cuyo potencial de calentamiento global es más de 80 veces superior al del CO₂ en un horizonte de 20 años, representa una oportunidad clave de mitigación del cambio climático en el corto plazo. En este marco, las emisiones fugitivas del sector Oil & Gas han cobrado especial relevancia no solo por su impacto climático, sino también por reflejar ineficiencia operativa y riesgos de seguridad. Como respuesta, los programas de Detección y Reparación de Fugas (LDAR) se han consolidado como una herramienta prometedora para abordar estas emisiones, y su implementación ha avanzado en distintos entornos a nivel internacional. En Argentina, sin embargo, su adopción aún no ha logrado consolidarse de manera sistemática.

Dado este contexto, el presente trabajo se propuso explorar los siguientes interrogantes: ¿La implementación de programas LDAR permite una reducción significativa de emisiones fugitivas en el sector Oil & Gas argentino? ¿Qué factores inciden en su viabilidad técnica y económica? ¿Qué barreras institucionales, económicas o regulatorias limitan su adopción extensiva? ¿Qué mecanismos financieros y regulatorios podrían facilitar su implementación sistemática?

Para dar respuesta a los mismos, se llevó a cabo un análisis integral basado en revisión documental, modelización técnica y evaluación económica de un caso representativo de operación onshore con producción combinada de petróleo y gas. Se estimaron las emisiones fugitivas sin control, el potencial de mitigación mediante LDAR, y los beneficios económicos asociados a la valorización del metano que se evitaría emitir. Asimismo, se calcularon indicadores como el valor actual neto (VAN) y el retorno sobre la inversión (ROI) bajo distintos escenarios de intensidad de fugas, costos operativos, precios del gas y precios del carbono.

Los resultados mostraron que, en escenarios de altas emisiones fugitivas, la implementación de un programa LDAR puede ser rentable. Sin embargo, en condiciones operativas donde las fugas son pocas o pequeñas, los indicadores económicos son negativos, lo cual sugiere que la rentabilidad depende críticamente del volumen de metano evitado y del valor que se le dé al mismo.

El análisis de sensibilidad confirmó que el precio del gas y del carbono son determinantes clave. Se observó que la incorporación de instrumentos de valorización, como créditos de carbono, y un marco normativo claro pueden mejorar sustancialmente la rentabilidad de los programas. Además, se destacó la importancia de políticas públicas orientadas al desarrollo de proveedores locales y a la reducción de costos operativos.

En síntesis, la tesis concluyó que los programas LDAR constituyen una herramienta técnica confiable y necesaria, pero su adopción sistemática y efectiva en las operaciones upstream de Argentina requiere que sean concebidos como parte de una estrategia integral de gestión de emisiones de metano, articulada con instrumentos financieros y regulatorios que maximicen su impacto económico y ambiental.

PALABRAS CLAVE

Cambio climático

Detección y Reparación de Fugas (LDAR)

Emisiones fugitivas

Industria hidrocarburífera

Metano

ÍNDICE

DEDICATORIA – AGRADECIMIENTOS	1
RESUMEN EJECUTIVO	2
PALABRAS CLAVE.....	3
ÍNDICE.....	4
LISTA DE TABLAS.....	6
LISTA DE FIGURAS.....	7
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	8
INTRODUCCIÓN	10
Objetivos de la investigación.....	11
Metodología del estudio	11
Estructura de la tesis.....	13
PARTE I: MARCO TEÓRICO	15
CAPÍTULO 1. EMISIONES DE METANO EN EL OIL & GAS	15
1.1. Importancia climática del metano.....	15
1.2. Emisiones de metano en el sector hidrocarburífero	17
1.3. Naturaleza y relevancia de las emisiones fugitivas.....	23
CAPÍTULO 2. PROGRAMAS DE DETECCIÓN Y REPARACIÓN DE FUGAS	25
2.1. Elementos y etapas de un programa LDAR	25
2.2. Tecnologías de detección y cuantificación	26
2.3. Beneficios de la implementación.....	31
2.4. Implicaciones prácticas y económicas	33
CAPÍTULO 3. MARCO REGULATORIO	36
3.1. Marco regulatorio internacional.....	36
3.2. Marco regulatorio en Argentina	38
PARTE II: MARCO EMPÍRICO.....	40
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS	40
4.1. Enfoque metodológico para el análisis tecnológico	40
4.2. Modelos económicos y financieros	40
4.3. Análisis de condiciones habilitantes, incentivos regulatorios y financieros.....	43

CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	45
5.1. Análisis de tecnologías LDAR	45
5.2. Estimación del potencial técnico de mitigación	47
5.3. Análisis de rentabilidad.....	50
5.4. Análisis de sensibilidad económica.....	54
5.5. Propuestas regulatorias y financieras.....	62
5.6. Comparación internacional y regional.....	64
PARTE III: CONCLUSIONES.....	67
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
6.1. Resumen de hallazgos clave	67
6.2. Recomendaciones para el sector	70
6.3. Limitaciones del estudio y futuras líneas de investigación.....	71
REFERENCIAS.....	73
APÉNDICE.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Análisis comparativo de métodos de detección de fugas.....	46
Tabla 2 – Cálculo de emisiones para el yacimiento modelo.....	48
Tabla 3 - Emisiones fugitivas por escenario de incertidumbre.....	48
Tabla 4 - Reducción de emisiones estimada por implementación de programa LDAR.....	49
Tabla 5 - Supuestos técnicos y económicos para la valorización del metano.....	50
Tabla 6 - Valorización económica del metano por emisiones evitadas.....	50
Tabla 7 - Costos de implementar programa LDAR.....	51
Tabla 8 - Resultados de indicadores de rentabilidad.....	53
Tabla 9 – Beneficio anual según precio del gas natural.....	54
Tabla 10 - Resultados económicos por variación en el precio del gas natural.....	55
Tabla 11 - Resultados económicos por variación en el costo operativo.....	57
Tabla 12 - Resultados del ROI por variación en el precio del carbono.....	59
Tabla 13 - Resultados del VAN por variación en el precio del carbono.....	59

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribución de emisiones globales de GEI 2015.....	16
Figura 2 - Cambios en la concentración atmosférica de metano 1990-2023.....	16
Figura 3 - Emisiones de metano del sector Oil & Gas de acuerdo a distintos organismos	17
Figura 4 – Principales fuentes de emisión de metano en el sector del petróleo y gas	19
Figura 5 - Emisiones de metano del oil & gas e intensidad de metano por país productor.....	20
Figura 6 - Composición sectorial de las emisiones de GEI en América Latina y el Caribe 2019	20
Figura 7 - Proyección de emisiones GEI 'non CO2' sin implementación de políticas y regulaciones	21
Figura 8 - Principales fuentes de metano y potencial de abatimiento con tecnologías existentes ..	22
Figura 9 - Porcentaje de emisiones de metano del Oil & Gas por fuente 2022	24
Figura 10 - Instalación de procesamiento de gas con etiquetas de fugas detectadas	25
Figura 11 - Detección de fugas con burbujas de jabón	27
Figura 12 - Cámara óptica de gas (OGI)	27
Figura 13 - Detector remoto de fugas láser (RMDL).....	28
Figura 14 - Cuantificación con muestreador de alto flujo	29
Figura 15 - Anemómetros para medición de flujo.....	30
Figura 16 - Bolsa de volumen calibrado	30
Figura 17 - Costos de abatimiento de emisiones de metano en operaciones de oil & gas 2022	34
Figura 18 - Curva de costo marginal de abatimiento de emisiones de metano por fuente.....	35
Figura 19 - ROI por precio del gas natural	55
Figura 20 - VAN por precio del gas natural.....	55
Figura 21 - ROI por costo operativo.....	57
Figura 22 - VAN por costo operativo	57
Figura 23 - ROI por precio del carbono	59
Figura 24 - VAN por precio del carbono	60

LISTA DE ACRÓNIMOS

Este listado tiene como propósito brindar al lector una herramienta de referencia rápida para comprender los términos técnicos y abreviaturas utilizados de forma recurrente en el trabajo. Cada uno de ellos ha sido introducido y contextualizado en las secciones correspondientes.

AVO: Auditivo, Visual y Olfativo

CCAC: Climate and Clean Air Coalition (Coalición por el Clima y el Aire Limpio)

CO₂: Dióxido de Carbono

EDF: Environmental Defense Fund (Fondo de Defensa Ambiental)

EPA: Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos)

FID: Flame Ionization Detector (Detector de Ionización de Llama)

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GHG: Greenhouse Gases (Gases de Efecto Invernadero)

GMI: Global Methane Initiative (Iniciativa Global sobre Metano)

HFS: High Flow Sampler (Muestreador de Alto Flujo)

IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático)

LDAR: Leak Detection and Repair (Detección y Reparación de Fugas)

MAC: Marginal Abatement Cost (Costo Marginal de Abatimiento)

MACC: Marginal Abatement Cost Curve (Curva de Costo Marginal de Abatimiento)

MGP: Methane Guiding Principles (Principios Rectores sobre Metano)

MRV: Monitoring, Reporting and Verification (Monitoreo, Reporte y Verificación)

NDC: Nationally Determined Contributions (Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional)

OGI: Optical Gas Imaging (Imágenes Ópticas de Gas)

OGMP 2.0: Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (Asociación sobre Metano en Petróleo y Gas 2.0)

PCG: Potencial de Calentamiento Global

QOGI: Quantitative Optical Gas Imaging (Imágenes Ópticas Cuantitativas de Gas)

RMLD: Remote Methane Leak Detector (Detector Remoto de Fugas de Metano)

ROI: Return on Investment (Retorno sobre la Inversión)

SIN: Sistema Interconectado Nacional

TnCH₄: Toneladas de Metano

TnCO_{2e}: Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente

VAN: Valor Actual Neto

INTRODUCCIÓN

La transición hacia un modelo energético sostenible se ha convertido en un imperativo global frente a la crisis climática, y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es un componente central de este desafío. En este contexto, el metano, un GEI con un potencial de calentamiento global aproximadamente 30 veces superior al del dióxido de carbono (CO₂) en un horizonte temporal de 100 años y 82,5 veces superior en uno de 20 años, ocupa un lugar destacado debido a su alta intensidad y corta vida útil en la atmósfera (IPCC, 2021). Ambos factores hacen que reducir las emisiones de este gas genere una mejora rápida en la calidad del aire y del clima. La industria del Oil & Gas es responsable de aproximadamente el 25 % de las emisiones antropogénicas de metano a nivel mundial, lo que la posiciona como un sector prioritario para los esfuerzos de mitigación (United Nations Economic Commission For Europe, 2019).

Dentro de las emisiones de metano de esta industria, las emisiones fugitivas representan una fracción relevante, aunque no la mayor. Estas emisiones surgen de fallas en equipos, roturas o desgaste de componentes y no están incluidas en los diseños operativos ni en las condiciones estándar de operación. Representan aproximadamente el 15% de las emisiones de metano en algunos contextos, pudiendo ser considerablemente menores en operaciones altamente controladas o reguladas (EPA, 2025b).

Los programas LDAR (Detección y Reparación de Fugas) son una herramienta prometedora, pero no exenta de desafíos. Tecnologías como cámaras infrarrojas, drones y sensores avanzados han demostrado eficacia en identificar fugas, pero también enfrentan incertidumbres en cuanto a su precisión, alcance y costo de implementación. Las condiciones climáticas, las características de las instalaciones y las limitaciones de las tecnologías pueden afectar la detección, llevando a falsos positivos o a omisiones de fugas menores (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019). Además, aunque los programas LDAR han generado resultados positivos en países como Canadá, Estados Unidos y la Unión Europea, la viabilidad técnico-económica de su implementación con criterios y frecuencias tan rigurosas en regiones con marcos regulatorios y condiciones económicas diferentes, como Argentina, sigue siendo incierta.

En Argentina, la implementación de programas LDAR se encuentra en una etapa incipiente, pero con señales de avance. La cuenca de Vaca Muerta, una de las mayores reservas de gas no convencional del mundo (Apud, 2022), representa un escenario clave para aplicar estrategias de mitigación de emisiones fugitivas, y ya comienzan a observarse desarrollos normativos locales relevantes. Sin embargo, persisten desafíos vinculados a la necesidad de articular marcos regulatorios claros a nivel nacional, fomentar incentivos financieros específicos y ampliar la disponibilidad de servicios técnicos especializados. Esto genera preguntas críticas: ¿La implementación de programas LDAR permite una reducción significativa de las emisiones fugitivas en el sector Oil & Gas argentino? ¿Es técnica y económicamente viable su aplicación en las condiciones actuales del país? ¿Qué barreras institucionales, económicas o regulatorias limitan su adopción extensiva? ¿Qué mecanismos financieros y regulatorios podrían hacer viable su implementación sistemática?

En este trabajo se abordaron dichas preguntas a través de un análisis de los principales aspectos técnicos y económicos de los programas LDAR, y la evaluación de su potencial para reducir emisiones

fugitivas en operaciones típicas de petróleo y gas en Argentina. Se consideraron distintos escenarios de emisiones, costos y valorización del metano, así como los factores que influyen en la viabilidad económica de su implementación. Además, se examinaron las condiciones normativas, operativas y de mercado que podrían facilitar o limitar su adopción más extensiva. El objetivo fue ofrecer una visión realista y contextualizada del papel que estos programas pueden ocupar en la estrategia de mitigación de metano del sector hidrocarburífero argentino.

Objetivos de la investigación

Los objetivos de este estudio se enfocaron en evaluar los aspectos técnicos, económicos y regulatorios que inciden en la viabilidad de implementar programas de Detección y Reparación de Fugas (LDAR) en el sector upstream de petróleo y gas en Argentina, en un contexto de creciente atención internacional sobre las emisiones de metano y su contribución al cambio climático.

En primer lugar, se propuso caracterizar las emisiones fugitivas, estimando su magnitud relativa frente a otras fuentes del sector y explorando su impacto económico y operativo en las operaciones hidrocarburíferas. Este análisis buscó aportar una base para dimensionar el problema y justificar el estudio de posibles soluciones.

Luego, se planteó analizar la eficacia de los programas LDAR en cuanto a su capacidad técnica para reducir emisiones y su potencial económico en el contexto argentino. Aunque el modelo se enfocó en una tecnología seleccionada para el caso de estudio, el objetivo general incluyó la evaluación de las condiciones en las que estas iniciativas pueden resultar rentables, a partir de diferentes escenarios de emisiones y valorización del metano evitado.

El estudio también buscó comparar la experiencia argentina con la de otros países que han avanzado en la implementación de estos programas, como Estados Unidos y Canadá, así como con marcos regulatorios emergentes en América Latina. A partir de esta comparación, se procuró identificar lecciones aprendidas y mecanismos institucionales que podrían adaptarse a la realidad local.

Asimismo, se buscó explorar posibles incentivos regulatorios y financieros que favorezcan la adopción de LDAR en Argentina, incluyendo esquemas de mercado de carbono, beneficios fiscales, financiamiento verde y desarrollo de proveedores y capacidades técnicas locales.

Finalmente, se propuso abrir la discusión sobre la conveniencia de priorizar los programas LDAR frente a otras medidas de mitigación del metano, como la reducción de venteos o la optimización de procesos, considerando que la selección de estrategias debe responder a un balance entre eficiencia ambiental, viabilidad económica y contexto operativo.

Metodología del estudio

La metodología de esta investigación combinó enfoques descriptivos y correlacionales para analizar los distintos aspectos que afectan la viabilidad técnica y económica de los programas LDAR en el sector upstream de hidrocarburos en Argentina. El análisis se centró en entender las relaciones entre las características de las emisiones fugitivas, las tecnologías LDAR y las condiciones económicas y regulatorias que influyen en que la implementación de estos programas se pueda realizar de manera efectiva y extensiva en todas las operaciones upstream.

Diseño del estudio

Para alcanzar los objetivos planteados, el presente trabajo se estructuró en cinco componentes metodológicos complementarios, combinando revisión documental, modelización técnica y análisis económico-financiero aplicado al contexto argentino:

Revisión de literatura y análisis documental

Se realizó una revisión exhaustiva de fuentes académicas, reportes técnicos de organismos internacionales, y normativa vigente tanto en Argentina como en otras jurisdicciones. Esta revisión permitió caracterizar el estado del arte en relación con las emisiones fugitivas de metano, las tecnologías LDAR disponibles y los marcos regulatorios emergentes en países con experiencia relevante en el tema.

Análisis técnico de emisiones

Se construyó un modelo simplificado basado en factores de emisión bibliográficos, aplicado a un caso representativo de operación onshore con producción combinada de petróleo y gas. A partir de dicho modelo se estimaron las emisiones fugitivas anuales sin control y el potencial de reducción atribuible a un programa LDAR, considerando distintos escenarios de incertidumbre.

Evaluación económica y financiera

Se desarrolló un análisis económico para distintos escenarios de emisiones, incorporando costos de implementación, estimaciones de valor recuperado del metano evitado, y supuestos realistas sobre precios del gas y tasa de descuento para el contexto argentino. Se calcularon indicadores como ROI y VAN, y se efectuó un análisis de sensibilidad sobre variables clave.

Análisis comparativo internacional y regional

Se revisaron políticas y programas implementados en países como Estados Unidos, Canadá, México y miembros de la Unión Europea, con el fin de identificar enfoques regulatorios, instrumentos de incentivo y condiciones de mercado que han favorecido la adopción de programas LDAR. Esta comparación permitió extraer lecciones útiles para su eventual adaptación al contexto argentino.

Síntesis y formulación de propuestas

A partir de los hallazgos obtenidos en los análisis anteriores, se elaboraron recomendaciones orientadas a facilitar la implementación de programas LDAR por parte del sector privado, destacando condiciones regulatorias, económicas y técnicas que podrían hacer más viables estas iniciativas.

Fuentes de datos

El desarrollo de esta investigación se sustentó principalmente en fuentes documentales, informes técnicos y datos secundarios disponibles en literatura especializada. Se utilizaron publicaciones académicas, documentos regulatorios nacionales y provinciales, guías metodológicas y estudios de referencia de organismos internacionales.

Estas fuentes permitieron construir el marco técnico para la estimación de emisiones fugitivas, así como recopilar datos relevantes para la evaluación de costos de implementación de programas LDAR. También se revisaron experiencias internacionales documentadas sobre políticas públicas,

herramientas de incentivo y casos de implementación en distintos países, que aportaron insumos para la elaboración de propuestas adaptadas al contexto argentino.

Estructura de la tesis

La tesis se organizó en seis capítulos divididos en tres partes principales, precedidas por una introducción que enmarca los objetivos de la investigación. A continuación, se describe el contenido de cada capítulo:

INTRODUCCIÓN

En este apartado se establece el contexto general de la investigación, comenzando con una descripción de la importancia de la gestión de emisiones de metano en el sector de Oil & Gas. Se resalta el papel de las emisiones fugitivas como una fuente específica de ineficiencia operativa y económica, especialmente en el contexto de Argentina. Además, se detallan los objetivos de la investigación, el enfoque metodológico empleado y la estructura de la tesis.

PARTE I: MARCO TEÓRICO

Capítulo 1: Emisiones de metano en el Oil & Gas

Este capítulo proporciona el marco conceptual inicial del estudio. Se describe el papel del metano en el cambio climático, y se caracteriza el origen, magnitud y dinámica de las emisiones de metano en el sector Oil & Gas, haciendo foco en las emisiones fugitivas. Se analiza la relevancia de estas últimas tanto desde una perspectiva ambiental como económica, estableciendo su importancia como foco de intervención.

Capítulo 2: Programas de detección y reparación de fugas

Aquí se profundiza en el concepto y funcionamiento de los programas LDAR, que constituyen la herramienta principal para la gestión de emisiones fugitivas. Se detallan sus componentes, etapas operativas, tecnologías asociadas y criterios para su diseño e implementación. También se analizan los beneficios técnicos, económicos y ambientales derivados de su aplicación, así como los desafíos prácticos y logísticos que enfrenta su adopción en entornos con restricciones como el argentino.

Capítulo 3: Marco regulatorio

Este capítulo examina el entorno normativo que regula las emisiones fugitivas de metano, tanto a nivel internacional como en el ámbito nacional. Se describen iniciativas globales y legislaciones de referencia. Luego, se analiza el marco normativo vigente en Argentina, identificando oportunidades y limitaciones para la adopción de programas LDAR.

PARTE II: MARCO EMPÍRICO

Capítulo 4: Metodología y diseño del análisis técnico-económico

Este capítulo detalla el enfoque metodológico del trabajo, basado en un ejercicio de modelización técnica y económica aplicado a un yacimiento representativo del contexto argentino. Se describe el uso de factores de emisión, los supuestos considerados para estimar costos de implementación, y las herramientas analíticas utilizadas para calcular indicadores como ROI y VAN. También se

presenta la lógica del análisis de sensibilidad y la revisión comparativa internacional empleada para contextualizar los hallazgos.

Capítulo 5: Resultados y discusión

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de los escenarios modelados. Se cuantifica el impacto técnico de los programas LDAR en la reducción de emisiones fugitivas, y se evalúa su viabilidad económica en distintos niveles de emisiones y condiciones de valorización del metano. Se realiza un análisis de sensibilidad detallado que identifica las variables críticas para la rentabilidad del programa en el contexto argentino. Finalmente, se desarrollan propuestas de incentivos regulatorios y financieros, y se comparan experiencias internacionales para extraer lecciones relevantes.

PARTE III: CONCLUSIONES

Capítulo 6: Conclusiones y recomendaciones

El capítulo final resume los principales hallazgos del estudio. A partir de estos resultados, se formulan recomendaciones dirigidas al sector de hidrocarburos y se identifican las condiciones necesarias para escalar programas LDAR en Argentina. También se discuten las limitaciones del estudio y se proponen posibles líneas de investigación futura para continuar profundizando en esta temática.

PARTE I: MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1. EMISIONES DE METANO EN EL OIL & GAS

1.1. Importancia climática del metano

El efecto invernadero es un proceso natural mediante el cual ciertos gases presentes en la atmósfera, como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), retienen parte de la energía irradiada por el Sol y parte de la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre, contribuyendo a mantener una temperatura promedio global adecuada para la vida. Sin este proceso, la temperatura promedio de la Tierra sería de -18°C , en lugar de los 15°C actuales (IPCC, 2021).

Sin embargo, las actividades humanas han incrementado significativamente las concentraciones de GEI en la atmósfera, alterando este equilibrio natural. Este fenómeno ha provocado un aumento en la temperatura promedio global, con consecuencias como:

- Incremento en la frecuencia e intensidad de fenómenos climáticos extremos, como huracanes, sequías e inundaciones.
- Deshielo de glaciares y aumento del nivel del mar, afectando ecosistemas costeros y poblaciones humanas.
- Cambios en patrones climáticos que afectan la biodiversidad y la producción agrícola.

Reducir el efecto invernadero es crucial no solo para limitar el calentamiento global, sino también para garantizar la estabilidad económica y social frente a los impactos del cambio climático (Naciones Unidas, 2025).

Argentina, en particular, es altamente vulnerable a los efectos del cambio climático debido a su economía fuertemente basada en el sector agropecuario, lo que la expone significativamente a variaciones en las precipitaciones y en la temperatura. Asimismo, una parte importante de su generación eléctrica depende de fuentes hidroeléctricas alimentadas por caudales provenientes de los deshielos andinos. A esto se suma que una proporción considerable de la población vive en condiciones de vulnerabilidad social y económica, lo que limita su capacidad de adaptación frente a fenómenos extremos como sequías prolongadas, inundaciones o eventos climáticos severos, incrementando así los riesgos sociales y territoriales asociados al cambio climático (Ludueña, Wilk, & Quiroga, 2014; Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2019).

Entre los GEI, el metano (CH_4) ocupa un lugar destacado debido a su capacidad de retener calor en la atmósfera, que es aproximadamente 82,5 veces superior a la del dióxido de carbono (CO_2) en un horizonte temporal de 20 años (IPCC, 2021). Es además el segundo GEI más importante en términos de contribución al calentamiento global (ver Figura 1). Su corta vida en la atmósfera, de aproximadamente 12 años, contrasta con su elevada capacidad de captura de calor, lo que lo convierte en un objetivo clave para los esfuerzos de mitigación climática a nivel global, ya que una

reducción significativa de sus emisiones puede generar beneficios climáticos casi inmediatos (EPA, 2019; IPCC, 2021)

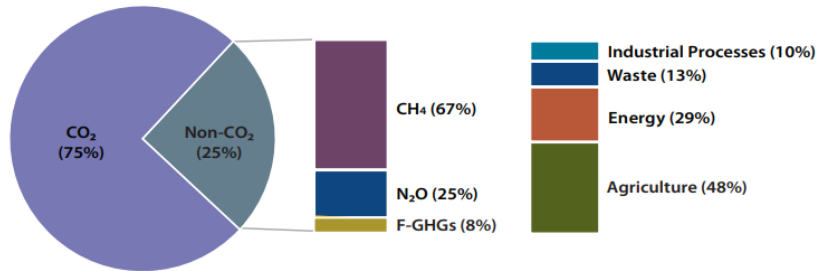


Figura 1 - Distribución de emisiones globales de GEI 2015
(Fuente: EPA, 2019)

Además de su contribución directa al calentamiento global, el metano tiene un efecto indirecto al aumentar la formación de ozono troposférico, un contaminante climático de vida corta que afecta tanto el clima como la salud humana. Este efecto amplifica aún más su impacto en el cambio climático (United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition, 2021).

La concentración de metano en la atmósfera crece significativamente año a año (Figura 2), y el IPCC ha destacado que, para limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales, es necesario reducir las emisiones de este gas en al menos un 30% para 2030 con respecto a los niveles de 2020. Este objetivo, promovido por iniciativas como el Compromiso Global de Metano (Global Methane Pledge), busca movilizar esfuerzos internacionales para mitigar las emisiones de este gas en sectores clave, incluyendo la agricultura, los residuos y la industria del Oil & Gas (Global Methane Pledge, 2025).

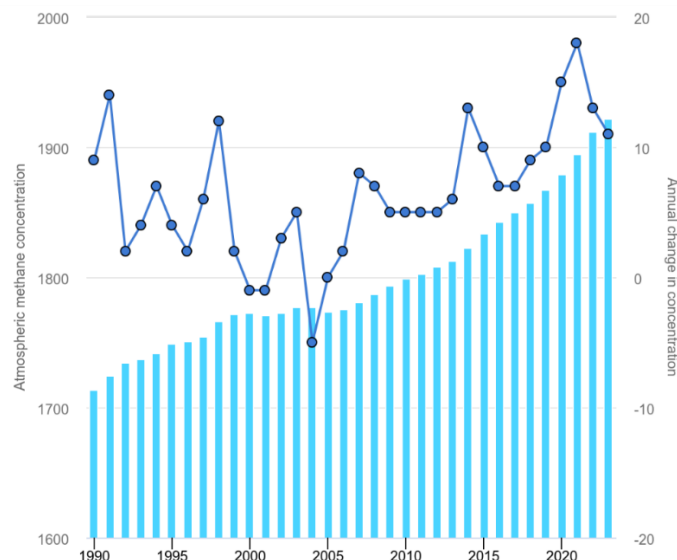


Figura 2 - Cambios en la concentración atmosférica de metano 1990-2023.
(Fuente: IEA, 2024a)

1.1.1. Beneficios climáticos y económicos de la mitigación del metano

Reducir las emisiones de metano no solo contribuye a frenar el cambio climático, sino que también genera beneficios económicos y sociales. La mitigación en sectores como el Oil & Gas puede traducirse en:

Mejoras en la eficiencia operativa: La captura y recuperación de gas ventado representan una oportunidad para aumentar los ingresos de las empresas, dado que es producto que podría ser vendido.

Reducción de riesgos operativos: El control de las emisiones, especialmente las fugitivas, disminuye el riesgo de incendios y explosiones en las instalaciones.

Cumplimiento de regulaciones y acceso a mercados internacionales: La adopción de tecnologías de mitigación puede facilitar el acceso a financiamiento internacional y mercados de carbono, además de mejorar la competitividad de las empresas en mercados regulados.

Estos beneficios hacen que el metano sea un objetivo estratégico en la lucha contra el cambio climático y una oportunidad para que las empresas del sector hidrocarburífero combinen sostenibilidad con rentabilidad (Environmental Defense Fund, 2025).

1.2. Emisiones de metano en el sector hidrocarburífero

Las emisiones de metano de la industria del Oil & Gas representan aproximadamente el 25 % del total de las emisiones de metano antropogénicas a nivel global. Es importante aclarar, sin embargo, que existe un alto grado de incertidumbre con respecto a los valores de emisión reales. Esto se debe a varios factores, como la falta de un inventario exhaustivo de todas las fuentes (no todas las empresas del mundo reportan actualmente sus emisiones), el grado de error que conllevan estimaciones realizadas con factores de emisión genéricos o estadísticos que no necesariamente capturan las condiciones específicas de cada fuente de emisión, y la incertidumbre propia de las tecnologías de detección y cuantificación disponibles actualmente (United Nations Economic Commission For Europe, 2019).

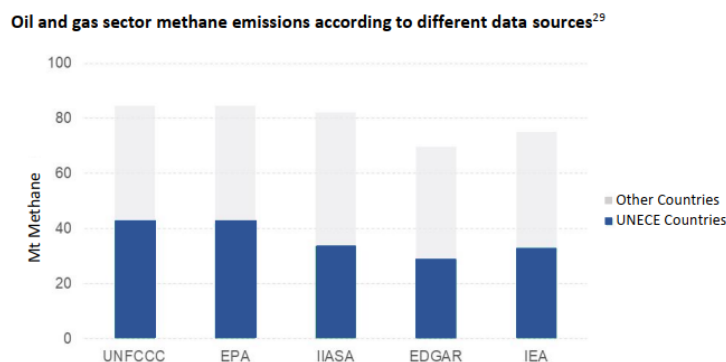


Figura 3 - Emisiones de metano del sector Oil & Gas de acuerdo a distintos organismos
(Fuente: United Nations Economic Commission For Europe, 2019)

El segmento upstream de petróleo y gas (incluyendo exploración, producción, recolección y procesamiento) representa aproximadamente el 72% de las emisiones del sector a nivel global, la transmisión de gas el 22%, y la distribución el 6%. El transporte de petróleo y las instalaciones downstream representan menos del 1% (United Nations Economic Commission For Europe, 2019).

Las emisiones de metano de la industria pueden clasificarse en tres categorías principales:

- **Emisiones por combustión incompleta:** Emisiones debidas a la quema de gas en equipos como antorchas (conocidas como “flares” por su denominación en inglés) o motores de combustión interna, donde el gas no se quema completamente y por lo tanto metano se libera a la atmósfera. Este tipo de emisiones se ve influenciado por factores como la eficiencia de combustión, la calidad del equipo y las condiciones operativas.

Las principales fuentes de metano inquemado que forman parte de esta categoría son: antorchas de plantas de tratamiento, compresión o procesamiento de gas; antorchas o fosas de quema a las que se envía el gas como parte de la perforación, completación o ensayo de pozos; escapes de motores accionados por gas (e.g. motogeneradores, motocompresores, turbinas); y equipos de proceso que utilizan gas como combustible, como calentadores (API, 2021; IAPG, 2023)

- **Venteos de procesos:** Consisten en la liberación controlada de metano al ambiente, realizada de manera intencional durante ciertas operaciones, como el alivio de presión en equipos o procesos de mantenimiento. Los mismos pueden ser:
 - Venteos operativos: emisiones de gas incluidas en las condiciones estándar de las operaciones o de diseño de los equipos.
 - Venteos de seguridad: liberación de gases en caso de ocurrir una contingencia, emergencia y otra perturbación de un proceso, con el fin de impedir el surgimiento de una condición que pueda comprometer la seguridad en las actividades del sector.

Las principales fuentes de venteos de procesos en la industria son: equipos neumáticos accionados por gas (como controladores, bombas u otros instrumentos), tanques con flasheo atmosférico, válvulas de presión y vacío, plantas deshidratadoras de gas con glicol, plantas de endulzamiento de gas mediante aminas o membranas, sellos de compresores, venteos de emergencia, venteos de gas de entrecolumna, venteos por intervención de pozos y por descarga de líquidos en los mismos (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014; API, 2021; IAPG, 2023).

- **Emisiones fugitivas:** Son aquellas que resultan de imperfecciones, roturas o fallas en equipos y componentes, como válvulas, bridas y uniones. Estas fugas no forman parte de las condiciones normales de operación ni de los diseños de los equipos, lo que las convierte en una fuente no deseada (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014; API, 2021; IAPG, 2023). Esta categoría de emisiones se describe con mayor detalle en el apartado 1.3 Naturaleza y relevancia de las emisiones fugitivas.

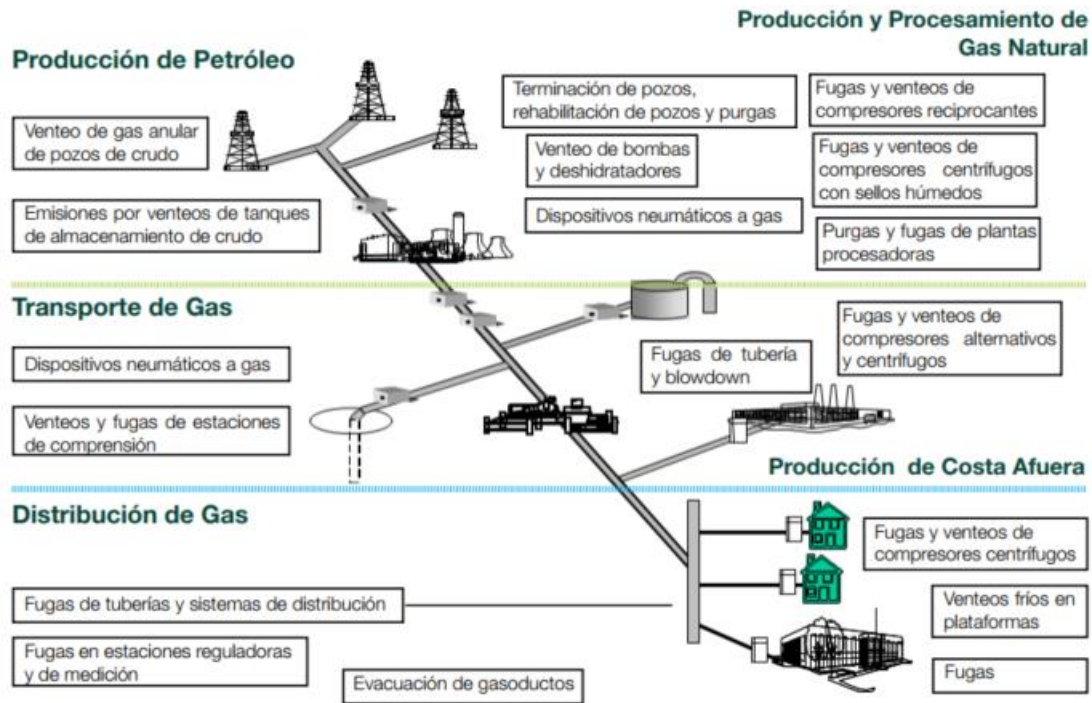


Figura 4 – Principales fuentes de emisión de metano en el sector del petróleo y gas
(Fuente: EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014)

1.2.1. Impacto global y regional

El sector hidrocarburífero contribuye significativamente al calentamiento global debido al alto volumen de metano emitido. Según la IEA, por la producción y el uso de combustibles fósiles se generaron alrededor de 120 millones de toneladas de metano en 2023, lo que equivale a más de 3 gigatoneladas de CO₂ en términos de impacto climático. De ese total, alrededor de 80 millones corresponden a las operaciones de petróleo y gas, siendo los restantes 40 generados principalmente por la producción de carbón (IEA, 2024a).

Sin embargo, es importante destacar que casi el 70% de esas emisiones fueron generadas en los 10 principales emisores a nivel mundial, entre los que no figura Argentina. Los países en vías de desarrollo contribuyen en mucha menor medida a las emisiones de gases de efecto invernadero en general (Affronti, 2021; IEA, 2024a).

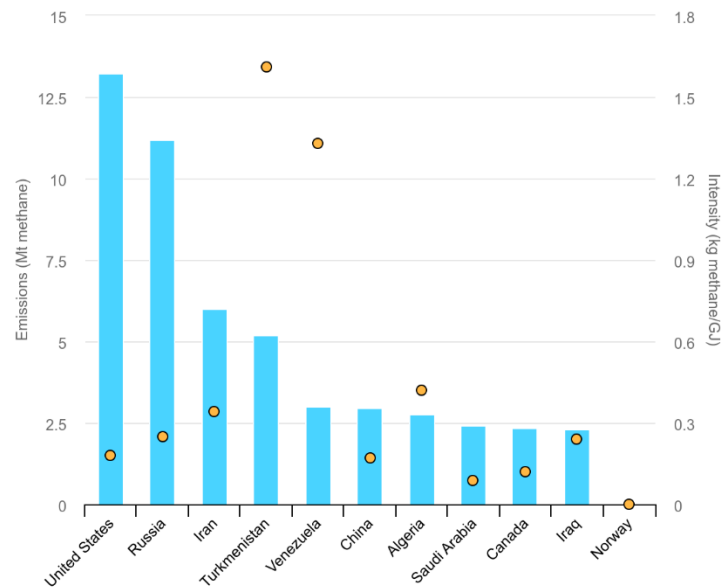


Figura 5 - Emisiones de metano del oil & gas e intensidad de metano por país productor
(Fuente: IEA, 2024a)

Como puede verse en la Figura 5, a nivel global las emisiones de metano del sector se concentran principalmente en países con grandes volúmenes de producción y redes de infraestructura extensas, como Estados Unidos, Rusia, Irán, Turkmenistán y Venezuela. Sin embargo, la intensidad de emisiones, medida como volumen de metano emitido por unidad de energía producida, varía significativamente según el país, lo que refleja diferencias en la regulación, tecnologías aplicadas y prácticas operativas.

En América Latina, el sector de hidrocarburos representa aproximadamente el 11 % de las emisiones antropogénicas de metano, aunque no es la fuente predominante. A diferencia de regiones más industrializadas, el principal emisor es el sector agropecuario, que representa un 55 % de las emisiones de metano, principalmente por la actividad ganadera (Figura 6) (Goyheix & Brassiolo, 2024).

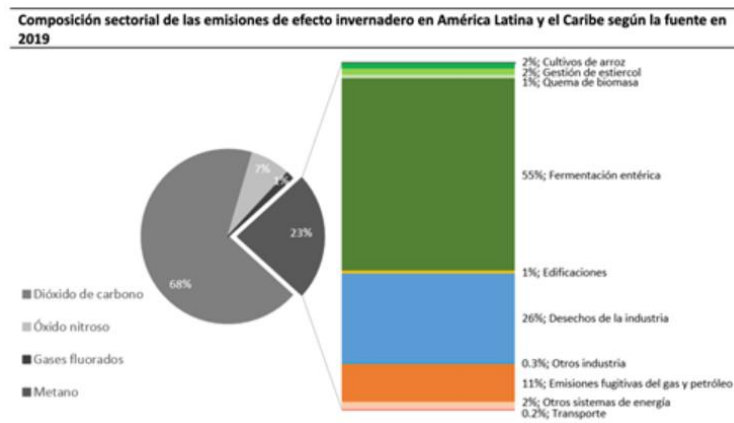


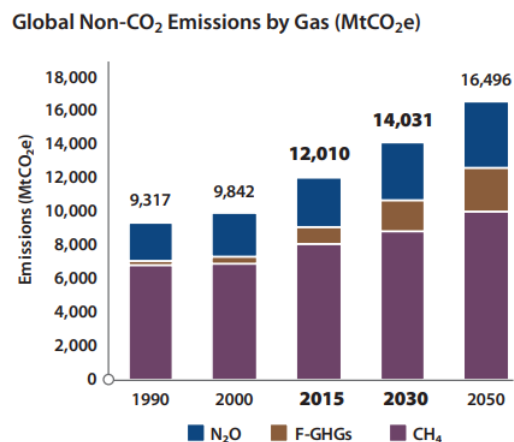
Figura 6 - Composición sectorial de las emisiones de GEI en América Latina y el Caribe 2019
(Fuente: Goyheix & Brassiolo, 2024)

Dentro del sector de hidrocarburos, la región enfrenta desafíos particulares debido a la coexistencia de operaciones maduras y nuevos desarrollos en hidrocarburos no convencionales. Países como Argentina, México y Brasil presentan una combinación de tecnologías avanzadas y sistemas más tradicionales, lo que influye en las tasas de emisión.

En el caso de Argentina, la intensidad de metano es relativamente baja gracias al predominio de campos nuevos de producción no convencional, como Vaca Muerta, el yacimiento de shale gas más grande del país (Apud, 2022). Sin embargo, persisten desafíos clave como la medición precisa de emisiones, la falta de monitoreo continuo y la ausencia de lineamientos regulatorios uniformes sobre mitigación. Si bien la aplicación de tecnologías avanzadas podría reducir significativamente las emisiones, existen restricciones en infraestructura y financiamiento que dificultan la implementación sostenida de soluciones como los programas LDAR.

El petróleo y el gas continúan siendo pilares del desarrollo económico regional, incluso en escenarios donde se aplican políticas climáticas ambiciosas. Según el World Energy Outlook de la IEA, en su Escenario de Desarrollo Sostenible, que prevé una reducción global de más del 45 % en las emisiones de GEI para 2040, el petróleo y el gas seguirán representando el 48 % del suministro energético mundial. Aunque se proyecta una disminución en el uso de petróleo, el uso de gas natural aumentaría, posicionándolo como el “combustible de la transición” por su menor intensidad de emisiones tanto en su uso como en su producción (United Nations Economic Commission For Europe, 2019; Apud, 2022).

La evolución de las políticas y mercados determinarán la matriz energética mundial, pero teniendo en cuenta la presencia del petróleo y el gas en todos los pronósticos, debe prestarse una mayor atención a las emisiones de metano a lo largo de toda la cadena de valor de estos recursos, desde la exploración y extracción hasta su uso final (United Nations Economic Commission For Europe, 2019).



*Figura 7 - Proyección de emisiones GEI 'non CO₂' sin implementación de políticas y regulaciones
(Fuente: EPA, 2019)*

Más allá de su impacto climático, las emisiones de metano también implican pérdidas económicas: el metano liberado representa gas desaprovechado que podría ser comercializado. Se estima que

hasta un 72 % de las emisiones del sector podrían reducirse con tecnologías ya disponibles (United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition, 2021).

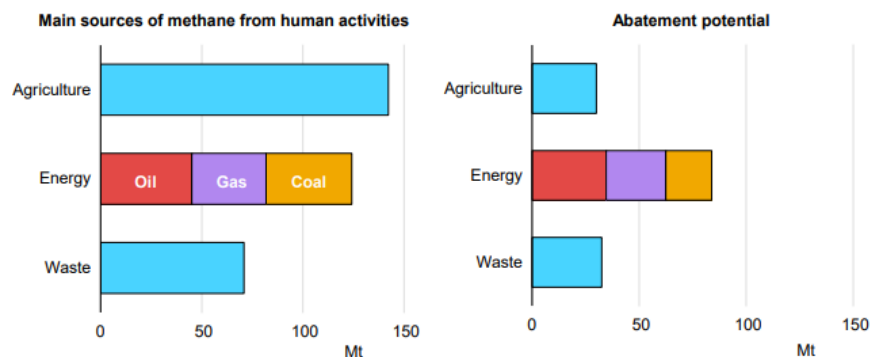


Figura 8 - Principales fuentes de metano y potencial de abatimiento con tecnologías existentes
(Fuente: IEA, 2023c)

Finalmente, resulta fundamental considerar tanto la vulnerabilidad del sistema energético regional como la necesidad de garantizar un acceso equitativo a fuentes de energía asequibles y seguras. A pesar de que América Latina y el Caribe presentan una de las menores intensidades de emisiones a nivel mundial gracias a la alta participación de la generación hidroeléctrica y el uso de biocombustibles, la región enfrenta desafíos cada vez más complejos. Las sequías prolongadas y las temperaturas récord registradas en 2024 afectaron seriamente la generación hidroeléctrica, provocando apagones y cortes de suministro en varios países. En este contexto, ampliar la participación de fuentes renovables como la solar y la eólica es clave para reducir la vulnerabilidad frente a eventos climáticos extremos y mejorar la resiliencia energética (Affronti, 2021; ARPEL, 2023).

No obstante, los combustibles fósiles continúan desempeñando un rol central en la matriz energética regional: el petróleo representa actualmente el 60 % de la demanda de estos combustibles, el gas natural el 34 % y el carbón el 6 %. Según proyecciones, su uso podría incrementarse en un 5 % hacia 2035, impulsado principalmente por la creciente demanda en los sectores del transporte y la industria (IEA, 2024b). En paralelo, varios países están consolidando su posición como productores relevantes en el mercado global. Tal es el caso de Argentina, que avanza con planes para convertirse en exportador neto de gas natural licuado en el corto plazo. Es enorme el potencial de desarrollo que significa la explotación del gas de Vaca Muerta para el país, y es fundamental por lo tanto producirlo de forma eficiente (Affronti, 2021).

En este contexto, las emisiones de metano siguen siendo una preocupación prioritaria debido a su contribución al cambio climático y a la ineficiencia energética que implican. En este contexto, abordar las emisiones fugitivas mediante estrategias específicas, como los programas LDAR, representa una oportunidad no solo para reducir el impacto ambiental, sino también para mejorar la eficiencia operativa y aumentar la rentabilidad del sector.

1.3. Naturaleza y relevancia de las emisiones fugitivas

Como se mencionó anteriormente, las emisiones fugitivas de metano son aquellas que ocurren de manera involuntaria y no planificada debido a fallas, desgastes o defectos en los equipos e infraestructura utilizados en las operaciones de la industria del Oil & Gas. Generalmente, son causadas por esfuerzos mecánicos (vibración) y térmicos, pérdida de estanqueidad o desgaste con el tiempo de juntas mecánicas, sellos y superficies giratorias (Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership, 2017).

Es importante aclarar que la definición de emisiones fugitivas puede variar según la fuente de referencia utilizada. Por ejemplo, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) se refiere a las emisiones fugitivas como todas aquellas emisiones provenientes de fuentes no asociadas a la combustión. En este documento se distingue entre emisiones por venteos y emisiones fugitivas, que es como se considera en las guías de buenas prácticas de gestión de emisiones de la industria hidrocarburífera.

A diferencia de las emisiones por venteo o combustión incompleta, las emisiones fugitivas son más difíciles de detectar y abordar, debido a su carácter involuntario, disperso y difícil de prever. Estas diferencias son esenciales para entender los desafíos específicos que plantean y la necesidad de estrategias especializadas para su manejo.

Los venteos de procesos son emisiones intencionales de gas metano realizadas para aliviar la presión en sistemas o durante procesos operativos. Al estar previstas en el diseño de las instalaciones, su control depende principalmente de la incorporación de tecnologías como sistemas de captura o reutilización del gas, lo que permite una gestión más directa.

Las emisiones de metano por combustión incompleta se generan cuando el metano no se quema completamente en sistemas como antorchas o motores. Su reducción está ligada a la mejora en la eficiencia de combustión, lo que las hace predecibles y relativamente manejables con ajustes técnicos.

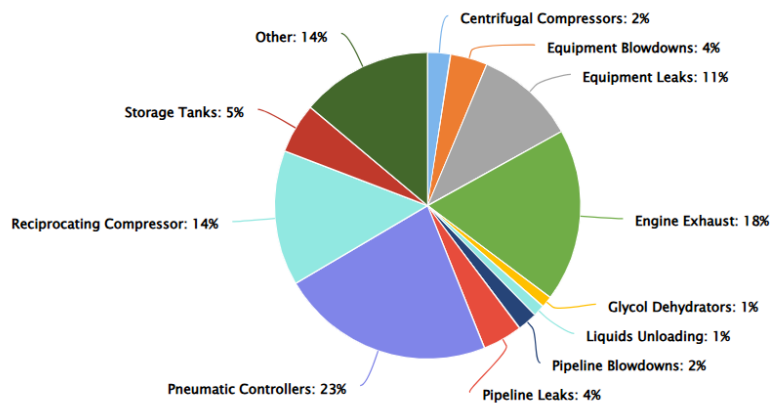
A diferencia de las anteriores, las emisiones fugitivas son no planificadas y pueden ocurrir en cualquier componente de las instalaciones que maneje gas. Pueden ser intermitentes y se distribuyen de forma irregular en las instalaciones, lo que dificulta su detección sin el uso de herramientas avanzadas. Además, su naturaleza no deseada genera pérdidas económicas directas, ya que el gas liberado podría ser capturado y comercializado (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014).

Estas particularidades hacen que la mitigación de las emisiones fugitivas requiera una estrategia particular, conocida como “Programas de Detección y Reparación de Fugas”. En muchos países estos programas ya forman parte de los requerimientos legales, y por lo tanto de las actividades normales de las compañías del sector.

Las principales fuentes de emisiones fugitivas son: válvulas, conexiones como bridas, uniones roscadas y juntas, líneas de conducción abiertas, sellos de bombas o compresores en mal estado, y

ductos, equipos o tanques con corrosión. A las particularidades mencionadas anteriormente se suma esta diversidad de fuentes, que hace que las medidas de reparación necesarias varíen de acuerdo a la población específica de fugas existentes (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014; IAPG, 2023).

Cabe aclarar que, si bien constituyen una fuente de metano relevante, las fugitivas no son la principal fuente de emisión de la industria. Según estimaciones, las mismas representan aproximadamente el 15% de las emisiones totales de metano en operaciones upstream (ver Figura 9), aunque esto varía de acuerdo al tipo de procesos y equipos que tiene cada compañía, y al nivel de control y regulación (EPA, 2025b).



*Figura 9 - Porcentaje de emisiones de metano del Oil & Gas por fuente 2022
(Fuente: EPA, 2025b)*

CAPÍTULO 2. PROGRAMAS DE DETECCIÓN Y REPARACIÓN DE FUGAS

2.1. Elementos y etapas de un programa LDAR

Los programas de Detección y Reparación de Fugas (LDAR, por sus siglas en inglés de “Leak Detection and Repair”) son estrategias esenciales para reducir las emisiones fugitivas de metano en la industria del Oil & Gas. Su implementación combina el uso de tecnologías avanzadas con procedimientos operativos estandarizados para localizar y reparar fugas de manera efectiva. En los últimos años, los avances en detección, análisis de datos y estrategias operativas han optimizado la eficacia y el costo-beneficio de estos programas (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019).

Los programas LDAR incluyen no solo herramientas de detección, sino también análisis de datos y estrategias para priorizar reparaciones según el riesgo, y el impacto ambiental y económico de cada fuga detectada. En otras palabras, se trata de un monitoreo periódico de los componentes y equipos para determinar si presentan fugas o no, y la reparación dentro de un plazo de tiempo especificado de todos aquellos que presenten (EPA, 2007).

Los pasos para la implementación de un programa LDAR son:

1. **Planificación y diseño:** Incluye la identificación de áreas críticas, los equipos y componentes que se van a incluir en la inspección, la frecuencia de inspecciones y los recursos necesarios. Asimismo, se debe definir, ya sea por el límite de detección de la tecnología a utilizar o por una definición propia de la compañía o de la Autoridad de Aplicación correspondiente, qué es una fuga. Es decir, qué caudal o concentración de metano será considerado como fuga.
2. **Inspección de detección y cuantificación:** Uso de tecnología como sensores infrarrojos, cámaras ópticas de gas y drones para inspeccionar las instalaciones y detectar las fugas. Dicha inspección podrá realizarse además con equipos que cuantifiquen las emisiones detectadas. Las buenas prácticas y muchas regulaciones a nivel internacional requieren que se coloquen etiquetas físicas en los equipos en los que se encuentran fugas, que solo podrán retirarse una vez su reparación sea verificada.



Figura 10 - Instalación de procesamiento de gas con etiquetas de fugas detectadas
(Fuente: Global Methane Initiative, 2020)

3. Priorización y plan de reparación: Análisis del riesgo que implica cada fuga detectada en base la probabilidad de afectación a las personas, el ambiente o los activos. Para la priorización deben establecerse criterios claros que permitan armar un plan de reparación de las fugas de acuerdo a su prioridad. La magnitud de la fuga, la ubicación de la misma, las condiciones de dispersión, la cercanía a puntos calientes, y la posibilidad de repararla sin requerir un paro de planta, son los principales puntos a tener en cuenta.
4. Reparación de las fugas: Implementación de reparaciones para mitigar o eliminar las fugas de gas. Dependiendo de la causa de cada fuga, la reparación podrá implicar el ajuste de un componente, la reparación propiamente dicha, o el reemplazo del componente o equipo en cuestión. En casos en los que no se pueda reparar o sustituir los equipos por cuestiones de fuerza mayor, se deberán implementar acciones para al menos reducir la magnitud de la fuga.
5. Verificación de la reparación: Una vez realizada la reparación se debe comprobar, con el mismo método de detección utilizado inicialmente u otro de similar confiabilidad, que la reparación fue exitosa.
6. Evaluación y análisis: Toda la información generada durante las etapas de detección, reparación y verificación debe ser registrada en una base de datos. Dicha información debe analizarse para detectar patrones de fugas y oportunidades de mejora para optimizar estrategias a futuro (EPA, 2007; Sotoodeh, 2022; IAPG, 2023).

2.2. Tecnologías de detección y cuantificación

Las tecnologías de detección y cuantificación son el núcleo operativo de los programas LDAR. Las innovaciones en sensores y sistemas remotos han incrementado significativamente la eficiencia de estos programas, y cada año surgen nuevas tecnologías que mejoran la precisión de la información obtenida.

Los principales métodos para la detección de fugas son:

- **Métodos AVO (auditivo, visual y olfativo)**: Se basa en la percepción de los operadores para identificar fugas de gas en recorridos rutinarios. Es un método simple y de bajo costo, pero con alta incertidumbre y sin capacidad de cuantificación. Depende de la capacitación del personal y de la magnitud de la fuga, y si bien permite la identificación preliminar de fugas, luego deben confirmarse con métodos más avanzados.
- **Detección con burbujas de jabón**: Técnica económica que consiste en aplicar una solución jabonosa en válvulas, conexiones y bridas para detectar fugas por la formación de burbujas. Es útil solo para fugas pequeñas y accesibles, y no puede utilizarse en temperaturas extremas (fuera del rango de 0 a 100°C).



Figura 11 - Detección de fugas con burbujas de jabón
(Fuente: Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership, 2017)

- **Sniffers o analizadores de ionización de llama (FID):** Dispositivos portátiles que detectan la presencia de metano y otros hidrocarburos a través de la ionización de gases en una llama de hidrógeno. Requieren calibración diaria para mantener la precisión, y no son adecuados para la detección de fugas en altura o en áreas de difícil acceso.
- **Cámaras ópticas de gas (OGI por su nombre en inglés “optical gas imaging”):** Estas cámaras funcionan con sensores térmicos que identifican hidrocarburos a través de la radiación infrarroja y cuentan con filtros específicos para mejorar la detección.

Pueden ser portátiles o montadas en vehículos o drones, permitiendo su operación manual o remota. Son fáciles de usar y permiten la visualización en tiempo real de las fugas en una pantalla. Además, pueden grabar y tomar fotografías para análisis posteriores. Su manejo es relativamente sencillo, y pueden detectar fugas a una distancia de hasta 20 metros, dependiendo de factores como el tamaño de la fuga, la diferencia de temperatura con el fondo, y las condiciones climáticas, que pueden afectar su precisión (Nwakile, Elete, Hanson, Esiri, & Erhueh, 2024) .



Figura 12 - Cámara óptica de gas (OGI)
(Fuente: EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014)

- **Cámaras ópticas de gas con tecnología laser:** Esta tecnología combina detección óptica con precisión espectral, utilizando láseres ajustados a longitudes de onda específicas absorbidas por el metano. Permite medir la concentración de gas a distancia mediante la evaluación de la cantidad de luz reflejada o absorbida. A diferencia de las OGI tradicionales, estas cámaras no

permiten visualizar directamente la pluma de gas, pero son especialmente útiles en operaciones de difícil acceso o donde se requiere alta sensibilidad de detección.

- **Detectores láser:** Uno de los dispositivos más utilizados en la industria del oil & gas es el Remote Methane Leak Detector (RMLD), que emplea un láser infrarrojo ajustable a una frecuencia específica absorbida por el metano, que le permite detectar su presencia desde hasta 30 metros de distancia.



*Figura 13 - Detector remoto de fugas láser (RMDL)
(Fuente: EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014)*

Es muy útil para detectar fugas en zonas de difícil acceso, y al ser un método rápido permite inspeccionar muchos componentes por hora. No sirve sin embargo para visualizar el gas, dado que solo mide la concentración promedio en la trayectoria del láser. Si bien puede usarse en condiciones climáticas adversas, la dispersión de la pluma por dichas condiciones puede afectar la precisión de los resultados.

- **Sensores acústicos:** Detectan el sonido generado por gas presurizado que escapa a través de válvulas o conexiones defectuosas. Son útiles en entornos ruidosos, ya que algunos dispositivos pueden filtrar sonidos de fondo y detectar variaciones de alta frecuencia. Son efectivos para identificar fugas en sistemas cerrados donde otros métodos pueden ser limitados.
- **Sensores ópticos espectrales (IR):** Basados en espectroscopía infrarroja diferencial, miden la absorción de la luz solar reflejada por el metano en la atmósfera. Pueden colocarse en aviones o drones, dependiendo de la superficie que se requiera inspeccionar. No son aptos para detección en áreas cubiertas ni para fuentes pequeñas o componentes individuales.
- **Sensores de metano en satélites:** Satélites equipados con espectrómetros de absorción infrarroja para medir la presencia de metano en la atmósfera. La información se combina con medidas de las condiciones de la atmósfera en el momento de la medición para realizar estimaciones de la cantidad de metano emitida desde la fuente.

La tecnología satelital permite el monitoreo de amplias áreas, identificando emisiones de metano desde el espacio. Esta capacidad es especialmente valiosa para operadores que manejan áreas geográficas extensas y muchas veces remotas.

Son útiles para el monitoreo global de emisiones de metano y para la identificación de grandes emisores, pero aún carecen de la resolución necesaria para identificar fuentes pequeñas como pueden ser gran parte de las fugas. Es además una tecnología limitada por las condiciones meteorológicas, por lo cual no sirve aún para una medición detallada continua (IAPG, 2023).

Los principales métodos para la cuantificación de fugas son:

- **Muestreador de alto flujo (HFS):** Equipo que captura el gas de una fuga mediante un sistema de aspiración y mide el caudal total junto con la concentración de metano. Requiere calibración semanal con gas patrón para evitar errores de escala y mantener la precisión. Es una tecnología ampliamente aceptada por su precisión para programas LDAR, y cuenta con aprobación de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), y otros organismos de referencia en el tema.



*Figura 14 - Cuantificación con muestreador de alto flujo
(Fuente: Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership, 2017)*

- **Medidores de flujo (flow meters):** dispositivos que se instalan en tuberías o puntos de venteos y permiten medir el caudal de metano emitido en tiempo real. Pueden ser medidores de flujo de desplazamiento positivo, de flujo térmico de masa, o de flujo de turbina, entre otros. Si bien son útiles para medir gas en ductos de extremo abierto u otras líneas de gas, no son aplicables para medir fugas en bridas o válvulas, por lo cual no están recomendados para realizar campañas completas LDAR.
- **Anemómetros para medición de flujo en venteos:** dispositivos miden la velocidad del gas en líneas de venteo abiertas, como tanques de almacenamiento o venteos de pozos. Pueden ser de paleta o de hilo caliente, pero al igual que los medidores de flujo, son útiles para flujos de ductos, pero no para fugas de otros componentes como bridas, válvulas y otras conexiones.



Vane Anemometer



Figura 15 - Anemómetros para medición de flujo
(Fuente: Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership, 2017)

- **Bolsa de volumen calibrado:** bolsa no elástica que se llena con las emisiones capturadas, permitiendo calcular, a partir del tiempo de llenado de la misma, la tasa de emisión de gas. Combinada con medición de la composición de dicho gas para conocer el contenido de metano, se obtiene la tasa de emisión de metano. Es un método de bajo costo, pero lleva mucho tiempo por fuga y sirve para pérdidas grandes o venteos, no para emisiones pequeñas.



Figura 16 - Bolsa de volumen calibrado
(Fuente: Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership, 2017)

- **Cuantificación con satélites:** Satélites que utilizan espectrómetros de absorción infrarroja para medir la concentración de metano en la atmósfera y estimar emisiones. Como se indicó en el apartado de detección, sirve para el monitoreo de emisiones a gran escala y la identificación de superemisores, pero no para fugas pequeñas.
- **Cámaras QOGI (Quantitative Optical Gas Imaging):** cámaras ópticas de imagen infrarroja (OGI) combinadas con software de análisis para estimar el caudal de emisión. Es una tecnología fácil de usar, pero puede presentar alta variabilidad en los valores estimados debido a factores externos, por lo cual no es muy aceptada como método de cuantificación por organismos nacionales e internacionales.

- **Sensores de metano montados en drones, aeronaves o vehículos, o colocados fijos en instalaciones:** Sensores de concentración de metano y estaciones meteorológicas para estimar caudales de fuga mediante modelado de dispersión atmosférica. En general realizan cálculos de balance de masa comparando mediciones aguas arriba y debajo de la fuente de emisión.
- **Método 21 de la EPA (Environmental Protection Agency):** Se utilizan sniffers o detectores de ionización de llama (FID) para medir las concentraciones de metano en las fugas detectadas. El método no mide directamente la cantidad de gas emitido, sino que aplica ecuaciones empíricas para estimar la tasa de fuga en función de los valores de concentración obtenidos. Los valores obtenidos representan estimaciones conservadoras y pueden sobrestimar la cantidad real de gas emitido (IAPG, 2023).

La integración de múltiples tecnologías de monitoreo puede mejorar la eficacia global, proporcionando una comprensión más integral de las emisiones en diversos contextos operativos. Por ejemplo, combinar el monitoreo satelital para evaluaciones de grandes áreas con inspecciones mediante drones o cámaras OGI portátiles para la detección de fugas puntuales puede ofrecer perspectivas valiosas y ayudar a priorizar las acciones correctivas (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019; IAPG, 2023).

2.3. Beneficios de la implementación

La implementación de programas LDAR ofrece una serie de beneficios significativos que trascienden la reducción de emisiones fugitivas. Estos beneficios pueden clasificarse en tres grandes dimensiones: ambientales, económicas y operacionales, además de su creciente valor estratégico frente a regulaciones emergentes y demandas del mercado.

Beneficios ambientales

El principal beneficio ambiental de los programas LDAR es la reducción directa de emisiones fugitivas de metano. Según estimaciones de la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU., la implementación sistemática de programas LDAR puede reducir las emisiones fugitivas entre un 40% y un 70%, dependiendo del tipo de instalaciones, la frecuencia de inspección y la tecnología empleada. Esta reducción resulta especialmente relevante en contextos donde estas emisiones representan una fracción significativa de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, como es el caso de cuencas productoras de gas natural con instalaciones de muchos años de antigüedad.

Además, la reducción de emisiones fugitivas contribuye de manera indirecta a la mejora de la calidad del aire local, ya que junto con el metano se emiten otros hidrocarburos volátiles (VOCs) que pueden contribuir a la formación de ozono troposférico y afectar la salud de las comunidades cercanas (Environmental Defense Fund & ICF International, 2014).

Beneficios económicos

Desde una perspectiva económica, uno de los beneficios más relevantes es la recuperación de producto comercializable. El metano liberado a través de fugas representa una pérdida directa de

gas que podría haber sido utilizado internamente o comercializado, lo que se traduce en una reducción de ingresos o un aumento de costos de reposición (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014).

Diversos estudios internacionales indican que hasta el 75% de las emisiones fugitivas pueden mitigarse con tecnologías disponibles actualmente, muchas de las cuales presentan retornos positivos de la inversión (IEA, 2023a). En particular, cuando se integran sistemas de cuantificación precisos, las compañías pueden priorizar aquellas fugas con mayor impacto económico, maximizando el beneficio del programa.

Adicionalmente, al reducir las fugas, se minimizan los riesgos de incidentes operativos costosos, como explosiones o incendios provocados por acumulaciones de gas en áreas confinadas. También se reducen los costos asociados a penalizaciones regulatorias (en caso de haberlas), reclamos ambientales, inspecciones no programadas y deterioro de la reputación corporativa (EPA, 2007).

Beneficios operacionales

En términos operativos, los programas LDAR aportan mejoras significativas en la gestión de la integridad de los activos. La detección temprana de fugas puede revelar fallas incipientes en válvulas, juntas, compresores o sistemas de conducción, permitiendo intervenciones preventivas antes de que el problema evolucione hacia una falla mayor. Esto incrementa la confiabilidad del sistema, reduce tiempos de parada no planificada y mejora la disponibilidad operativa de las instalaciones (EPA, 2007; Sotoodeh, 2022).

Asimismo, la implementación de LDAR favorece la profesionalización de las rutinas de inspección, promoviendo una cultura de mejora continua, trazabilidad y análisis de datos. Los registros históricos permiten identificar patrones, corregir errores de diseño o mantenimiento recurrentes y optimizar la asignación de recursos en función del desempeño real de los activos (EPA, 2007).

Beneficios estratégicos y reputacionales

En un contexto de creciente presión regulatoria, estándares internacionales y compromisos voluntarios de descarbonización, los programas LDAR constituyen una herramienta estratégica para mejorar el posicionamiento de las compañías frente a inversores, autoridades y mercados. La capacidad de demostrar una gestión efectiva de emisiones no solo permite cumplir con normativas actuales o anticiparse a futuras exigencias, sino también acceder a certificaciones, incentivos financieros y mercados diferenciados, como el del “gas certificado bajo en emisiones”.

Por otra parte, el reporte transparente y verificable de las acciones de detección y mitigación de metano puede fortalecer la licencia social para operar, especialmente en zonas sensibles o en proyectos sujetos a evaluación ambiental. El compromiso activo con la reducción de emisiones puede mejorar la percepción pública de la industria y su alineación con los objetivos globales de sostenibilidad (Nwakile, Elete, Hanson, Esiri, & Erhueh, 2024).

2.4. Implicaciones prácticas y económicas

La implementación de un programa LDAR conlleva ciertas implicaciones prácticas que deben ser consideradas por las compañías del sector Oil & Gas tanto en términos operativos como económicos, regulatorios y organizacionales. Estos programas no solo requieren la adopción de tecnologías específicas, sino también la transformación de procesos internos, la capacitación del personal y la asignación de recursos dedicados al monitoreo y mantenimiento de activos (EPA, 2007).

Desde el punto de vista operativo, un programa LDAR exige la incorporación sistemática de rutinas de inspección, detección, reparación y verificación dentro del plan de mantenimiento de las instalaciones. Esto implica compatibilizar las actividades de inspección con los cronogramas operativos existentes, evitando interferencias con la producción y minimizando la necesidad de paradas de planta. Asimismo, es necesario desarrollar protocolos claros para la toma de decisiones frente a fugas detectadas, especialmente cuando se requiere evaluar la posibilidad de reparación inmediata, postergada o con mitigación parcial en caso de restricciones técnicas o de seguridad.

En el plano logístico y de recursos, la implementación requiere la disponibilidad de tecnologías de detección y cuantificación apropiadas para los distintos tipos de instalaciones, así como el acceso a herramientas para el análisis y procesamiento de datos. Esto conlleva inversiones iniciales en adquisición de equipos, pero también en software de gestión, plataformas de almacenamiento de datos y sistemas de visualización que permitan interpretar resultados en tiempo real o a partir de series históricas. Además, debe contemplarse la provisión de repuestos y materiales para realizar las reparaciones, así como la disponibilidad de personal técnico capacitado.

Una de las implicancias más relevantes está vinculada a la capacitación del personal. El éxito de un programa LDAR depende en gran medida de la correcta ejecución de cada etapa por parte de los equipos involucrados. Esto exige capacitar no solo a técnicos en el uso de instrumentos específicos, sino también a operadores, supervisores y personal de mantenimiento en los criterios de priorización, interpretación de datos y toma de decisiones. A su vez, es clave incorporar competencias en análisis de riesgos asociados a las fugas y gestión de la integridad de los activos.

Desde una perspectiva económica, si bien la implementación inicial puede implicar costos significativos, diversos estudios internacionales han demostrado que los programas LDAR pueden presentar una relación costo-beneficio positiva (Figura 17), especialmente cuando se integran con estrategias de eficiencia operativa y valorización del gas capturado. Las pérdidas de metano representan un desaprovechamiento de un recurso con valor comercial, por lo cual su recuperación puede traducirse en ingresos adicionales o en reducción de compras externas de gas. Además, al evitar fugas que podrían derivar en incidentes ambientales o de seguridad, se reducen costos asociados a sanciones, reparaciones de emergencia o pérdida de reputación (IEA, 2023a).

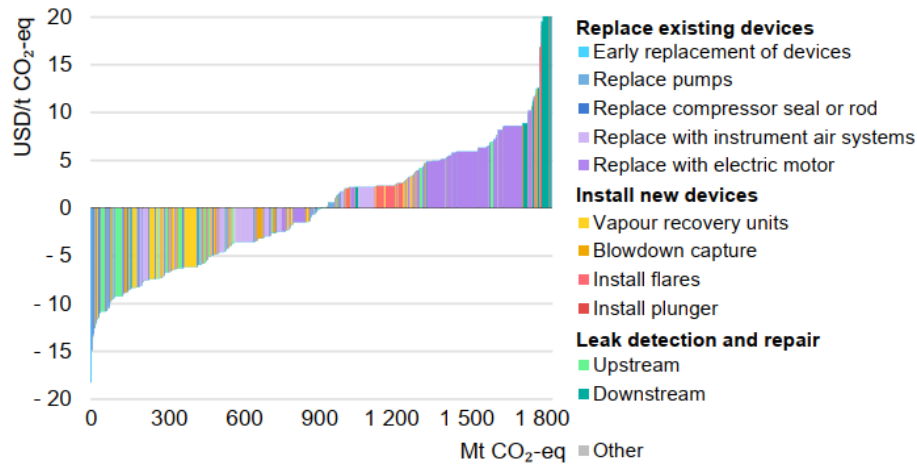


Figura 17 - Costos de abatimiento de emisiones de metano en operaciones de oil & gas 2022
(Fuente: IEA, 2023b)

Sin embargo, es importante mencionar que una parte considerable de la literatura que sostiene que los programas LDAR en operaciones upstream son de bajo costo o de costo negativo, se basa en análisis de Costo Marginal de Abatimiento (MAC por su sigla en inglés), los cuales han sido objeto de críticas por parte de autores como Aldy, Reinhardt, & Stavins (2025), Kesicki (2010), Kesicki & Ekins (2011), y Taylor (2012), entre otros. Estos estudios advierten que las curvas MAC tienden a sobreestimar el potencial de medidas “de bajo costo” al no considerar adecuadamente las restricciones contextuales, los costos de implementación operativa y los desafíos institucionales reales.

En particular, Aldy et al (2025) señalan que los análisis basados en modelos de ingeniería tienden a asumir automáticamente la valorización del metano evitado y la adopción sin fricciones de nuevas tecnologías, omitiendo costos transaccionales, logísticos o sociales que pueden ser significativos. Por su parte, Kesicki & Ekins (2011) destacan que las curvas MAC suelen basarse en promedios o valores teóricos agregados que no capturan las condiciones específicas de cada instalación o país, lo cual limita su utilidad como herramienta para decisiones de política o inversión. En línea con estas advertencias, Taylor (2012) cuestiona la validez de estos análisis, señalando que estas pueden generar rankings engañosos para casos de “costos negativos” que no reflejan adecuadamente ni los beneficios económicos ni el impacto ambiental de las distintas opciones de mitigación.

De hecho, al comparar curvas MAC de proyectos de reducción de emisiones para la industria del oil & gas de distintos estudios, puede notarse la importancia de los criterios que se toman tanto para realizar los cálculos como para mostrar los resultados. En la Figura 17 por ejemplo, se presenta “LDAR Upstream” como un solo proyecto agregado, y se indica que tiene costos negativos. Al observar el gráfico de la Figura 18 en cambio, que separa los programas LDAR por tipo de instalación (fuente de emisiones), se puede ver que no todos son de costo negativo. También influyen las consideraciones que se toman con respecto a CAPEX y OPEX necesarios, al beneficio que se obtiene por la venta del gas cuya pérdida se evita y al valor del carbono, entre otros.

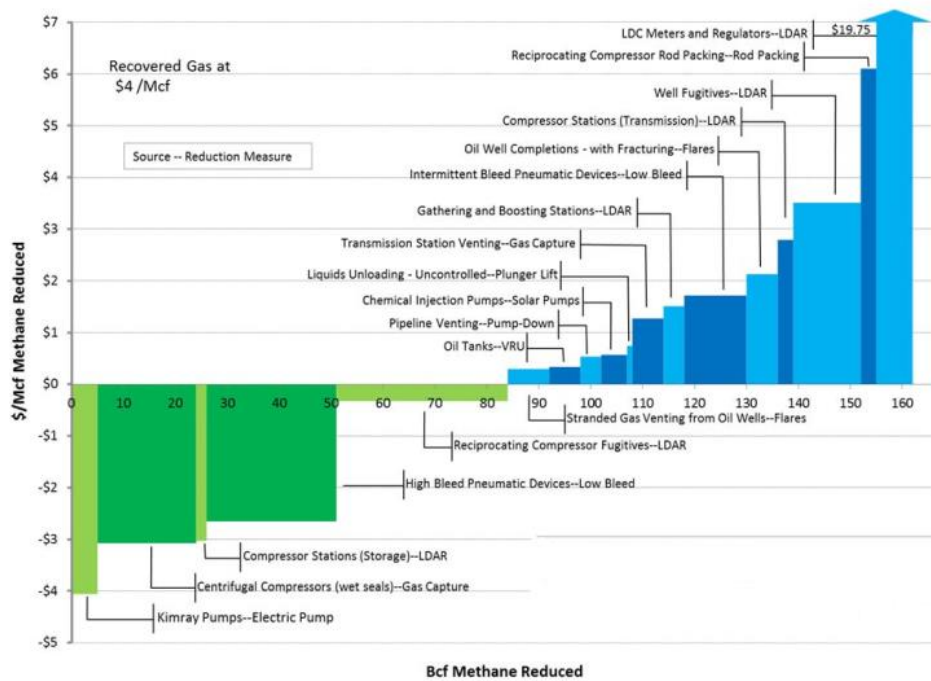


Figura 18 - Curva de costo marginal de abatimiento de emisiones de metano por fuente
(Fuente: Environmental Defense Fund & ICF International, 2014)

Por ello, si bien es relevante considerar la literatura que promueve los LDAR como medidas de costo negativo, también es necesario advertir que tales conclusiones no siempre son extrapolables a contextos como el argentino, donde las condiciones económicas, regulatorias y técnicas pueden ser considerablemente diferentes.

En el plano regulatorio y organizacional, la implementación de programas LDAR está comenzando a integrarse en marcos normativos de diversas jurisdicciones, lo que genera nuevas obligaciones para las empresas del sector. En muchos casos, estas regulaciones exigen no solo la detección y reparación de fugas, sino también la trazabilidad, verificación externa y reporte sistemático de resultados. Estas exigencias implican ajustes sustanciales en los sistemas de gestión, el cumplimiento normativo y la articulación con autoridades regulatorias. Para compañías que operan en múltiples provincias o países, la falta de armonización normativa puede representar un desafío adicional en términos de costos de cumplimiento y complejidad operativa.

CAPÍTULO 3. MARCO REGULATORIO

El avance en la medición, reporte y mitigación de emisiones fugitivas de metano ha ido acompañado por un creciente desarrollo de marcos regulatorios a nivel internacional y nacional. Estos marcos definen tanto obligaciones técnicas como criterios de transparencia, seguimiento y verificación, promoviendo la incorporación de programas LDAR como herramienta clave en la gestión de emisiones del sector Oil & Gas.

3.1. Marco regulatorio internacional

A nivel global, se observa una tendencia clara hacia el fortalecimiento de las regulaciones orientadas a reducir las emisiones de metano en el sector energético, en línea con los objetivos del Acuerdo de París y el compromiso de limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

Uno de los principales referentes regulatorios es la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos, que desde la década de 1990 ha desarrollado normas específicas sobre emisiones fugitivas. El programa New Source Performance Standards (NSPS), particularmente las subpartes OOOO y OOOOa, establece requerimientos de implementación de programas LDAR en nuevas instalaciones, incluyendo frecuencia de monitoreo, tecnologías aceptadas y plazos de reparación. En diciembre de 2023, la EPA publicó una nueva normativa final que amplía estas exigencias con el objetivo de reducir en un 80% las emisiones reguladas de metano para 2038 (EPA, 2025a).

Canadá ha implementado regulaciones federales que establecen metas específicas de reducción de emisiones de metano para la industria del petróleo y gas. Estas regulaciones incluyen requisitos para la detección y reparación de fugas, como el Reglamento federal SOR/2018-66, en vigor desde enero de 2020, que exige la realización de inspecciones cuatrimestrales en instalaciones upstream para la detección y reparación de fugas, así como la instalación de equipos que minimicen los venteos (Government of Canada, 2025). A nivel provincial, jurisdicciones como Alberta han desarrollado normativas complementarias y sistemas de reporte y verificación propios. Además de las obligaciones regulatorias, algunas provincias han desarrollado programas que ofrecen incentivos financieros y fiscales a las empresas que implementan tecnologías y prácticas para la reducción de emisiones, incluyendo programas LDAR. Estos incentivos pueden incluir subvenciones, créditos fiscales y otros mecanismos de apoyo financiero (ERA, 2025).

La Unión Europea aprobó en abril de 2024 su primera ley específica para reducir emisiones de metano en el sector energético, el Reglamento (UE) 2024/1787. Esta normativa impone objetivos obligatorios de reducción y contempla medidas como la detección y reparación más estricta de fugas, la prohibición del venteo y quema de metano en estaciones de drenaje desde 2025 y en pozos de ventilación desde 2027, y la exigencia de planes para mitigar emisiones en minas y pozos inactivos. A partir de 2027, estas exigencias también se aplicarán a los combustibles fósiles importados. El reglamento establece requisitos detallados para la detección y reparación de fugas, incluyendo la obligación de cuantificar las emisiones y reparar las fugas dentro de plazos específicos. Aunque la normativa se centra en obligaciones, la Comisión Europea también ha propuesto facilitar ayudas estatales para inversiones en tecnologías limpias, lo que podría incluir apoyo financiero para la implementación de programas LDAR. Estas ayudas buscan incentivar a las empresas a adoptar

prácticas más sostenibles mediante subvenciones, préstamos subsidiados y ventajas fiscales (Parlamento Europeo, 2024).

Asimismo, en Europa también se ha implementado el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM por su nombre en inglés), que aplica requerimientos a las importaciones de ciertos bienes intensivos en carbono. Los importadores deben reportar y pagar por las emisiones de carbono de la cadena de producción, de modo de alinearse con los costos del carbono que pagan los productores dentro de la Unión Europea, y fomentar una competencia justa. Si bien los combustibles fósiles no están incluidos en la lista actual de productos sujetos al CBAM, existe la posibilidad de que se amplíe a futuro para abarcarlos (Parlamento Europeo, 2018).

Un punto de referencia emergente a nivel internacional es el Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), coordinado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Este marco voluntario establece cinco niveles de reporte de emisiones de metano y promueve la implementación de programas LDAR como parte del nivel más avanzado de transparencia. Las empresas que adhieren al OGMP 2.0 deben reportar sus emisiones por fuente y por sitio, y demostrar progresos en planes de mitigación verificados por terceros (United Nations Environmental Programme, 2024).

En paralelo, la Global Methane Pledge, lanzada en 2021 durante la COP26, compromete a más de 150 países a reducir en al menos un 30 % las emisiones globales de metano para 2030. Aunque no es vinculante, ha generado presión sobre gobiernos y empresas para acelerar la adopción de políticas y tecnologías de mitigación (U.S Department of State, 2024).

En América Latina, se destaca el caso de Colombia, que en 2022 se convirtió en el primer país de la región en establecer regulaciones obligatorias sobre emisiones de metano. La Resolución 40066 de 2022, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, exige a los operadores implementar programas de detección, cuantificación, reparación y reporte de emisiones fugitivas de metano, con criterios técnicos alineados a estándares internacionales (Vargas-Chaves, Cumbe-Figueroa, & Martínez, 2024). Esta legislación complementa a la anterior Ley 2169 de 2021 que establece la obligación de reportar emisiones de GEI y promueve la reducción de emisiones, incluidas las provenientes de fugas, en toda la cadena de producción de hidrocarburos, la recuperación del gas asociado y la mejora de la eficiencia (Ministerio de Ambiente de Colombia, 2021).

Asimismo, el país cuenta con instrumentos económicos orientados a fomentar las acciones de mitigación de GEI, como un impuesto al carbono y el tratamiento tributario de no causación regulados por la Ley 1819 de 2016 y el decreto 926 de 2017, que establecen un mecanismo mediante el cual los sujetos obligados pueden compensar su responsabilidad fiscal mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones (Gobierno de Colombia, 2016).

A pesar del progreso normativo internacional y la creciente presión para acelerar la acción climática, el avance de las políticas de mitigación de metano enfrenta desafíos significativos en 2025. En Estados Unidos, la implementación de la normativa final de la EPA sobre emisiones de metano, adoptada en diciembre de 2023, ha sido ralentizada por disputas legales en varios estados y por la falta de alineación en el Congreso respecto al financiamiento y supervisión de la transición

energética. Esta situación genera ciertas demoras en la ejecución efectiva del programa, particularmente en regiones con fuerte dependencia de la industria fósil.

A nivel global, las prioridades políticas de algunos países han oscilado en respuesta a crisis energéticas y presiones económicas, lo que ha derivado en postergaciones regulatorias o en una menor ambición de los planes nacionales de reducción de metano. Organismos como el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el International Energy Agency (IEA) han advertido que, sin un alineamiento político más firme y mecanismos de rendición de cuentas robustos, los compromisos multilaterales como el Global Methane Pledge podrían quedar lejos de sus metas para 2030. Este panorama destaca la necesidad de reforzar la gobernanza climática y de mantener el impulso político para traducir las promesas en resultados medibles y verificables.

3.2. Marco regulatorio en Argentina

En Argentina, si bien el desarrollo de un marco regulatorio robusto sobre emisiones fugitivas de metano es incipiente, en los últimos años se han dado avances significativos a nivel nacional y provincial.

A nivel nacional, el hito normativo más relevante es la Resolución 970/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación, publicada en diciembre de 2023, que crea el Programa Nacional de Medición y Reducción de Emisiones Fugitivas de Metano derivadas de Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Esta norma es de cumplimiento obligatorio y establece que los operadores deben presentar anualmente:

- Un Plan de Medición de Emisiones Fugitivas, que incluya metodologías, tecnologías, y cronograma de mediciones.
- Un Plan Integral de Reducción y/o Captación de Emisiones Fugitivas a cinco años, que contemple medidas concretas de mitigación, priorizando la eficiencia y el aprovechamiento del gas.

Asimismo, la resolución promueve la transparencia mediante la publicación de los datos reportados en el sitio web oficial de la Secretaría de Energía. Cabe aclarar que está pendiente la publicación de una reglamentación de esta resolución para que la misma entre en vigencia completamente (Secretaría de Energía, 2023).

En el ámbito provincial, la Resolución 58/2024 de la Secretaría de Ambiente de la Provincia del Chubut establece un régimen obligatorio de gestión de emisiones de metano para actividades hidrocarburíferas. Esta resolución exige a los operadores:

- La presentación anual de un Plan de Gestión de Emisiones de Metano (PAGEM).
- La elaboración de inventarios de activos emisores.
- La cuantificación y reporte anual de emisiones.
- La implementación de programas de detección y reparación de fugas bajo estándares internacionales.
- La quema del gas aventado y la solicitud de excepciones para casos de venteo por terminación o reparación de pozos mayor a 30 días.

La norma se enmarca en la Ley Nacional N.º 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, y promueve la trazabilidad de datos, el acceso a la información pública ambiental y la mejora continua (Secretaría de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable Chubut, 2024).

Por su parte, la provincia de Neuquén publicó en marzo de 2025 la Resolución 258/25 que crea el Programa de Monitoreo y Mitigación de Emisiones de GEI en el Sector Hidrocarburífero. El mismo contará de una etapa piloto de un año en la que se realizará un diagnóstico inicial y se desarrollará el procedimiento de reporte que deberán utilizar los sujetos obligados para reportar las emisiones anualmente. Asimismo, la Resolución establece que también deberán presentar un plan de mitigación de emisiones, alineado con el plan sectorial a desarrollar por la Provincia, que deberá incluir un programa de detección y reparación de fugas. El documento no establece aún los requisitos específicos sobre reporte y mitigación, los deja para definir durante la etapa piloto del programa (Secretaría de Ambiente Neuquén, 2025).

Si bien estas normativas representan avances sustanciales, aún persisten desafíos regulatorios relevantes, como la ausencia de criterios técnicos unificados a nivel nacional y la escasa articulación con los sistemas de reporte de emisiones a nivel internacional.

No obstante, varias compañías del sector han comenzado hace años a implementar iniciativas voluntarias de monitoreo y mitigación de emisiones fugitivas, motivadas por compromisos ESG, requerimientos de acceso a financiamiento internacional y estándares de mercados importadores. Estas experiencias pueden servir de base para el diseño de un marco regulatorio más robusto, homogéneo y alineado con las mejores prácticas internacionales.

PARTE II: MARCO EMPÍRICO

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

4.1. Enfoque metodológico para el análisis tecnológico

El análisis de tecnologías LDAR en esta investigación se basó en una evaluación cualitativa y comparativa de las principales herramientas disponibles en el mercado para la detección y cuantificación de emisiones fugitivas de metano. Esta evaluación se estructuró en torno a tres dimensiones clave: eficacia técnica, adecuación operativa al contexto argentino, y relación costo-eficiencia.

Para ello, se recopiló información de fuentes técnicas y regulatorias reconocidas a nivel internacional, así como experiencias prácticas reportadas en estudios de casos, literatura científica y reportes de organismos multilaterales.

El enfoque metodológico consistió en:

- Identificar las principales tecnologías empleadas en programas LDAR (inspección puntual, monitoreo continuo, y plataformas remotas).
- Sistematizar criterios de evaluación relevantes (precisión en detección de fugas, adaptabilidad operativa, costos de implementación y mantenimiento, dependencia de condiciones ambientales, entre otros).
- Construir una matriz comparativa cualitativa orientada a identificar ventajas y desventajas relativas de cada tecnología en escenarios representativos del sector upstream argentino.

Este análisis no busca determinar una única solución óptima, sino identificar las condiciones bajo las cuales distintas tecnologías pueden resultar más apropiadas en función de las características técnicas, operativas y económicas del entorno en el que se pretende implementar el programa.

Asimismo, los resultados obtenidos sirvieron como insumo central para la selección de la tecnología que se utilizó en el Capítulo 5, en el que se desarrolla el análisis de un caso modelo de implementación de LDAR para estimar la potencial reducción de emisiones que se lograría y analizar cómo los distintos aspectos económicos y financieros afectarían su viabilidad bajo distintos escenarios.

4.2. Modelos económicos y financieros

La evaluación de los principales aspectos que influyen en la viabilidad económica de los programas LDAR en la industria del petróleo y gas se realizó mediante la aplicación de modelos financieros que

permiten estimar el retorno de la inversión y analizar la sensibilidad a variables clave. A continuación, se describen las herramientas y modelos que se emplearon para analizar el caso modelo, así como el propósito de cada uno dentro de la evaluación:

4.2.1. Estimación de flujos de caja

El primer paso consistió en construir flujos de caja anuales del proyecto para un horizonte de evaluación a 10 años. Los flujos incluyen:

- Ingresos estimados por el valor del metano evitado, calculado a partir de tasas de fuga estimadas, eficiencia de captura de la tecnología seleccionada y precios proyectados del gas natural.
- Costos operativos del programa LDAR, incluyendo inspecciones, mano de obra, y reparación de componentes.
- Inversión inicial según la tecnología de detección y cuantificación seleccionada.

4.2.2. Cálculo del Valor Actual Neto

Con los flujos estimados, se calculó el Valor Actual Neto (VAN) del programa LDAR como principal indicador de creación de valor financiero. El VAN representa la diferencia entre el valor presente de los beneficios netos futuros esperados y la inversión inicial del proyecto. La fórmula utilizada es:

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde FC_t representa el flujo neto en el año t , r será la tasa de descuento e I_0 la inversión inicial. Este indicador permite determinar si la inversión en mitigación genera valor en términos financieros para la empresa.

4.2.3. Estimación del Retorno sobre la Inversión

En el análisis se incluyó el Retorno sobre la Inversión (ROI) como indicador complementario de rentabilidad, que expresa el beneficio económico por cada unidad de capital invertido en el proyecto. Se aplicó la siguiente fórmula:

$$ROI = \frac{\text{Beneficio neto acumulado}}{\text{Inversión total}}$$

4.2.4. Modelado de escenarios con precios de carbono

Se simularon escenarios con precios hipotéticos al carbono, considerando valores de 10, 50 y 100 USD por tonelada de CO₂ equivalente. Esto permite reflejar tanto los precios observados en mercados de carbono actualmente en América Latina, como los de mercados europeos y estadounidense, así como valores guía sugeridos por organismos multilaterales para alcanzar los objetivos climáticos del Acuerdo de París.

Para convertir las emisiones de metano evitadas en CO₂ equivalente, se utiliza un Potencial de Calentamiento Global (PCG) de 29,8 a 100 años, conforme al Sexto Informe de Evaluación del IPCC (IPCC, 2021).

El objetivo es estimar el ingreso adicional potencial que podrían generar los programas LDAR si las reducciones se valorizaran mediante instrumentos económicos (mercados voluntarios, impuestos, estándares regulatorios), y cómo ello impactaría en la rentabilidad del programa.

4.2.5. Análisis de sensibilidad

Se desarrolló un análisis de sensibilidad multivariable para evaluar cómo se comportan los indicadores económicos (VAN, ROI y MAC) ante variaciones en las siguientes variables del modelo:

- Precio del gas natural;
- Costos operativos del programa;
- Precio del carbono aplicado a las emisiones evitadas.

Este análisis permite identificar los factores más críticos para la rentabilidad del programa, aportando evidencia para una futura priorización de inversiones o diseño de políticas públicas.

Esta batería de herramientas permite evaluar de manera integral no sólo cómo cada factor influye en la rentabilidad financiera de los programas LDAR, sino también su potencial en escenarios con regulación ambiental más exigente o esquemas de valorización climática en evolución. Así, el análisis contribuirá a determinar en qué condiciones este tipo de inversiones resulta justificable para empresas del sector en el contexto argentino.

4.2.6. Justificación del enfoque metodológico económico

Si bien este trabajo aplica herramientas como el VAN y el ROI para estimar la viabilidad financiera de los programas LDAR, es importante aclarar que su utilización no responde al objetivo de realizar un análisis económico completo. Estas métricas se emplean aquí como instrumentos exploratorios que permiten examinar cómo distintas variables como el precio del gas natural, el valor del carbono o los costos operativos, afectan los indicadores económicos bajo diferentes escenarios. La finalidad

no es comparar este tipo de programas con otras alternativas de mitigación, sino demostrar que, bajo ciertas condiciones locales, los programas LDAR pueden no ser económicamente viables, especialmente si se pretende replicar la rigurosidad técnica y frecuencia operativa exigida en países desarrollados.

En este contexto, se decidió no incluir el cálculo de una curva de Costo Marginal de Abatimiento (MAC), pese a que estas herramientas se han popularizado para comparar opciones de mitigación en términos de dólares por tonelada de CO₂ equivalente evitada. El uso de curvas MAC requiere condiciones de comparabilidad entre tecnologías y contextos que no están presentes en este estudio. Comparar el LDAR modelado en este trabajo, diseñado ad hoc para un caso representativo de operaciones en Argentina, con medidas de mitigación reportadas en la literatura implicaría asumir marcos comunes de costos, barreras tecnológicas y esquemas de valorización que no se verifican en la realidad local. Por el contrario, las condiciones aquí analizadas incluyen supuestos específicos sobre precios del gas, disponibilidad de tecnología, estructura de costos y niveles de emisiones, lo cual restringe cualquier extrapolación directa.

Además, aunque en este análisis se considera como beneficio directo el valor del metano evitado por la reparación de fugas, dado que se asume que el gas capturado ingresa efectivamente al sistema sin incurrir en costos adicionales, esta lógica no sería aplicable a otras alternativas de mitigación, como la captura de venteos o la recuperación de gas asociado. En esos casos, suelen requerirse inversiones adicionales en infraestructura, acondicionamiento o compresión del gas, lo que afecta significativamente el costo neto de abatimiento y dificulta una comparación directa.

Esta decisión metodológica está respaldada por la literatura especializada. Aldy, Reinhardt y Stavins (2025), en su revisión crítica sobre estimaciones de costos de reducción de metano, advierten que las curvas MAC derivadas de modelos de ingeniería frecuentemente sobrestiman el potencial de medidas de bajo costo, al asumir una valorización automática del metano evitado sin contemplar restricciones técnicas, económicas o institucionales. Además, señalan que estas curvas se basan en promedios que no reflejan la variabilidad entre instalaciones ni los factores que realmente inciden en la adopción tecnológica.

En consecuencia, la aproximación basada en análisis de escenarios específicos y sensibilidad de variables clave se considera más adecuada para el propósito de este estudio: identificar los principales factores que condicionan la viabilidad de los programas LDAR en el contexto argentino, sin incurrir en comparaciones generalizadas que pueden resultar engañosas o conceptualmente débiles.

4.3. Análisis de condiciones habilitantes, incentivos regulatorios y financieros

Este trabajo también contempla un análisis de los factores institucionales, regulatorios y financieros que pueden condicionar la viabilidad y escalabilidad de los programas LDAR en Argentina. La experiencia internacional demuestra que la implementación de este tipo de iniciativas en países en desarrollo requiere no solo de argumentos técnicos sólidos, sino también de un entorno propicio en

términos de marcos normativos, capacidades locales y mecanismos de valorización económica del metano recuperado (Vargas-Chaves, Cumbe-Figueroa, & Martínez, 2024).

Este análisis se enfoca en la identificación de instrumentos concretos que podrían facilitar la adopción de estos programas desde la perspectiva del sector privado. El mismo se nutre tanto de la revisión de experiencias internacionales como del diagnóstico contextual argentino desarrollado en los capítulos previos.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. Análisis de tecnologías LDAR

La elección de tecnologías para un programa LDAR no puede abordarse como una decisión técnica aislada, sino como un balance entre desempeño, costos operativos y adaptabilidad al contexto específico de aplicación. En países como Argentina, caracterizados por una infraestructura energética diversa, restricciones presupuestarias y capacidades técnicas dispares, este análisis requiere considerar simultáneamente la eficacia, la cobertura y la viabilidad económica de cada solución tecnológica.

5.1.1. Eficacia técnica relativa y aplicabilidad en campo

Las tecnologías LDAR presentan rendimientos variables en cuanto a sensibilidad, precisión de cuantificación, cobertura espacial y adaptabilidad operativa. Algunas de las técnicas más simples, como los métodos AVO (auditivo, visual y olfativo) o la detección con burbujas de jabón, presentan costos extremadamente bajos y pueden ser útiles como herramientas preliminares o de rutina para inspecciones generales. Sin embargo, su limitada sensibilidad, la ausencia de cuantificación y la alta dependencia del criterio del operador las vuelven inadecuadas para estructurar un programa LDAR confiable y trazable. Por ello, no se incluyen en este análisis.

En su lugar, se analizan tecnologías que han demostrado eficacia y confiabilidad en marcos regulatorios internacionales, y que son capaces de detectar y cuantificar emisiones con suficiente precisión como para priorizar reparaciones y generar trazabilidad. Entre ellas, las cámaras ópticas de gas (OGI) y los muestreadores de alto flujo se destacan por su equilibrio entre portabilidad, precisión y flexibilidad, permitiendo la detección directa de emisiones a nivel de componentes y su cuantificación inmediata.

Este tipo de tecnologías cuenta además con validación por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), que las ha reconocido como método estándar para cumplir con las recientes regulaciones sobre metano. En particular, el uso del muestreador de alto flujo para cuantificación de fugas es ampliamente aceptado por su capacidad de medir caudales de emisión directa con precisión, mientras que los sistemas de cámaras OGI permiten una inspección más rápida y versátil que otros métodos puntuales.

Por otro lado, las tecnologías de monitoreo continuo y plataformas remotas (drones o satélites) ofrecen cobertura más amplia y pueden detectar eventos intermitentes o inesperados, aunque a menudo con menor precisión para fugas pequeñas y con mayores costos operativos (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019).

El rendimiento técnico también está influenciado por variables como la presión y composición del gas, las condiciones meteorológicas, la accesibilidad del sitio y la frecuencia de mantenimiento. Por ejemplo, cámaras infrarrojas pierden capacidad de detección en presencia de viento o temperaturas extremas, mientras que sensores fijos requieren infraestructura eléctrica estable y conectividad constante (Bell, Vaughn, & Zimmerle, 2020).

5.1.2. Comparación de desempeño según escenarios de operación

Desde una perspectiva práctica, la eficacia técnica de cada solución debe ser evaluada en función de su adecuación a escenarios operativos típicos del upstream argentino, como:

- Instalaciones remotas sin conectividad constante, donde tecnologías portátiles y drones tienen mayor aplicabilidad que redes de sensores.
- Operaciones intensivas en mano de obra, donde el uso extensivo de Método 21 de la EPA, muestreadores de alto flujo o detectores láser OGI puntuales puede resultar inviable o costoso en términos de horas-hombre.
- Infraestructura distribuida en climas extremos, donde la resistencia ambiental de los equipos es determinante para evitar fallos en la detección.

A continuación, se presenta una matriz de evaluación comparativa por criterios técnicos clave, agrupando los métodos de detección en tres grandes categorías: inspección puntual a nivel de componentes, monitoreo continuo mediante sensores fijos, y monitoreo remoto mediante drones, vuelos o satélites.

Tabla 1 - Análisis comparativo de métodos de detección de fugas

Criterio técnico	Inspección puntual (OGI / M21)	Monitoreo continuo	Aéreo / remoto
Precisión en fugas pequeñas	Alta	Alta	Baja-Media
Cobertura espacial	Baja	Media	Alta
Detección de eventos intermitentes	Baja	Alta	Media-alta
Dependencia de condiciones ambientales	Alta	Baja	Alta
Necesidad de capacitación técnica	Media-alta	Alta	Alta
Adaptabilidad a operaciones argentinas	Alta en instalaciones pequeñas	Limitada por infraestructura	Alta en zonas remotas

(Fuente: elaboración propia con base en datos de Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, (2019) y Bell, Vaughn, & Zimmerle (2020))

5.1.3. Consideraciones de costos operativos

Más allá del desempeño técnico, el análisis de costos operativos es clave para comprender la viabilidad real de las distintas tecnologías en cada contexto.

Las tecnologías de menor costo unitario son aquellas basadas en inspección puntual, como el uso de cámaras OGI portátiles y el Método 21 que requieren menos infraestructura, pero son intensivas en mano de obra. Por ejemplo, el costo estimado por campaña de inspección con OGI puede oscilar entre 1.500 y 2.500 USD por instalación, dependiendo del tipo de planta y la ubicación geográfica. A su vez, la combinación con cuantificación mediante muestreador de alto flujo, ampliamente utilizada en jurisdicciones como EE.UU. y Canadá, suma un costo adicional por fuga inspeccionada, que ronda los 50 USD por evento.

En contraste, las tecnologías de monitoreo continuo, como redes de sensores fijos, presentan altos costos iniciales de instalación que pueden superar los 50.000 USD por sitio, además de requerir mantenimiento frecuente, conectividad permanente y procesamiento constante de datos. Aunque permiten una detección en tiempo real y reducción significativa de emisiones, su uso extensivo en yacimientos dispersos y remotos resulta por ahora más inviable en Argentina por razones de infraestructura.

Las tecnologías aéreas (drones, vuelos tripulados) o satelitales presentan un costo operativo más elevado por hora de vuelo o por campaña, pero su cobertura espacial permite monitorear grandes extensiones con menos visitas presenciales. Sin embargo, su resolución limitada y la imposibilidad de hacer cuantificación precisa de componentes individuales restringen su utilidad para programas LDAR orientados a reparación directa, y en cambio suelen usarse más comúnmente como herramientas de conciliación de datos y monitoreo de fuentes de emisión más grandes (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019).

En resumen, si bien tecnologías como cámaras OGI combinadas con muestreadores de alto flujo no son las más económicas, presentan el mejor equilibrio entre precisión técnica, aplicabilidad práctica y costos razonables en contextos como el argentino. Esta es la razón por la cual se adoptan como base para los modelos de análisis técnico y económico desarrollados en los siguientes apartados del capítulo.

5.2. Estimación del potencial técnico de mitigación

Con el objetivo de estimar el potencial técnico de reducción de emisiones fugitivas de metano mediante programas de Detección y Reparación de Fugas (LDAR), se realizó un análisis basado en una operación onshore típica de producción mixta de petróleo y gas en Argentina. Para ello, se utilizaron factores de emisión a nivel de instalación (“facility-level”) provistos por el API GHG Compendium (2021, Tabla 7-8), guía reconocida internacionalmente para la estimación de emisiones en el sector (API, 2021).

El análisis partió de una caracterización básica de un yacimiento modelo con determinados niveles de producción diaria de petróleo y gas. Luego, se aplicaron los factores de emisión correspondientes, diferenciando entre instalaciones de producción de petróleo y de gas. A partir de ello, se calculó el volumen anual estimado de metano emitido por fugas en condiciones sin control específico de emisiones (i.e., sin programa LDAR). Finalmente, se proyectó la reducción potencial que podría lograrse mediante la implementación de un programa LDAR con un nivel de eficacia intermedio, y se analizó dicha reducción también en términos de toneladas de CO₂ equivalente evitadas, utilizando el Potencial de Calentamiento Global (PCG) del metano.

Se consideró una operación integrada que produce, en promedio, 2.000 m³/día de petróleo y 1.000.000 m³/día de gas, durante un período continuo de 365 días. Estos volúmenes se corresponden con operaciones onshore medianas en cuencas productoras argentinas, como la Cuenca Neuquina, especialmente en campos de perfil mixto que combinan la producción de petróleo con gas asociado y la explotación de yacimientos de gas.

Tabla 2 – Cálculo de emisiones para el yacimiento modelo

	Producción diaria (m³/día)	Producción anual (m³/año)	Factor de emisión de metano por fugas (TnCH₄/m³ producido)¹	Emisiones fugitivas de metano (TnCH₄/año)	Emisiones fugitivas de metano (TnCO₂e/año)
Producción de petróleo	2.000	730.000	1,476E-03	1.077,5	32.109,5
Producción de gas	1.000.000	365.000.000	9,184E-07	335,2	9.988,9
			Total	1.412,7	42.098,4

Es decir que las emisiones fugitivas totales estimadas para este yacimiento, sin la implementación de un programa LDAR serían de 1.413 TnCH₄ al año, equivalentes a 42.098 TnCO₂e (utilizando un PCG del metano de 29,8 (IPCC, 2021)).

Según la guía API, los factores de emisión utilizados tienen una incertidumbre asociada de ±95,5% para petróleo y ±52,9% para gas. Con base en esto, se calcularon también las emisiones fugitivas estimadas para los escenarios de mínima y de máxima (Tabla 3).

Tabla 3 - Emisiones fugitivas por escenario de incertidumbre

Escenario	Emisiones fugitivas producción de petróleo (TnCH₄/año)	Emisiones fugitivas producción de gas (TnCH₄/año)	Emisiones fugitivas totales (TnCH₄/año)	Emisiones fugitivas totales (TnCO₂e/año)
Mínimo	48,5	157,9	206,4	6.150,7
Base	1.077,5	335,2	1.412,7	42.098,4
Máximo	2.106,5	512,5	2.619	78.046,2

¹ Factores de emisión de Tabla 7-8 del Compendio GHG API 2021.

Si bien estudios referenciales como los de Environmental Defense Fund & ICF International (2014) indican eficiencias promedio del 60% para programas LDAR, estos valores corresponden a estimaciones realizadas hace una década, con tecnologías menos desarrolladas y marcos regulatorios menos exigentes. Actualmente, los casos señalan eficiencias de alrededor del 90% cuando se utilizan tecnologías combinadas (OGI + cuantificación puntual) y procedimientos sistemáticos de reparación. Por ello, en este análisis se adoptó un valor del 90%, reflejando condiciones más actuales y conservadoras en cuanto a cumplimiento técnico. No se consideró una eficiencia del 100%, ya que algunas fugas no son detectables con las tecnologías existentes o no son reparables de forma inmediata.

Tabla 4 - Reducción de emisiones estimada por implementación de programa LDAR

Escenario	Emisiones fugitivas totales (TnCH₄/año)	Reducción estimada por LDAR (90%) (TnCH₄/año)	Reducción estimada por LDAR (90%) (TnCO_{2e}/año)
Mínimo	206,4	185,8	5.536,8
Base	1.412,7	1.271,4	37.887,7
Máximo	2.619	2.357,1	70.241,6

En un yacimiento onshore mixto de escala media, un programa LDAR puede evitar aproximadamente entre 5.500 y 70.000 toneladas de CO₂ equivalente por año, dependiendo de la variabilidad inherente al tipo y estado de integridad de las instalaciones, así como al grado de mantenimiento que se hace de las mismas y la frecuencia con la que se ejecutan las detecciones y reparaciones de las fugas.

No obstante, es importante señalar que el presente análisis implicó ciertas simplificaciones metodológicas:

- Se ha asumido que la producción de petróleo es tratada exclusivamente en instalaciones categorizadas como "oil production" y que el gas se maneja en plantas identificadas como "gas production facilities", cuando en la práctica pueden coexistir instalaciones mixtas o circuitos compartidos.
- Asimismo, los factores de emisión a nivel de instalación (facility-level) utilizados, si bien constituyen una herramienta práctica para estimaciones a gran escala, presentan altos niveles de incertidumbre: $\pm 95,5\%$ para producción de petróleo y $\pm 52,9\%$ para producción de gas (API, 2021). Esto subraya la necesidad de interpretar los resultados como órdenes de magnitud aproximados, útiles para evaluar el potencial técnico general, pero no como valores exactos aplicables a instalaciones individuales sin una caracterización empírica más detallada.

5.3. Análisis de rentabilidad

5.3.1. Estimación del ingreso potencial por valorización del metano evitado

Sobre la base de las emisiones de metano que podrían evitarse mediante la implementación del programa LDAR, se estimó el beneficio económico asociado a la valorización de ese gas recuperado. Se consideró que el metano capturado puede ser comercializado como gas natural en el mercado interno argentino, valorizado al precio promedio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), correspondiente a 3,30 USD/MMBTU, valor representativo del año 2024 para contratos con productoras (Secretaría de Energía, 2024).

Para la conversión energética, se utilizó un poder calorífico del metano de 37,62 MJ/m³, y la equivalencia de 1 MMBTU = 1.055,06 MJ. En la siguiente tabla se detallan, para cada escenario, las emisiones evitadas en toneladas de CH₄, su volumen en metros cúbicos, el contenido energético y el valor económico estimado.

Tabla 5 - Supuestos técnicos y económicos para la valorización del metano

Parámetro	Valor
Precio del gas natural (PIST)	3,30 USD/MMBTU
Densidad del metano	0,678 kg/m ³
Poder calorífico del metano	37,62 MJ/m ³
Equivalencia energética	1 MMBTU = 1.055 MJ

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada escenario.

Tabla 6 - Valorización económica del metano por emisiones evitadas

Escenario	Emisiones evitadas (TnCH ₄ /año)	Volumen (m ³ /año)	Energía (MJ/año)	Energía (MMBTU/año)	Valor económico (USD/año)
Mínimo	185,76	273.982,30	10.307.214,16	9.769,35	32.238,86
Base	1271,43	1.875.265,49	70.547.487,61	66.866,11	220.658,15
Máximo	2.357,10	3.476.548,67	130.787.761,06	123.962,86	409.077,44

Los valores presentados representan el ingreso bruto anual potencial que podría generar el programa LDAR a partir de la recuperación de metano en el yacimiento tomado de ejemplo. Estos resultados constituyen la base para la evaluación posterior de rentabilidad y retorno de la inversión en los siguientes apartados.

5.3.2. Supuestos de costos operativos del programa

El costo de implementar un programa LDAR depende de múltiples factores: la escala de la operación, la frecuencia de inspección, la tecnología utilizada, y la ubicación geográfica, que determina en gran medida los costos logísticos y operativos. En este análisis se consideró un programa con frecuencia trimestral en plantas y baterías, y frecuencia semestral en pozos, utilizando cámara óptica de imágenes infrarrojas (OGI) combinada con muestreador de alto flujo para cuantificación puntual.

Esta combinación tecnológica fue seleccionada por ser la más utilizada y reconocida en marcos regulatorios internacionales como los de la U.S. EPA, Canadá y la Unión Europea, ya que permite una detección rápida de emisiones difusas mediante OGI y su cuantificación precisa con técnicas puntuales (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014). Este enfoque balancea eficiencia operativa con rigurosidad técnica, optimizando la priorización y ejecución de reparaciones.

Teniendo en cuenta este diseño operativo y el contexto local argentino, se estimó un costo total anual de USD 299.800 para implementar el programa LDAR en un yacimiento onshore de escala media con características similares al modelo analizado (producción de 2.000 m³/día de petróleo y 1.000.000 m³/día de gas). Este valor contempla todos los elementos necesarios para la ejecución de un programa integral de detección, cuantificación, reparación y gestión técnica de emisiones fugitivas. Este costo se desglosa en los siguientes componentes:

Tabla 7 - Costos de implementar programa LDAR

Componente	Costo anual (USD)
Relevamiento LDAR	\$235.000
Reparación de fugas	\$24.800
Amortización de equipos	\$30.000
Soporte operativo interno	\$10.000
TOTAL	\$299.800

En el análisis se incluyeron las siguientes instalaciones:

- 8 plantas de tratamiento y compresión de gas, cada una con una estimación de 15 fugas anuales, relevadas cuatro veces al año.
- 5 baterías, con 6 fugas anuales cada una, también relevadas trimestralmente.
- 250 pozos activos, con una fuga promedio anual en el 50% de los casos (125 pozos), relevados dos veces al año.

Estas hipótesis permitieron estimar un total de 275 fugas anuales (120 en plantas, 30 en baterías, 125 en pozos). Asumiendo una eficiencia del 90% en la detección y reparación, se proyectó que el programa permitiría abordar 248 fugas a lo largo del año.

Para los costos de detección y cuantificación, se utilizó una estructura de precios basada en tarifas del mercado argentino:

- USD 2.500 por planta por campaña → $8 \times 2.500 \times 4 = \text{USD } 80.000$

- USD 1.500 por batería por campaña → $5 \times 1.500 \times 4 = \text{USD } 30.000$
- USD 250 por pozo por campaña → $250 \times 250 \times 2 = \text{USD } 125.000$

El costo total del relevamiento LDAR por terceros sería entonces de USD 235.000.

Los costos de reparación pueden variar ampliamente según la naturaleza y gravedad de las fugas, así como la disponibilidad de materiales y mano de obra. Para la estimación en este caso, se utilizó como fuente el informe de Carbon Limits (2014), que presenta valores medianos de intervención por tipo de componente (válvulas, conexiones, reguladores, entre otros). Dado que no se cuenta con una distribución detallada de los tipos de componentes presentes en el yacimiento analizado, se adoptó como valor representativo la mediana de los valores medianos reportados, lo cual arroja un costo de USD 50 por reparación. Este enfoque estadístico es adecuado para contextos con alta heterogeneidad y sin información específica de frecuencia relativa, ya que evita el sesgo que podría generar una media influida por valores extremos.

Asimismo, aunque algunas instalaciones serían relevadas más de dos veces por año, se asumió un promedio de dos oportunidades en las que pueden detectarse nuevas fugas por unidad a lo largo del año. Esto no implica que se repararía dos veces la misma fuga, sino que la recurrencia de campañas permitiría identificar nuevas emisiones en distintos momentos del ciclo operativo. Por esta razón, el volumen de reparaciones estimadas anualmente se duplica respecto del número de fugas promedio, resultando en un costo total anual de reparación de USD 24.800 (248 fugas \times USD 50 \times 2).

Se contempló también la adquisición de una cámara OGI con un valor de USD 150.000², amortizada en 5 años, lo que representa USD 30.000 anuales. Esta inversión permitiría a la empresa operadora realizar verificaciones internas inmediatas de las reparaciones, sin depender de servicios externos para esta función crítica. Finalmente, se incluyeron USD 10.000 anuales por tareas internas de análisis de resultados, planificación y coordinación del programa por parte del equipo técnico.

Cabe aclarar que, para mantener consistencia en el análisis de costos operativos, se asumió que la cantidad de fugas detectadas y reparadas anualmente es la misma en los tres escenarios de emisiones (mínimo, base y máximo), es decir, 248 fugas por año, considerando la eficiencia del 90% sobre las 275 fugas estimadas. Esta decisión implica que la diferencia entre los escenarios se traduce en una variación en la tasa de emisión promedio por fuga, en lugar de en la cantidad de fugas. Si bien esto supone que las fugas del escenario base y máximo tienen un caudal más alto, los valores resultantes se encuentran dentro de los rangos reportados en la literatura técnica.

De acuerdo con los cálculos realizados, el caudal promedio por fuga sería de 0,07 cfm en el escenario mínimo, 0,46 cfm en el escenario base y 0,85 cfm en el escenario máximo. Todos estos valores se encuentran dentro de los niveles de emisión considerados en el informe de Carbon Limits (2014), donde se registran fugas individuales de hasta 60 cfm, con un promedio de entre 0,1 y 0,5 cfm para

² Si bien casos de otros países reportan precios de cámaras OGI por debajo de los 80kUSD (EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo, 2014), en este estudio se utiliza un valor obtenido de consultas a proveedores locales que indican precios en Argentina de alrededor de 150 kUSD para cámaras OGI y 200kUSD para cámaras QOGI.

muchas categorías de componentes. Por lo tanto, se consideró razonable mantener fija la cantidad de fugas en todos los escenarios y ajustar únicamente el caudal promedio como variable explicativa de las diferencias de emisiones.

Esta estructura de costos representa una aproximación realista y técnicamente fundamentada para evaluar la viabilidad económica de un programa LDAR en las condiciones de operación onshore descritas, y se utilizó como base para los análisis financieros que se presentan en los próximos apartados.

5.3.3. Indicadores de rentabilidad

La evaluación de la rentabilidad económica del programa LDAR se realizó mediante dos indicadores clave: el Retorno sobre la Inversión (ROI) y el Valor Actual Neto (VAN). Éstos se calcularon bajo tres escenarios técnicos (mínimo, base y máximo), definidos por los niveles de emisiones fugitivas de metano que se evitarían a partir de la implementación del programa.

En todos los casos, se utilizó una tasa de descuento del 12% anual, alineada con referencias del BID y otras fuentes aplicables al sector energético en economías emergentes, y se consideró un impuesto a las ganancias del 30%, conforme a la legislación vigente en Argentina.

La inversión inicial, correspondiente a la adquisición de una cámara OGI para verificación interna, fue imputada en el año 1, dado que el programa comienza a generar beneficios desde el mismo año de implementación. Este enfoque buscó reflejar con mayor realismo la dinámica operativa del proyecto, que no presenta una fase de puesta en marcha prolongada.

A continuación, se presentan los resultados consolidados:

Tabla 8 - Resultados de indicadores de rentabilidad

Escenario	Beneficio anual (USD)	Costo anual (USD)	ROI (%)	VAN (USD, 10 años)
Mínimo	32.238,86	299.800	-89,2%	- \$1.040.879
Base	220.658,15	299.800	-26,4%	- \$295.652
Máximo	409.077,44	299.800	36,4%	\$449.576

El ROI fue calculado como la relación entre el beneficio económico neto anual (ingresos menos costos del programa) y el costo anual total.

El VAN se estimó sobre los flujos de caja netos luego de impuestos y considerando la amortización, proyectados durante un horizonte de 10 años y descontados a la tasa establecida.

Los resultados mostraron que, bajo condiciones de baja intensidad de emisiones fugitivas, como las reflejadas en los escenarios mínimo y base, el programa LDAR no resultaría económicamente viable si se analiza únicamente desde la valorización del metano recuperado. En estos casos, la buena integridad operativa de las instalaciones, con pocas fugas o fugas pequeñas, limita la cantidad de gas que puede recuperarse y, por lo tanto, los beneficios económicos generados no alcanzarían a cubrir los costos del programa.

En contraste, el escenario máximo, que asume un mayor volumen de emisiones fugitivas evitadas, permitiría alcanzar un ROI del 36,4% y un VAN positivo de USD 449.576, demostrando que el programa podría ser rentable en contextos donde las condiciones técnicas de partida (estado de los equipos, mantenimiento, integridad) permitan detectar y reparar un número significativo de fugas relevantes.

Estos resultados refuerzan la importancia de considerar criterios técnicos de elegibilidad y focalización para la implementación de programas LDAR, y de complementar la lógica puramente económica con políticas regulatorias, fiscales o ambientales que reconozcan los beneficios sociales de la mitigación del metano, incluso en operaciones bien gestionadas.

5.4. Análisis de sensibilidad económica

Con el fin de evaluar la robustez económica del programa LDAR ante variaciones en sus principales variables de impacto, se desarrolló un análisis de sensibilidad segmentado por factor. Este análisis permitió identificar cuáles son los parámetros que más inciden en la viabilidad financiera del proyecto y en qué condiciones podría tornarse rentable. Dado que el escenario técnico ya contempla diferentes niveles de emisiones evitadas (mínimo, base y máximo), el análisis de sensibilidad no incluyó nuevamente esta variable, dado que sus efectos ya han sido ampliamente explorados a lo largo del capítulo.

5.4.1. Variación del precio del gas natural

El precio del gas natural es una de las variables económicas más determinantes en la evaluación de programas LDAR, dado que el metano recuperado representa un recurso comercializable. Para este análisis de sensibilidad, se evaluaron tres valores representativos del precio del gas natural expresado en USD/MMBTU: 2,3 USD/MMBTU, 3,3 USD/MMBTU (valor base usado originalmente) y 4,3 USD/MMBTU.

La siguiente tabla muestra el ingreso bruto anual que se obtendría en cada uno de los escenarios técnicos de reducción de emisiones (mínimo, base, máximo), al aplicar los tres precios analizados:

Tabla 9 – Beneficio anual según precio del gas natural

Escenario	Ingreso a 2,3 USD/MMBTU	Ingreso a 3,3 USD/MMBTU	Ingreso a 4,3 USD/MMBTU
Mínimo	22.469,51	32.238,86	42.008,22
Base	153.792,05	220.658,15	287.524,26
Máximo	285.114,58	409.077,44	533.040,31

A partir de estos valores, se calcularon los ROI anuales y los VAN a 10 años, incorporando los beneficios económicos por recuperación de metano y los costos totales del programa (USD 299.750 anuales), sin considerar valorización por precios del carbono.

Tabla 10 - Resultados económicos por variación en el precio del gas natural

Escenario	ROI (\$)			VAN (USD)		
	2,3 USD	3,3 USD	4,3 USD	2,3 USD	3,3 USD	4,3 USD
Mínimo	-93%	-89%	-86%	-\$1.079.518	-\$1.040.879	-\$1.002.240
Base	-49%	-26%	-4%	-\$560.117	-\$295.652	-\$31.186
Máximo	-5%	36%	78%	-\$40.716	\$449.576	\$939.869

En todos los casos, se mantuvo constante la cantidad de metano recuperado según el escenario técnico correspondiente, y solo varió el precio al que se valoriza ese gas.

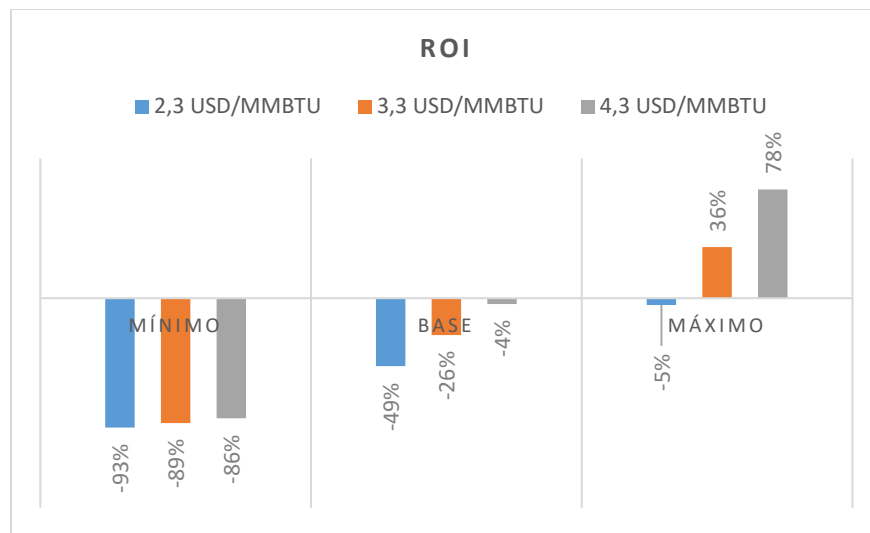


Figura 19 - ROI por precio del gas natural

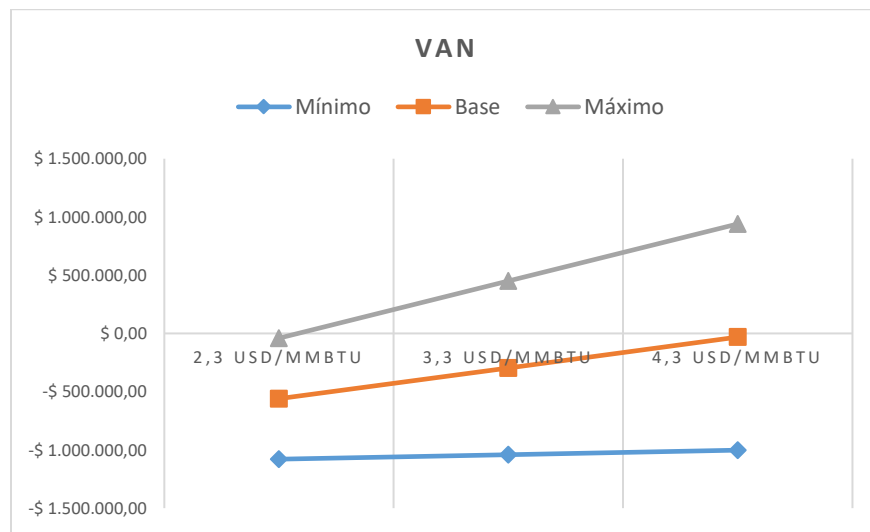


Figura 20 - VAN por precio del gas natural

Los resultados mostraron que el precio del gas tiene un impacto significativo sobre la rentabilidad del programa LDAR. En el escenario máximo de emisiones evitadas, incluso un precio moderado como 3,3 USD/MMBTU logra un VAN positivo (USD 449.576), indicando viabilidad económica. Sin embargo, en los escenarios mínimo y base, los VAN siguen siendo negativos, incluso a precios altos, lo cual revela que la cantidad de metano recuperado es insuficiente para cubrir los costos totales del programa.

Para profundizar este análisis, se estimó también el precio del gas natural necesario para que el VAN del proyecto se torne positivo en cada escenario. En el escenario base, dicho precio sería de 4,42 USD/MMBTU, un valor apenas por encima del precio máximo simulado (4,3 USD), lo que sugiere que, bajo condiciones técnicas medias, la viabilidad económica es alcanzable con precios realistas de mercado. En cambio, en el escenario mínimo, el precio requerido para que el VAN sea positivo asciende a 30,24 USD/MMBTU, un valor completamente fuera de los rangos observados en el mercado argentino y global. Esto evidencia que, ante niveles bajos de emisiones fugitivas, los programas LDAR no resultan económicamente viables en ausencia de incentivos externos.

Este tipo de análisis permite no solo establecer umbrales de rentabilidad, sino también reforzar la necesidad de integrar estos programas dentro de políticas regulatorias o esquemas de valorización de emisiones evitadas (por ejemplo, mercados de carbono), especialmente en contextos con precios bajos del gas.

5.4.2. Variación del costo operativo

Una segunda variable evaluada en el análisis de sensibilidad fue el costo total de implementación del programa LDAR. El costo base considerado en el análisis económico asciende a USD 299.750 anuales, e incluye tanto los costos operativos del programa (relevamientos, reparaciones, logística) como la amortización anual de la cámara OGI adquirida para tareas internas de verificación de las reparaciones.

Para el presente ejercicio de sensibilidad, sin embargo, se analizó exclusivamente la variación sobre los costos operativos anuales (OPEX), es decir, excluyendo la amortización de la cámara OGI del cálculo. Esta decisión se fundamenta en que la inversión en equipamiento representa un costo fijo amortizable que no varía con la escala o eficiencia del programa, mientras que los OPEX son los componentes más sensibles a cambios operativos o contractuales. De todos modos, se evaluó en paralelo un escenario adicional en el que se eliminó completamente la compra de la cámara OGI, asumiendo que la verificación de fugas podría externalizarse o realizarse con equipamiento ya disponible. El resultado mostró que la exclusión de este ítem no modifica de manera significativa los indicadores económicos, por lo cual su peso en la rentabilidad total del programa es marginal.

Para la variación de OPEX se simularon tres escenarios: una reducción del 20% sobre el costo base (equivalente a 215.800 USD/año), el valor base (269.750 USD/año), y un incremento del 20% (323.700 USD/año).

Tabla 11 - Resultados económicos por variación en el costo operativo

Escenario	ROI (%)			VAN (USD)		
	+20% Costo	Costo base	-20% Costo	+20% Costo	Costo base	-20% Costo
Mínimo	-90%	-89%	-85%	-\$1.254.259,88	-\$1.040.879,21	-\$827.498,54
Base	-32%	-26%	2%	-\$509.032,17	-\$295.651,50	-\$82.270,83
Máximo	26%	36%	90%	\$236.195,53	\$449.576,21	\$662.956,88

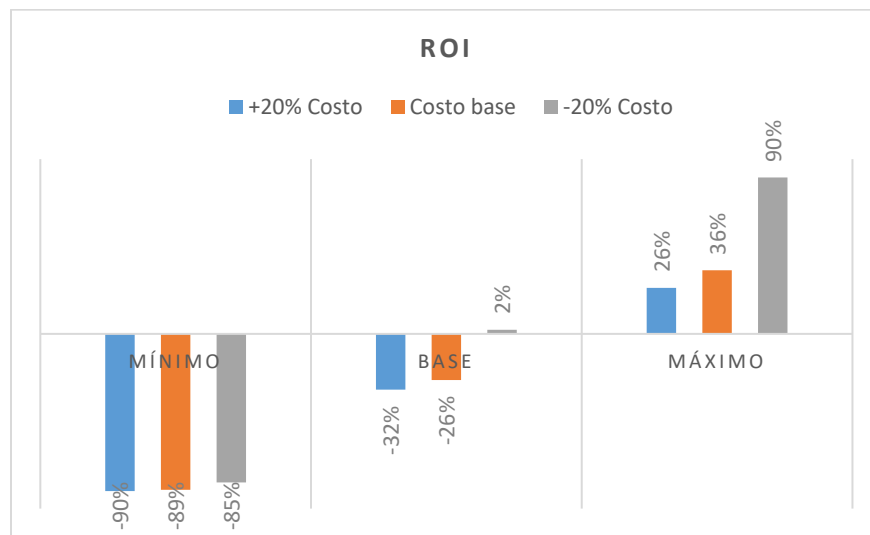


Figura 21 - ROI por costo operativo

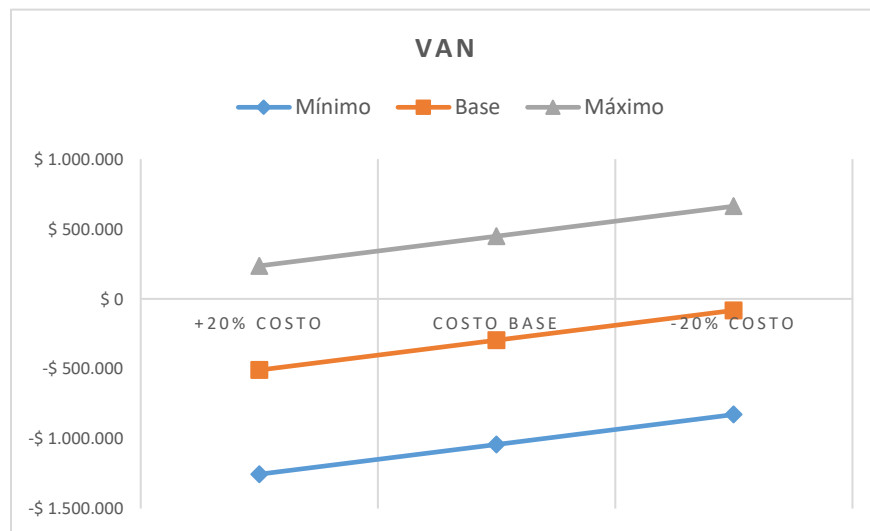


Figura 22 - VAN por costo operativo

Los resultados mostraron que el proyecto no es extremadamente sensible a variaciones razonables en el costo operativo. Por ejemplo, una reducción del 20% en el OPEX mejoró los indicadores en todos los escenarios, aunque solo el escenario máximo se mantuvo robusto en todo el rango, con ROI positivo y VAN positivo en los tres casos.

En el escenario base, un recorte del 20% permitió que el ROI pase de -26% a 2%, aunque el VAN continuó siendo levemente negativo (USD -82.270,83). El umbral para alcanzar rentabilidad en términos de VAN se encontró en una reducción del 27,8% del costo operativo anual, lo que, si bien ambicioso, no es técnicamente imposible con medidas de eficiencia logística y uso compartido de tecnología.

En cambio, en el escenario mínimo, incluso reduciendo un 20% el costo, el VAN se mantuvo en valores muy negativos. Para que el VAN se torne positivo, el costo del programa debería reducirse a un 2,4% del valor base, algo totalmente inviable desde el punto de vista operativo. Esto refuerza la conclusión de que, en instalaciones con tasas de fuga muy bajas, el programa LDAR no se justificaría económicamente bajo los precios actuales del gas natural, a menos que existan incentivos regulatorios o de mercado adicionales.

Para el escenario mínimo se analizó adicionalmente un escenario sin costos de reparación de fugas, asumiendo que en contextos de bajas emisiones estas podrían ser corregidas internamente o no requerir intervención. También en este caso, la variación en los resultados fue prácticamente nula, dado que las reparaciones representan apenas el 8% del costo total del programa, mientras que la mayor parte del gasto está concentrada en las campañas de detección, que deben realizarse de forma sistemática más allá del número de fugas identificadas.

Por el contrario, en el escenario máximo, la rentabilidad del programa se sostuvo con solidez en todas las hipótesis. Aún con un aumento del 20% en los costos, el ROI se mantuvo en 26% y el VAN superó los USD 236.000, consolidando su atractivo económico para instalaciones con altos niveles de emisiones fugitivas.

5.4.3. Variación del precio del carbono

Finalmente, se evaluó cómo impactan diferentes escenarios de precio del carbono sobre la rentabilidad del programa LDAR. Se simuló un ingreso adicional por tonelada de CO₂ equivalente evitada, considerando valores de USD 10, 50 y 100 por tonelada, reflejando el rango de precios tanto en mercados voluntarios actuales como en las recomendaciones de precios guía por parte de organismos multilaterales.

Tabla 12 - Resultados del ROI por variación en el precio del carbono

Escenario	ROI (%)			
	Sin créditos de carbono	Crédito a 10 USD/tCO ₂ e	Crédito a 50 USD/tCO ₂ e	Crédito a 100 USD/tCO ₂ e
Mínimo	-89%	-71%	3%	95%
Base	-26%	100%	606%	1238%
Máximo	36%	271%	1208%	2380%

Tabla 13 - Resultados del VAN por variación en el precio del carbono

Escenario	VAN (USD)			
	Sin créditos de carbono	Crédito a 10 USD/tCO ₂ e	Crédito a 50 USD/tCO ₂ e	Crédito a 100 USD/tCO ₂ e
Mínimo	-\$1.040.879	-\$821.889	\$54.074	\$1.149.027
Base	-\$295.652	\$1.202.867	\$7.196.941	\$14.689.533
Máximo	\$449.576	\$3.227.740	\$14.340.397	\$28.231.218

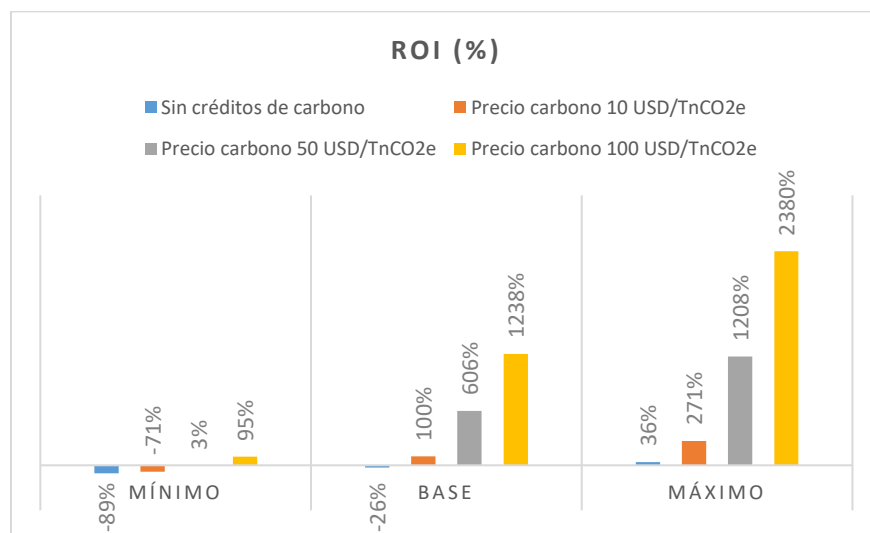


Figura 23 - ROI por precio del carbono

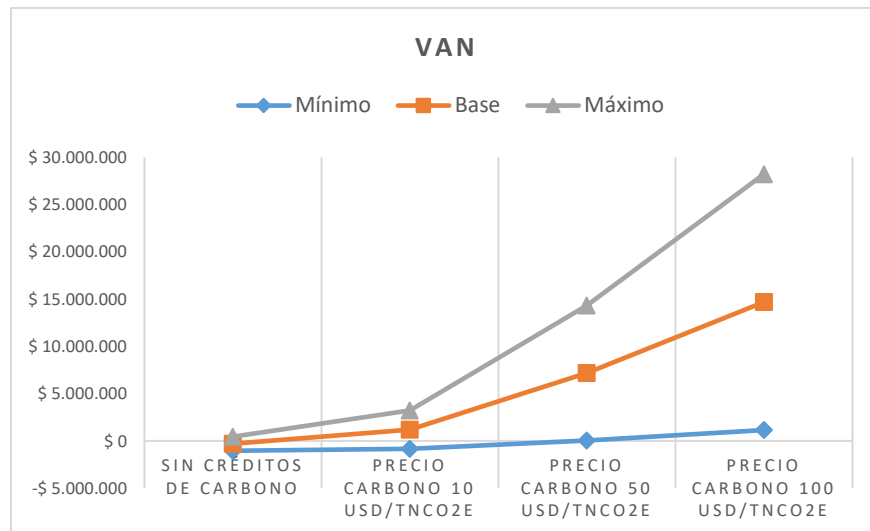


Figura 24 - VAN por precio del carbono

El análisis evidenció que la introducción de mecanismos de valorización del carbono mejoraría notablemente la rentabilidad del programa. En el escenario mínimo, un precio del carbono superior a USD 47,54 por tonelada de CO₂e sería suficiente para que el VAN del proyecto se torne positivo. En el caso del escenario base, el umbral de rentabilidad se alcanzaría con un precio de apenas USD 1,98 por tonelada, muy por debajo de los valores observados en la mayoría de los mercados regulados y voluntarios.

Esto demuestra que la incorporación de créditos de carbono ya sea en sistemas de comercio, esquemas de compensación o impuestos al carbono, puede ser un factor decisivo para viabilizar programas de mitigación de metano en yacimientos de petróleo y gas, especialmente en contextos donde el precio del gas es bajo o los costos de implementación son elevados.

5.4.4. Conclusiones del análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad desarrollado en este apartado permitió identificar cuáles son los factores más determinantes para la viabilidad económica de un programa LDAR en el contexto analizado. Las tres variables evaluadas exhibieron impactos diferenciados sobre los indicadores económicos, dependiendo del escenario de emisiones fugitivas considerado (mínimo, base o máximo).

En primer lugar, el precio del gas natural mostró ser una variable relevante, aunque su impacto es limitado en escenarios con pocas emisiones evitadas. En el escenario base, el precio de equilibrio para obtener un VAN positivo fue de USD 4,42/MMBTU, lo cual es alcanzable en ciertos segmentos del mercado. Sin embargo, en el escenario mínimo, se requeriría un precio irreal de USD 30,24/MMBTU, lo que deja en evidencia que el volumen de metano evitado es el principal determinante de la rentabilidad, más allá del valor de mercado del gas.

En segundo lugar, el análisis de sensibilidad al costo operativo del programa mostró que, aunque una reducción del 20% mejora los resultados, no es suficiente para revertir el signo del VAN en el escenario base ni mínimo. Se realizaron además análisis paralelos excluyendo los costos de reparación de fugas, con el argumento de que podrían ser nulos o muy bajos en escenarios de baja emisión. El impacto fue marginal, ya que estos costos representan una fracción menor del total. También se consideró eliminar la inversión en la cámara OGI, sin observar cambios significativos. Esto confirma que la rentabilidad del programa no depende tanto de los costos variables más pequeños o del equipamiento, sino de los costos estructurales del relevamiento, que deben ejecutarse con independencia del volumen de fugas detectado.

Finalmente, el precio del carbono demostró ser el factor con mayor capacidad de transformar la ecuación económica del programa. A valores de 10 USD/tCO₂e ya se observaron mejoras notables, y con precios de 50 USD/tCO₂e todos los escenarios alcanzaron VAN positivos y ROI robustos. En el escenario base, el valor de equilibrio para lograr un VAN positivo fue de apenas 1,98 USD/tCO₂e, lo que demuestra que incluso una valorización modesta de las emisiones evitadas puede hacer rentable el programa. En el escenario mínimo, el umbral fue de 47,54 USD/tCO₂e, cifra que, si bien elevada, se encuentra dentro del rango proyectado por mercados internacionales a futuro.

Estos resultados son consistentes con hallazgos de la literatura técnica. Estudios como el de Carbon Limits (2014) y el de Cardoso-Saldaña (2023) concluyen que los programas LDAR son altamente sensibles a las tasas de fuga y que, en activos con bajo potencial de reducción, el retorno económico es negativo sin incentivos adicionales. También es consistente con la curva MAC por fuentes analizada en el Capítulo 2 (Figura 18), en la cual se observa que los costos de abatimiento de LDAR en instalaciones con menor probabilidad de tener fugas (e.g. pozos, baterías, compresores de transmisión) no son negativos como los de otras instalaciones con mayores emisiones (e.g. compresores centrífugos en procesamiento de gas). Asimismo, el análisis económico de Environmental Defense Fund & ICF International de 2014 muestra que los beneficios netos de los programas LDAR mejoran sustancialmente cuando se incorporan mecanismos de precio al carbono o se integran en esquemas regulatorios que penalizan emisiones fugitivas. También se destaca que, a nivel internacional, el diseño óptimo de estos programas no depende únicamente del costo tecnológico, sino de su inserción en políticas de mitigación más amplias, capaces de internalizar el valor social de la reducción del metano.

En conjunto, estos resultados refuerzan dos ideas fundamentales. Por un lado, que la rentabilidad de los programas LDAR está estrechamente ligada al volumen de metano efectivamente evitado y, por lo tanto, su implementación debe priorizarse en activos con mayores tasas de fuga o instalaciones más complejas. Por otro lado, que la existencia de instrumentos de valorización climática, como precios al carbono o créditos de emisiones, es clave para justificar económicamente este tipo de inversiones en contextos donde el gas natural tiene un valor limitado o los costos operativos son elevados.

5.5. Propuestas regulatorias y financieras

A partir de los hallazgos técnicos y económicos obtenidos, este apartado propone una serie de medidas concretas que podrían facilitar la implementación de programas de Detección y Reparación de Fugas de forma más extensiva en el sector upstream de hidrocarburos en Argentina. Estas propuestas se elaboraron considerando qué condiciones institucionales, regulatorias y de mercado serían necesarias para hacer más viables este tipo de iniciativas bajo las condiciones actuales del país.

Desde la perspectiva de una empresa privada del sector hidrocarburífero, la implementación de un programa LDAR representa una inversión que, si bien puede tener beneficios técnicos y ambientales, requiere una clara viabilidad financiera y operativa para ser priorizada frente a otras decisiones de capital (IEA, 2021).

Los análisis previos mostraron que, sin mecanismos complementarios, estos proyectos pueden no ser económicamente rentables, especialmente en contextos con bajos precios del gas y ausencia de valorización de las emisiones evitadas. A continuación, se detallan los principales aspectos que podrían facilitarse o desarrollarse para que este tipo de iniciativas puedan implementarse de forma efectiva y sostenible.

- Valorización explícita del metano evitado: La principal condición que permitiría justificar económicamente un programa LDAR es que las emisiones evitadas tengan un valor financiero concreto, más allá del ahorro implícito por el gas no perdido. Desde el punto de vista empresarial, esto implica:
 - La habilitación de un mercado voluntario nacional de créditos de carbono, donde las reducciones verificadas de metano puedan ser convertidas en créditos comerciables.
 - La existencia de protocolos de cuantificación y verificación homologados, aceptados por estándares internacionales como Verra, Gold Standard o similares.
 - La posibilidad de exportar créditos a mercados internacionales bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, o canalizarlos hacia compradores corporativos en esquemas de compensación.

Para una empresa, el contar con una vía clara, transparente y operativa para comercializar estos créditos es fundamental para recuperar la inversión en el programa y mejorar su retorno financiero.

- Reducción de costos mediante fortalecimiento de la cadena local: Otro elemento central para la factibilidad de estos programas es la reducción de sus costos estructurales de detección y cuantificación de fugas (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019). Hoy en día, muchas de las tecnologías y servicios necesarios para implementar un programa LDAR deben importarse o contratarse a firmas extranjeras, lo que eleva significativamente los costos. Para mejorar esta situación, sería clave si desde el Estado se promoviera:

- El desarrollo de proveedores locales de detección y cuantificación de fugas, mediante programas de capacitación, certificación y fomento a pymes.
- La producción o ensamblado local de cámaras OGI u otros sensores, aprovechando capacidades industriales existentes.
- La creación de economías de escala regionales, promoviendo consorcios de empresas que compartan servicios de inspección.

Estas medidas no solo reducirían el costo por tonelada de metano evitada, sino que también mejorarían los tiempos de respuesta y la autonomía operativa de las empresas frente a necesidades urgentes de monitoreo y reparación.

- Apoyo financiero operativo para facilitar la adopción temprana: Aunque los programas LDAR no demandan grandes inversiones de capital, excepto por la posible compra de una cámara OGI para verificación interna, sí implican costos operativos recurrentes que pueden representar una barrera para empresas pequeñas o medianas, especialmente si se deben realizar múltiples campañas por año y contratar servicios especializados. Desde la perspectiva de una empresa privada, sería útil contar con instrumentos que alivien la carga económica inicial, en particular durante las primeras etapas de implementación. Algunas alternativas viables incluyen:
 - Bonificación parcial del costo de los servicios de detección y cuantificación, para empresas que realicen sus primeras campañas LDAR.
 - Líneas de crédito de corto plazo con tasas preferenciales, orientadas a cubrir los gastos operativos del programa (inspección, reparación, verificación).
 - Fondos de cofinanciamiento o subsidios específicos, orientados a empresas con menor acceso a servicios técnicos o menor escala de operación.
 - Programas piloto con apoyo público, que permitan compartir costos de implementación y generar evidencia local sobre los beneficios ambientales y económicos del LDAR.

Este tipo de instrumentos no busca cubrir inversiones de capital intensivo, sino reducir el costo marginal de implementar LDAR en condiciones aún inciertas, facilitando que más operadores se sumen a estas prácticas y acumulen experiencia en su ejecución.

- Claridad regulatoria, coordinación interjurisdiccional y previsibilidad de largo plazo: Desde una mirada empresarial, la decisión de implementar un programa LDAR no solo se basa en su retorno esperado, sino también en la claridad y estabilidad del marco normativo (Fox, Barchyn, Risk, Ravikumar, & Hugenholtz, 2019). La falta de lineamientos uniformes entre jurisdicciones o la superposición de exigencias puede generar incertidumbre y costos de cumplimiento adicionales, especialmente para empresas que operan en múltiples provincias del país. En este sentido, sería altamente beneficioso que el Estado:
 - Establezca una hoja de ruta nacional sobre emisiones fugitivas, como parte de sus compromisos climáticos y estrategia energética.

- Publique estándares técnicos mínimos y homogéneos de implementación LDAR, alcanzables para las empresas que operan en el contexto argentino.
- Coordine activamente con las provincias productoras de manera que las normativas aplicables en materia de emisiones fugitivas resulten coherentes, complementarias y alineadas a nivel federal.

Cabe destacar que en Argentina ya se observa un movimiento incipiente en este sentido, con algunas provincias avanzando en regulaciones específicas sobre emisiones de metano antes que la Nación. Esta situación resalta aún más la necesidad de mantener un diálogo fluido entre los niveles de gobierno, para evitar disparidades regulatorias que dificulten el cumplimiento por parte de operadores con presencia multijurisdiccional.

Una normativa clara, previsible y armónica a nivel nacional reduciría la incertidumbre regulatoria y facilitaría el diseño e implementación de programas LDAR a escala, potenciando su impacto ambiental y económico.

5.6. Comparación internacional y regional

La mitigación de emisiones fugitivas de metano en el sector de petróleo y gas ha adquirido una creciente relevancia global. Diversos países han avanzado en regulaciones y estrategias que promueven la implementación de programas LDAR como herramienta clave. En este apartado se expone el análisis realizado de las experiencias internacionales y regionales exploradas en el Marco Teórico, destacando lecciones concretas que pueden adaptarse al contexto argentino.

Estados Unidos: estándares técnicos estrictos y fiscalización progresiva

Estados Unidos ha establecido una de las regulaciones más desarrolladas del mundo para emisiones fugitivas. Bajo la autoridad de la Agencia de Protección Ambiental (EPA), la Regla de Metano de 2023 refuerza y actualiza los controles sobre el sector upstream y midstream. La misma requiere inspecciones periódicas con tecnologías avanzadas como cámaras OGI y sensores continuos, establece obligaciones de reparación dentro de plazos definidos, permite la utilización de monitoreo satelital para detección de superemisores, e incorpora obligaciones de reporte verificables y penalidades por incumplimiento (EPA, 2025a).

Aunque el nivel de fiscalización de EE.UU. es difícil de replicar localmente, su marco técnico es una referencia clave. La definición de tecnologías válidas, frecuencia mínima de inspección y plazos de reparación son elementos concretos que pueden ser adoptados como estándar técnico en el país, incluso en un marco inicial de cumplimiento voluntario.

Canadá: metas climáticas ambiciosas y articulación federal-provincial

Canadá busca reducir un 75% sus emisiones de metano del sector Oil & Gas para 2030 respecto de los niveles de 2012. Esto se lleva a cabo mediante regulaciones específicas en provincias clave como Alberta y Columbia Británica, prohibiciones graduales del venteo y quema rutinaria, metodologías estandarizadas para cuantificación y reporte, y vinculación directa con metas climáticas nacionales y los compromisos de la NDC.

En un país federal como Argentina, la coordinación entre Nación y provincias es esencial. La experiencia canadiense muestra que es posible establecer objetivos nacionales ambiciosos manteniendo la autonomía provincial, siempre que exista un marco técnico común y cooperación interjurisdiccional sólida.

México: regulación técnica integral desde una agencia especializada

México fue pionero en América Latina al publicar en 2018 sus directrices para la reducción de emisiones de metano del sector hidrocarburos, bajo la autoridad de ASEA. Este marco incluye requisitos de cuantificación obligatoria de emisiones fugitivas, implementación de programas LDAR con frecuencia mínima, límite de tasa de fuga permitida por instalación, e integración de estos requerimientos en los permisos ambientales.

El modelo mexicano demuestra que incluso países con recursos fiscales limitados pueden implementar marcos regulatorios sólidos si cuentan con una agencia técnica especializada. En el caso argentino, la articulación entre la Secretaría de Energía y organismos ambientales podría adoptar esta lógica institucional, permitiendo normativas sectoriales con respaldo técnico claro.

Colombia: enfoque gradual y pilotos regulatorios

Colombia fue el primer país sudamericano en regular el metano en petróleo y gas, mediante resoluciones del Ministerio de Minas y Energía. Su estrategia combina implementación de programas piloto con financiamiento externo, adopción progresiva de LDAR con soporte técnico internacional, e integración con los objetivos climáticos y los inventarios nacionales de GEI.

La experiencia colombiana muestra que la implementación de LDAR puede iniciarse mediante pilotos controlados, especialmente útiles en provincias con menor capacidad institucional. Estos pilotos permiten generar datos locales, formar capacidades y ajustar la regulación antes de su obligatoriedad general (Vargas-Chaves, Cumbe-Figueroa, & Martínez, 2024).

Iniciativas internacionales: OGMP 2.0 y esquemas de reporte voluntario

La iniciativa OGMP 2.0, liderada por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente reúne a más de 150 empresas a nivel mundial y promueve el reporte de emisiones basado en mediciones

directas, la mejora progresiva de la calidad del inventario corporativo y la transparencia pública y revisión externa de la información.

Aunque no es obligatoria, la participación en iniciativas como OGMP 2.0 permite a las empresas argentinas posicionarse mejor en mercados con exigencias ambientales crecientes. Además, los estándares técnicos de OGMP podrían tomarse como base para la elaboración de guías nacionales voluntarias o normativas futuras.

Síntesis: recomendaciones para la aplicación local

De la revisión comparativa se derivan varias recomendaciones prácticas para Argentina:

- Definir estándares técnicos mínimos nacionales aplicables en todo el territorio y ajustados al contexto argentino.
- Promover la coordinación entre Nación y provincias, para evitar la proliferación de normativas dispares que encarezcan el cumplimiento para empresas con operaciones multijurisdiccionales.
- Desarrollar pilotos con apoyo técnico y financiero internacional, especialmente en regiones sin infraestructura regulatoria, para validar enfoques y capacitar recursos humanos.
- Fomentar la adhesión voluntaria a iniciativas internacionales, que pueden funcionar como puente hacia futuras exigencias regulatorias y oportunidades de financiamiento verde.
- Fortalecer la institucionalidad técnica, ya sea mediante la creación de normativas desde Nación con participación provincial o a través de convenios con instituciones locales, universidades u organismos internacionales.

Estas lecciones muestran que es posible avanzar con estrategias de mitigación de metano escalonadas, realistas y alineadas con la capacidad técnica y económica del país, siempre que se garantice una base normativa consistente, cooperación entre jurisdicciones y apoyo para las primeras etapas de adopción.

PARTE III: CONCLUSIONES

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente capítulo sintetiza los principales resultados del estudio, propone recomendaciones para actores públicos y privados, y expone las limitaciones del análisis junto a propuestas de investigación futura. A lo largo de del mismo se ha explorado el potencial técnico y los aspectos prácticos y económicos que influyen en la implementación de programas de Detección y Reparación de Fugas en el sector de petróleo y gas en Argentina. Este abordaje cobra especial relevancia en un contexto internacional donde la descarbonización se vuelve una prioridad, y el metano emerge como un gas de efecto invernadero de alto impacto, cuya reducción puede generar beneficios climáticos inmediatos y costo-efectivos.

6.1. Resumen de hallazgos clave

Desde una perspectiva técnica, el análisis permitió validar que los programas LDAR tienen capacidad para reducir un volumen significativo de emisiones, especialmente en instalaciones con tasas de fuga elevadas. Utilizando factores de emisión a nivel de instalación y aplicándolos a una operación modelo onshore con producción combinada de petróleo y gas, se estimó que las emisiones fugitivas pueden alcanzar, sin control, un volumen anual de aproximadamente 1.400 toneladas de metano. Este valor, equivalente a más de 41.800 toneladas de CO₂ equivalente (utilizando un PCG de 29,8), representa una contribución ambiental relevante, aunque no la principal fuente de emisiones de metano del sector, ya que otras fuentes como venteos intencionales o combustión incompleta suelen tener mayor peso relativo. No obstante, el hecho de que estas emisiones fugitivas suelen estar subrepresentadas en los inventarios corporativos y nacionales, por su carácter difuso y técnico de difícil cuantificación, refuerza la importancia de su abordaje sistemático mediante programas como LDAR.

La aplicación de un programa LDAR mediante tecnologías de detección y cuantificación disponibles actualmente en el mercado, particularmente la cámara óptica de imágenes infrarrojas (OGI) combinada con métodos de cuantificación puntual como el muestreador de alto flujo, seguidas de la reparación de las fugas identificadas, permitiría capturar hasta un 90 % de esas emisiones. Esta eficiencia, respaldada por la literatura técnica y por la experiencia operativa en países con regulaciones avanzadas, confirma que estos programas son técnicamente viables en el contexto argentino. No obstante, su implementación enfrenta desafíos operativos importantes, principalmente vinculados a la escasez de proveedores locales capacitados y a la necesidad de importar parte del equipamiento, lo que encarece los costos y puede limitar su adopción a gran escala y con altas frecuencias de inspección. Este aspecto refuerza la necesidad de fomentar un ecosistema técnico nacional más robusto, como se discute en las recomendaciones del capítulo 5.

En términos económicos, los resultados obtenidos muestran una realidad más matizada. El retorno sobre la inversión y el valor actual neto de los programas LDAR dependen de manera crítica del

volumen de emisiones evitadas y del valor económico que se le puede asignar al metano recuperado, ya sea a través del precio del gas natural o de mecanismos de valorización climática como los mercados de carbono. En un escenario de cantidad de emisiones fugitivas intermedio (base), el ROI es negativo y el VAN permanece por debajo de cero durante todo el período de evaluación de 10 años, lo que sugiere que, bajo las condiciones actuales del mercado argentino y sin incentivos adicionales, la inversión no resultaría atractiva desde una perspectiva estrictamente financiera. No obstante, en el escenario de mayores emisiones evitadas, con una recuperación superior a las 2.300 toneladas de metano anuales, el programa se torna rentable, con un ROI del 36% y un VAN de casi USD 450.000. Esta diferencia entre escenarios pone de manifiesto la importancia de realizar una caracterización previa del yacimiento y del estado de sus instalaciones para determinar la pertinencia de implementar este tipo de programas.

El análisis de sensibilidad permitió identificar cuáles son los factores con mayor capacidad de modificar la viabilidad económica del programa. Uno de ellos es el precio del gas natural: se observó que un valor apenas por encima de USD 4,4/MMBtu ya permitiría alcanzar un VAN positivo en el escenario base, mientras que para el escenario de mínimas emisiones fugitivas se requeriría un precio irreal de más de USD 30/MMBtu. A esto se suma la posibilidad de valorizar el metano evitado mediante instrumentos de mercado como créditos de carbono. En este caso, el modelo mostró que un precio de USD 1,98/tCO₂e ya vuelve positivo el VAN del escenario base, y que a precios cercanos a los USD 50 el proyecto se vuelve viable hasta en el escenario de mayor cantidad de emisiones. Este resultado, en línea con hallazgos de estudios internacionales, confirmó que la valorización externa del metano es probablemente el factor más decisivo para escalar estos programas en contextos de precios de gas bajos.

En cambio, la reducción de costos operativos, aunque relevante, mostró un impacto más acotado sobre la rentabilidad global. Aun disminuyendo el costo total del programa en un 20 %, el escenario de menores emisiones sigue arrojando indicadores negativos. Esto indica que para que estos programas sean económicamente viables en contextos de bajas tasas de fuga, donde el volumen de metano recuperado y su valorización económica son limitados, sería necesaria una disminución drástica de los costos, particularmente en lo que respecta a las campañas de inspección. Según los resultados obtenidos, el costo operativo total debería reducirse hasta un 2,4 % del valor estimado originalmente para alcanzar un VAN positivo en el escenario mínimo, lo cual representa una barrera considerable. El grueso del gasto se concentra en los servicios de detección y cuantificación, que tienen un costo relativamente fijo por unidad inspeccionada y no dependen de la cantidad de fugas encontradas. Aunque es esperable que los avances tecnológicos contribuyan a reducir estos costos en el futuro, en el estado actual del mercado, las reducciones necesarias para tornar viable el programa en escenarios de baja emisión siguen siendo difíciles de alcanzar, especialmente si se pretende mantener una frecuencia de monitoreo alta como la trimestral que se exige en muchos países.

Desde la perspectiva normativa y regulatoria, el trabajo mostró que Argentina se encuentra en una etapa de consolidación de políticas vinculadas a la gestión de emisiones de metano. Existen señales

claras de avance, como la Resolución 970/2023 del Estado Nacional y las normativas emergentes en provincias como Chubut y Neuquén, que reflejan un creciente interés por abordar esta problemática. No obstante, aún persisten desafíos en términos de articulación entre jurisdicciones, definición técnica de requisitos operativos, y generación de herramientas que permitan valorizar los proyectos de reducción de emisiones. Fortalecer la coherencia normativa a nivel nacional, promover estándares comunes y facilitar mecanismos de incentivo o valorización económica son pasos clave para transformar estas iniciativas en políticas efectivas, escalables y alineadas con los objetivos climáticos del país.

Ahora bien, más allá de los resultados técnicos y económicos que sustentan la viabilidad relativa de los programas LDAR, es necesario recuperar una perspectiva más amplia. Tal como se desarrolló en la base teórica del trabajo, las emisiones fugitivas representan una fracción del total de emisiones de metano de la industria del petróleo y gas, siendo superadas en muchos casos por fuentes intencionales como venteos operativos o emisiones de combustión incompleta. Este punto adquiere relevancia cuando se observa que, aun con tecnologías eficaces y políticas bien diseñadas, la implementación de programas LDAR que alcancen todas las instalaciones con estándares internacionales no siempre resulta rentable bajo las condiciones del mercado.

En este sentido, el presente estudio también planteó una pregunta crítica: ¿debería priorizarse la mitigación de emisiones fugitivas por sobre otras fuentes de metano, como los venteos de procesos o la gestión de gas asociado? Si bien las emisiones fugitivas son difíciles de medir y controlar, su volumen puede ser menor en ciertos contextos. Sin embargo, esto no implica que deban descartarse como prioridad. De hecho, los programas LDAR cumplen un rol clave como puerta de entrada hacia un sistema de gestión integral de emisiones, permitiendo identificar patrones de pérdida, mejorar la trazabilidad de las emisiones reales y contribuir a la transparencia climática de las operaciones. Adicionalmente, las campañas de inspección realizadas en el marco de programas LDAR pueden contribuir a detectar y cuantificar de forma más precisa ciertos venteos operativos, brindando así insumos valiosos para el diseño de estrategias de mitigación complementarias.

Además, los beneficios de los programas LDAR van más allá de la reducción de metano en sí misma. Como se argumentó en los capítulos previos, estas iniciativas pueden mejorar significativamente la seguridad operativa, reducir el riesgo de accidentes asociados a fugas, extender la vida útil de componentes críticos y reforzar la cultura preventiva dentro de las organizaciones. También pueden generar valor reputacional frente a inversores, compradores y reguladores, especialmente en un contexto donde los criterios ESG se consolidan como estándar para la evaluación de riesgos corporativos.

Si bien estos beneficios no se cuantificaron en el análisis económico del Capítulo 5, su existencia y relevancia fueron documentadas en diversas fuentes técnicas y se reconocen ampliamente por operadores internacionales. Por lo tanto, evaluar la rentabilidad de un programa LDAR exclusivamente desde una lógica financiera puede subestimar su valor estratégico y sistémico.

En definitiva, este estudio permite concluir que los programas LDAR no deben analizarse únicamente en términos de retorno directo sobre la inversión, sino como herramientas de gobernanza ambiental que fortalecen la gestión operativa, anticipan exigencias regulatorias, y abren la puerta a nuevas formas de valorización del desempeño climático. En un contexto donde las políticas de metano ganan centralidad en la agenda internacional y comienzan a consolidarse en el plano local, estos programas ofrecen una plataforma robusta desde la cual avanzar hacia una gestión integral, inteligente y sostenible de las emisiones del sector.

6.2. Recomendaciones para el sector

Desde la perspectiva de una empresa del sector hidrocarburífero que evalúa la posibilidad de implementar un programa LDAR, es importante identificar cuáles son las condiciones que facilitarían su adopción y maximizarían su valor operativo, ambiental y estratégico. Si bien los beneficios ambientales están probados, la viabilidad económica del programa depende fuertemente de variables exógenas al control de la empresa, como el precio del gas, el acceso a instrumentos de valorización de emisiones y el desarrollo de proveedores de servicios competitivos a nivel local.

En este sentido, contar con lineamientos normativos claros, consistentes y técnicamente aplicables resulta clave para reducir la incertidumbre regulatoria y orientar adecuadamente las decisiones de inversión. Para las empresas que operan en múltiples jurisdicciones dentro del país, la existencia de criterios comunes permitiría planificar programas a escala, optimizando recursos y asegurando cumplimiento efectivo.

Asimismo, uno de los principales desafíos operativos identificados en este análisis es el costo de las campañas de inspección y detección. En ese marco, el desarrollo de un ecosistema técnico local robusto, con proveedores de servicios de detección y cuantificación competitivos y técnicamente validados, podría contribuir a reducir los costos operativos y facilitar la implementación en distintos tipos de yacimientos. La capacitación de personal técnico y la disponibilidad de servicios especializados a nivel regional también resultan factores clave para escalar estas prácticas.

Desde el punto de vista estratégico, las empresas pueden considerar la incorporación de programas LDAR como parte de sus políticas de sostenibilidad, gestión de riesgos y posicionamiento en materia ambiental. Aun cuando el retorno económico directo no sea inmediato, estos programas permiten mejorar la trazabilidad de las emisiones, reducir pérdidas operativas, anticipar exigencias regulatorias emergentes, y reforzar el desempeño ambiental ante inversores y partes interesadas. En un contexto donde las métricas ESG ganan protagonismo en los procesos de financiamiento, licitación y acceso a mercados, la gestión del metano adquiere un peso creciente como vector de competitividad.

También pueden explorarse alternativas de articulación sectorial que reduzcan costos y compartan capacidades, como acuerdos entre operadores para desarrollar servicios conjuntos, compartir tecnología o diseñar metodologías unificadas de reporte y verificación. Estas acciones pueden ser

particularmente útiles en cuencas con alta densidad operativa, donde existen oportunidades de sinergia logística y técnica. En este marco, la promoción de la innovación tecnológica y la incorporación progresiva de nuevas herramientas de detección y cuantificación de emisiones, pueden desempeñar un rol clave. Se debe trabajar en tecnologías emergentes que no solo ofrezcan mejoras en precisión y cobertura, sino que también brinden la posibilidad de reducir los costos operativos y optimizar la planificación de las campañas. Fomentar entornos colaborativos que aceleren la adopción y validación de estas soluciones en el contexto local contribuirá a consolidar esquemas más eficientes, accesibles y tecnológicamente robustos.

Asímismo, para las empresas interesadas en maximizar el valor de sus reducciones de emisiones, resultará clave el acceso a mecanismos de valorización ambiental, como mercados voluntarios de carbono. La posibilidad de monetizar las reducciones de emisiones de metano mediante créditos de carbono puede ser un factor decisivo para transformar estos programas en inversiones estratégicas dentro del portafolio de sostenibilidad empresarial.

Finalmente, se concluye que la implementación de programas LDAR en Argentina debe concebirse como un ejercicio de adaptabilidad estratégica más que como una simple replicación de modelos foráneos. Dadas las particularidades técnicas, económicas y regulatorias del contexto local, resulta esencial diseñar programas flexibles, que optimicen recursos y prioricen las acciones de mayor impacto. Esto implica ajustar de manera estratégica la frecuencia de las inspecciones, los tipos de tecnologías empleadas y los protocolos de reparación, en función de la caracterización específica de cada operación. Más que adoptar ciegamente los estándares internacionales, se requiere construir esquemas de detección y mitigación que maximicen los beneficios ambientales y de gestión de riesgos, pero que al mismo tiempo mantengan una razonabilidad financiera que permita su sostenibilidad en el tiempo. Una estrategia de implementación inteligente, basada en evidencia técnica y criterios de costo-eficiencia adaptados, será clave para que los programas LDAR no solo reduzcan emisiones, sino que se consoliden como un pilar realista y efectivo de la gobernanza climática en el sector.

6.3. Limitaciones del estudio y futuras líneas de investigación

Como todo ejercicio de modelización, este estudio presenta ciertas limitaciones que deben ser consideradas al interpretar los resultados. En primer lugar, el análisis se construyó sobre factores de emisión promedio a nivel de instalación, sin discriminar entre distintos tipos de equipamiento, antigüedad, condiciones operativas o composiciones específicas del hidrocarburo producido. Tampoco se realizó una estimación desagregada a nivel de componente, lo cual podría introducir variaciones en las tasas de fuga calculadas. En cuanto a los costos, estos fueron estimados en base a referencias bibliográficas internacionales, adaptadas al contexto argentino mediante información obtenida de consultas a proveedores locales y supuestos técnicos razonables y contrastados, procurando que las estimaciones reflejaran condiciones operativas locales.

Otra limitación relevante es que el análisis económico se centró en flujos financieros directos, excluyendo beneficios indirectos como reducción de riesgos operativos, mejoras en la reputación corporativa, acceso a mercados con exigencias ambientales, o ventajas competitivas en financiamiento. Si bien su cuantificación es compleja, estos elementos son cada vez más relevantes en la toma de decisiones empresariales, y podrían modificar la evaluación económica del programa.

Por último, la dinámica regulatoria actual en Argentina está en evolución. El surgimiento de nuevas normativas, la creación de mercados de carbono o la introducción de incentivos fiscales podrían modificar significativamente el escenario económico y las decisiones de inversión asociadas a estos programas.

De cara al futuro, sería deseable avanzar en estudios de caso empíricos en Argentina que validen los supuestos realizados en esta tesis. También se podría explorar el diseño de modelos colaborativos de implementación entre múltiples actores, el análisis de esquemas de precios al carbono específicos para metano, o la incorporación de tecnologías emergentes en la detección de fugas. Estos estudios permitirían no sólo afinar las estimaciones técnicas y económicas, sino también contribuir a la construcción de políticas públicas más efectivas, basadas en evidencia empírica sólida.

REFERENCIAS

- Affronti, S. (20 de mayo de 2021). Una mirada regional sobre las transiciones energéticas. *La Nación*. Obtenido de <https://www.lanacion.com.ar/economia/una-mirada-regional-sobre-las-transiciones-energeticas-nid20052021/>
- Aldy, J. E., Reinhardt, F. L., & Stavins, R. N. (2025). *Methane Abatement Costs in the Oil and Gas Industry*. Cambridge: Environment and Natural Resources Program. Obtenido de <https://www.nber.org/papers/w33564>
- API. (2021). *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry*. Washington: American Petroleum Institute.
- Apud, E. J. (28 de marzo de 2022). El gas verde de Vaca Muerta. *La Nación*. Obtenido de <https://www.lanacion.com.ar/opinion/el-gas-verde-de-vaca-muerta-nid28032022/>
- ARPEL. (2023). *Transiciones Energéticas Justas en América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://www.arpel.org/publicaciones/transiciones-energeticas-justas-en-america-latina-y-el-caribe>
- Bell, C. S., Vaughn, T., & Zimmerle, D. (2020). Evaluation of next generation emission measurement technologies under repeatable test protocols. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 8(32). doi:<https://doi.org/10.1525/elementa.426>
- Carbon Limits. (2014). *Quantifying Cost-Effectiveness of Systematic Leak Detection and Repair Programs using Infrared Cameras*.
- Cardoso-Saldaña, F. J. (2023). Tiered Leak Detection and Repair Programs at Simulated Oil and Gas Production Facilities: Increasing Emission Reduction by Targeting High-Emitting Sources. *Environmental Science & Technology*(57), 7382-7390.
- Climate and Clean Air Coalition & Oil and Gas Methane Partnership. (2017). *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks*.
- EcoPetrol & Instituto Colombiano del Petróleo. (2014). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción*.
- Environmental Defense Fund & ICF International. (2014). *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the U.S. Onshore Oil and Natural Gas Industries*. Fairfax: ICF International.
- Environmental Defense Fund. (2025). *National Oil Companies & Global Finance: Unlocking Opportunities to Reduce Methane Emissions*. Environmental Defense Fund. Obtenido de <https://business.edf.org/insights/national-oil-companies-and-global-finance/>
- EPA. (2007). *Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide*. Washington. Obtenido de <https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>

- EPA. (2019). *Global Non-CO2 Greenhouse Gas Emission Projections & Mitigation 2015-2050*. Washington. Obtenido de <https://www.epa.gov/global-mitigation-non-co2-greenhouse-gases/global-non-co2-greenhouse-gas-emission-projections>
- EPA. (2025a). *EPA's Final Rule for Oil and Natural Gas Operations*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/epas-final-rule-oil-and-natural-gas>
- EPA. (2025b). *Methane Mitigation Technologies Platform*. Obtenido de EPA: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-mitigation-technologies-platform>
- ERA. (2025). *Emissions Reduction Alberta*. Obtenido de <https://www.eralberta.ca/>
- Fox, T. A., Barchyn, T. E., Risk, D., Ravikumar, A. P., & Hugenholtz, C. H. (2019). A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas. *Environmental Research Letters*, 14, 5. doi:10.1088/1748-9326/ab0cc3
- Global Methane Initiative. (2020). *Identifying and Evaluating Opportunities for Greenhouse Gas Mitigation & Operational Efficiency Improvement at Oil and Gas Facilities*.
- Global Methane Pledge. (2025). *The Imperative for Methane Action*. Obtenido de Global Methane Pledge: <https://www.globalmethanepledge.org/imperative-methane-action>
- Gobierno de Colombia. (2016). *Ley 1819*. Obtenido de Función Pública Colombia: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=79140>
- Government of Canada. (2025). *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector) (SOR/2018-66)*. Obtenido de Justice Laws Website: <https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2018-66/>
- Goyheix, D., & Brassiolo, P. (19 de enero de 2024). *Más allá del CO2: desafíos y oportunidades del metano en América Latina y el Caribe*. Obtenido de Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF): <https://www.caf.com/es/blog/mas-alla-del-co2-desafios-y-oportunidades-del-metano-en-america-latina-y-el-caribe/>
- IAPG. (2023). *Práctica Recomendada: Gestión de Emisiones de Metano en Operaciones de Exploración y Explotación*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- IEA. (2021). *Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A regulatory roadmap and toolkit*. IEA Publications. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>
- IEA. (2023a). *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*. IEA Publications. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>

- IEA. (2023b). *Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions*. IEA Publications. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>
- IEA. (2023c). *The Imperative of Cutting Methane from Fossil Fuels: An assessment of the benefits for the climate and health*. IEA Publications. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-imperative-of-cutting-methane-from-fossil-fuels>
- IEA. (2024a). *Global Methane Tracker 2024*. IEA Publications. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024>
- IEA. (2024b). *World Energy Outlook 2024*. Paris: IEA Publications. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IPCC. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contributions of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781009157896
- Kesicki, F. (2011). Marginal abatement cost curves for policy making - expert-based vs. model-derived curves. *IAEE International Conference*. Brasil.
- Kesicki, F., & Ekins, P. (2011). Marginal abatement cost curves: a call for caution. *Climate Policy*, 12(2), 219-236. doi:<https://doi.org/10.1080/14693062.2011.582347>
- Ludueña, C., Wilk, D., & Quiroga, R. (2014). *Argentina: Mitigación y Adaptación al Cambio Climático*. doi:10.18235/0010067
- Ministerio de Ambiente de Colombia. (2021). *Ministerio de Ambiente*. Obtenido de Ley 2169 : <https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/ley-2169-de-2021/>
- Naciones Unidas. (2025). *Desafíos Globales: Cambio climático*. Obtenido de Naciones Unidas: <https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>
- Nwakile, C., Elete, T., Hanson, E., Esiri, A., & Erhueh, V. (2024). Reducing Methane and Greenhouse Gas Emissions in Energy Infrastructure: Lessons for a Sustainable Future. *International Journal Of Engineering Research And Development*, 20(11), 802-822.
- Parlamento Europeo. (2018). *Reducir las emisiones de carbono: objetivos y políticas de la UE*. Obtenido de Parlamento Europeo - Cambio climático: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180305STO99003/reducir-las-emisiones-de-carbono-objetivos-y-politicas-de-la-ue>
- Parlamento Europeo. (2024). *¿Cómo reduce la UE los gases de efecto invernadero más allá del CO2?* Obtenido de Parlamento Europeo: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20230322STO78109/como-reduce-la-ue-los-gases-de-efecto-invernadero-mas-alla-del-co2>

Secretaría de Ambiente Neuquén. (2025). *Resolución N° 58*. Obtenido de Boletín Oficial Neuquén:
https://infoleg.neuquen.gob.ar/Boletines/boletin_4417.pdf

Secretaría de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable Chubut. (2024). *Resolución N° 58*.
Obtenido de Boletín Oficial Chubut:
<https://boletin.chubut.gov.ar/archivos/boletines/Octubre%203,%202024.pdf>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). *Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático de la República Argentina*. Obtenido de
<https://unfccc.int/documents/67499>

Secretaría de Energía . (2023). *Resolución 970*. Obtenido de Secretaría de Energía - Ministerio de Economía: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-970-2023-394156/texto>

Secretaría de Energía . (2024). *Precios del Gas Natural - Res 1/2018*. Obtenido de Estadísticas Energía - Secretaría de Energía; Ministerio de Economía:
<https://estadisticasenergia.mecon.gob.ar/superset/dashboard/175/?standalone=true>

Sotoodeh, K. (2022). *Piping Engineering: Preventing Fugitive Emission in the Oil and Gas Industry*. Wiley.

Taylor, S. (2012). The ranking of negative-cost emissions reduction measures. *Energy Policy*, 48, 430-438. doi:10.1016/J.ENPOL.2012.05.071

U.S Department of State. (2024). *Global Methane Pledge*. Obtenido de
<https://www.state.gov/global-methane-pledge>

United Nations Economic Commission For Europe. (2019). *Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector*. Ginebra: UNECE Energy Series.

United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition. (2021). *Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions*. Nairobi: United Nations Environment Programme.

United Nations Environmental Programme. (2024). *OGMP 2.0 – Industry Engagement in the International Methane Emissions Observatory*. Obtenido de
<https://www.unep.org/topics/energy/methane/international-methane-emissions-observatory/industry-engagement>

Vargas-Chaves, I., Cumbe-Figueroa, A., & Martínez, C. (2024). Hidrocarburos y cambio climático: análisis del enfoque propuesto por la Resolución 40066 de 2022. *Pensamiento Americano*, 1-21. doi:<https://doi.org/10.21803/penamer.17.33.644>

APÉNDICE

Se presentan a continuación las tablas de cálculo utilizadas para estimar el VAN y el ROI tanto en el análisis inicial como en los distintos casos del análisis de sensibilidad (variación del precio del gas, variación del costo del programa LDAR y variación del precio del carbono). En todos los casos se estimaron los indicadores para los tres escenarios de emisiones: mínimo, base y máximo.

VALOR ACTUAL NETO

• Cálculo base del VAN

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511	-\$ 237.511
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511	-\$ 267.511
Impuesto	\$ 80.253	\$ 80.253	\$ 80.253	\$ 80.253	\$ 80.253	\$ 80.253	\$ 71.253	\$ 71.253	\$ 71.253	\$ 71.253
EBIT (1-t)	-\$ 187.258	-\$ 187.258	-\$ 187.258	-\$ 187.258	-\$ 187.258	-\$ 187.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 307.258	-\$ 157.258	-\$ 157.258	-\$ 157.258	-\$ 157.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258	-\$ 166.258
FCF descontado	-\$ 274.337,32	-\$ 125.364,95	-\$ 111.932,99	-\$ 99.940,17	-\$ 89.232,30	-\$ 84.231,37	-\$ 75.206,58	-\$ 67.148,74	-\$ 59.954,23	-\$ 53.530,56
tasa de descuento (WACC)	12%									
impuesto ganancias	30%									
VAN	-\$ 1.040.879,21									

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 79.092	-\$ 79.092	-\$ 79.092	-\$ 79.092	-\$ 79.092	-\$ 79.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092	-\$ 49.092
Impuesto	\$ 23.728	\$ 23.728	\$ 23.728	\$ 23.728	\$ 23.728	\$ 23.728	\$ 14.728	\$ 14.728	\$ 14.728	\$ 14.728
EBIT (1-t)	-\$ 55.364	-\$ 55.364	-\$ 55.364	-\$ 55.364	-\$ 55.364	-\$ 55.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 175.364	-\$ 25.364	-\$ 25.364	-\$ 25.364	-\$ 25.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364	-\$ 34.364
FCF descontado	-\$ 156.575,26	-\$ 20.220,26	-\$ 18.053,80	-\$ 16.119,47	-\$ 14.392,38	-\$ 17.410,02	-\$ 15.544,66	-\$ 13.879,16	-\$ 12.392,11	-\$ 11.064,38
tasa de descuento (WACC)	12%									
impuesto ganancias	30%									
VAN	-\$ 295.651,50									

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 109.327	\$ 109.327	\$ 109.327	\$ 109.327	\$ 109.327	\$ 109.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327	\$ 139.327
Impuesto	-\$ 32.798	-\$ 32.798	-\$ 32.798	-\$ 32.798	-\$ 32.798	-\$ 32.798	-\$ 41.798	-\$ 41.798	-\$ 41.798	-\$ 41.798
EBIT (1-t)	\$ 76.529	\$ 76.529	\$ 76.529	\$ 76.529	\$ 76.529	\$ 76.529	\$ 97.529	\$ 97.529	\$ 97.529	\$ 97.529
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 43.471	\$ 106.529	\$ 106.529	\$ 106.529	\$ 106.529	\$ 97.529	\$ 97.529	\$ 97.529	\$ 97.529	\$ 97.529
FCF descontado	-\$ 38.813,20	\$ 84.924,43	\$ 75.825,39	\$ 67.701,24	\$ 60.447,54	\$ 49.411,33	\$ 44.117,26	\$ 39.390,41	\$ 35.170,01	\$ 31.401,80
tasa de descuento (WACC)	12%									
impuesto ganancias	30%									
VAN	\$ 449.576,21									

- VAN con variación del precio del gas

Precio 2,3 USD/MMBTU

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470	\$ 22.470
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 277.280	-\$ 277.280	-\$ 277.280	-\$ 277.280	-\$ 277.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280	-\$ 247.280
Impuesto	\$ 83.184	\$ 83.184	\$ 83.184	\$ 83.184	\$ 83.184	\$ 83.184	\$ 74.184	\$ 74.184	\$ 74.184	\$ 74.184
EBIT (1-t)	-\$ 194.096	-\$ 194.096	-\$ 194.096	-\$ 194.096	-\$ 194.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000									
Free Cash Flow	-\$ 314.096	-\$ 164.096	-\$ 164.096	-\$ 164.096	-\$ 164.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096	-\$ 173.096
FCF descontado	-\$ 280.443,16	-\$ 130.816,60	-\$ 116.800,54	-\$ 104.286,19	-\$ 93.112,67	-\$ 87.695,99	-\$ 78.299,99	-\$ 69.910,71	-\$ 62.420,28	-\$ 55.732,39
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 1.079.518,52									

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792	\$ 153.792
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 145.958	-\$ 145.958	-\$ 145.958	-\$ 145.958	-\$ 145.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958	-\$ 115.958
Impuesto	\$ 43.787	\$ 43.787	\$ 43.787	\$ 43.787	\$ 43.787	\$ 34.787	\$ 34.787	\$ 34.787	\$ 34.787	\$ 34.787
EBIT (1-t)	-\$ 102.171	-\$ 102.171	-\$ 102.171	-\$ 102.171	-\$ 102.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000									
Free Cash Flow	-\$ 222.171	-\$ 72.171	-\$ 72.171	-\$ 72.171	-\$ 72.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171	-\$ 81.171
FCF descontado	-\$ 198.366,58	-\$ 57.533,93	-\$ 51.369,58	-\$ 45.865,70	-\$ 40.951,52	-\$ 41.123,54	-\$ 36.717,44	-\$ 32.783,43	-\$ 29.270,92	-\$ 26.134,75
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 560.117,39									

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115	\$ 285.115
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365	\$ 15.365
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 14.635	-\$ 14.635	-\$ 14.635	-\$ 14.635	-\$ 14.635	-\$ 15.365	-\$ 15.365	-\$ 15.365	-\$ 15.365	-\$ 15.365
Impuesto	\$ 4.391	\$ 4.391	\$ 4.391	\$ 4.391	\$ 4.391	\$ 4.609	\$ 4.609	\$ 4.609	\$ 4.609	\$ 4.609
EBIT (1-t)	-\$ 10.245	-\$ 10.245	-\$ 10.245	-\$ 10.245	-\$ 10.245	-\$ 10.755	-\$ 10.755	-\$ 10.755	-\$ 10.755	-\$ 10.755
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000									
Free Cash Flow	-\$ 130.245	\$ 19.755	\$ 19.755	\$ 19.755	\$ 19.755	\$ 10.755	\$ 10.755	\$ 10.755	\$ 10.755	\$ 10.755
FCF descontado	-\$ 116.289,99	\$ 15.748,73	\$ 14.061,37	\$ 12.554,79	\$ 11.209,64	\$ 5.448,92	\$ 4.865,11	\$ 4.343,85	\$ 3.878,44	\$ 3.462,89
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 40.716,27									

Precio 4,3 USD/MMBTU

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008	\$ 42.008
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742	-\$ 227.742
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742	-\$ 257.742
Impuesto	\$ 77.323	\$ 77.323	\$ 77.323	\$ 77.323	\$ 77.323	\$ 77.323	\$ 68.323	\$ 68.323	\$ 68.323	\$ 68.323
EBIT (1-t)	-\$ 180.419	-\$ 180.419	-\$ 180.419	-\$ 180.419	-\$ 180.419	-\$ 180.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	-\$ 300.419	-\$ 150.419	-\$ 150.419	-\$ 150.419	-\$ 150.419	-\$ 150.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419	-\$ 159.419
FCF descontado	-\$ 268.231,47	119.913,30	107.065,45	95.594,15	85.351,92	80.766,75	72.113,17	64.386,76	57.488,18	51.328,73
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 1.002.239,89									

\$30,24 es el precio del gas que hace positivo el VAN en el escenario mínimo

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524	\$ 287.524
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 12.226	-\$ 12.226	-\$ 12.226	-\$ 12.226	-\$ 12.226	-\$ 12.226	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774	\$ 17.774
Impuesto	\$ 3.668	\$ 3.668	\$ 3.668	\$ 3.668	\$ 3.668	\$ 3.668	-\$ 5.332	-\$ 5.332	-\$ 5.332	-\$ 5.332
EBIT (1-t)	-\$ 8.558	-\$ 8.558	-\$ 8.558	-\$ 8.558	-\$ 8.558	-\$ 8.558	\$ 12.442	\$ 12.442	\$ 12.442	\$ 12.442
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	-\$ 128.558	\$ 21.442	\$ 21.442	\$ 21.442	\$ 21.442	\$ 21.442	\$ 12.442	\$ 12.442	\$ 12.442	\$ 12.442
FCF descontado	-\$ 114.783,94	17.093,42	15.261,98	13.626,77	12.166,76	6.303,50	5.628,12	5.025,11	4.486,70	4.005,99
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 31.185,61									

\$4,42 es el precio del gas que hace positivo el VAN en el escenario base

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040	\$ 533.040
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 233.290	\$ 233.290	\$ 233.290	\$ 233.290	\$ 233.290	\$ 233.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290	\$ 263.290
Impuesto	-\$ 69.987	-\$ 69.987	-\$ 69.987	-\$ 69.987	-\$ 69.987	-\$ 69.987	-\$ 78.987	-\$ 78.987	-\$ 78.987	-\$ 78.987
EBIT (1-t)	\$ 163.303	\$ 163.303	\$ 163.303	\$ 163.303	\$ 163.303	\$ 163.303	\$ 184.303	\$ 184.303	\$ 184.303	\$ 184.303
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	\$ 43.303	\$ 193.303	\$ 193.303	\$ 193.303	\$ 193.303	\$ 184.303	\$ 184.303	\$ 184.303	\$ 184.303	\$ 184.303
FCF descontado	\$ 38.663,58	154.100,14	137.589,41	122.847,69	109.685,43	93.373,74	83.369,41	74.436,98	66.461,59	59.340,70
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 939.868,68									

- VAN con variación del precio del carbono

Precio 10 USD/TnCO₂e

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368	\$ 55.368
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 212.143	-\$ 212.143	-\$ 212.143	-\$ 212.143	-\$ 212.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143	-\$ 182.143
Impuesto	\$ 63.643	\$ 63.643	\$ 63.643	\$ 63.643	\$ 63.643	\$ 63.643	\$ 54.643	\$ 54.643	\$ 54.643	\$ 54.643
EBIT (1-t)	-\$ 148.500	-\$ 148.500	-\$ 148.500	-\$ 148.500	-\$ 148.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 268.500	-\$ 118.500	-\$ 118.500	-\$ 118.500	-\$ 118.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500	-\$ 127.500
FCF descontado	-\$ 239.732,07	-\$ 94.467,41	-\$ 84.345,90	-\$ 75.308,84	-\$ 67.240,03	-\$ 64.595,43	-\$ 57.674,49	-\$ 51.495,08	-\$ 45.977,75	-\$ 41.051,56
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 821.888,54									

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877	\$ 378.877
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 299.785	\$ 299.785	\$ 299.785	\$ 299.785	\$ 299.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785	\$ 329.785
Impuesto	-\$ 89.936	-\$ 89.936	-\$ 89.936	-\$ 89.936	-\$ 89.936	-\$ 98.936	-\$ 98.936	-\$ 98.936	-\$ 98.936	-\$ 98.936
EBIT (1-t)	\$ 209.850	\$ 209.850	\$ 209.850	\$ 209.850	\$ 209.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	\$ 89.850	\$ 239.850	\$ 239.850	\$ 239.850	\$ 239.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850	\$ 230.850
FCF descontado	\$ 80.222,99	\$ 191.206,75	\$ 170.720,31	\$ 152.428,85	\$ 136.097,19	\$ 116.955,67	\$ 104.424,70	\$ 93.236,34	\$ 83.246,73	\$ 74.327,44
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 1.202.866,97									

\$1,98 es el valor del crédito de carbono que hace positivo el VAN en el escenario base

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416	\$ 702.416
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 811.743	\$ 811.743	\$ 811.743	\$ 811.743	\$ 811.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743	\$ 841.743
Impuesto	-\$ 243.523	-\$ 243.523	-\$ 243.523	-\$ 243.523	-\$ 243.523	-\$ 252.523	-\$ 252.523	-\$ 252.523	-\$ 252.523	-\$ 252.523
EBIT (1-t)	\$ 568.220	\$ 568.220	\$ 568.220	\$ 568.220	\$ 568.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	\$ 448.220	\$ 598.220	\$ 598.220	\$ 598.220	\$ 598.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220	\$ 589.220
FCF descontado	\$ 400.196,67	\$ 476.897,54	\$ 425.801,37	\$ 380.179,80	\$ 339.446,25	\$ 298.517,33	\$ 266.533,33	\$ 237.976,18	\$ 212.478,74	\$ 189.713,16
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 3.227.740,36									

Precio 50 USD/TnCO₂e

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842	\$ 276.842
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331	\$ 39.331
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331	\$ 9.331
Impuesto	-\$ 2.799	-\$ 2.799	-\$ 2.799	-\$ 2.799	-\$ 2.799	-\$ 2.799	-\$ 11.799	-\$ 11.799	-\$ 11.799	-\$ 11.799
EBIT (1-t)	\$ 6.532	\$ 6.532	\$ 6.532	\$ 6.532	\$ 6.532	\$ 6.532	\$ 27.532	\$ 27.532	\$ 27.532	\$ 27.532
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 113.468	\$ 36.532	\$ 36.532	\$ 36.532	\$ 36.532	\$ 36.532	\$ 27.532	\$ 27.532	\$ 27.532	\$ 27.532
FCF descontado	-\$ 101.311,07	\$ 29.122,77	\$ 26.002,47	\$ 23.216,50	\$ 20.729,01	\$ 13.948,37	\$ 12.453,90	\$ 11.119,55	\$ 9.928,17	\$ 8.864,44
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 54.074,12		Conviene hacer el proyecto			\$47,54 es el valor del crédito de carbono que hace positivo el VAN en el escenario mínimo				

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386	\$ 1.894.386
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 1.815.294	\$ 1.815.294	\$ 1.815.294	\$ 1.815.294	\$ 1.815.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294	\$ 1.845.294
Impuesto	-\$ 544.588	-\$ 544.588	-\$ 544.588	-\$ 544.588	-\$ 544.588	-\$ 553.588	-\$ 553.588	-\$ 553.588	-\$ 553.588	-\$ 553.588
EBIT (1-t)	\$ 1.270.706	\$ 1.270.706	\$ 1.270.706	\$ 1.270.706	\$ 1.270.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	\$ 1.150.706	\$ 1.300.706	\$ 1.300.706	\$ 1.300.706	\$ 1.300.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706	\$ 1.291.706
FCF descontado	\$ 1.027.415,99	\$ 1.036.914,79	\$ 925.816,77	\$ 826.622,12	\$ 738.055,46	\$ 654.418,41	\$ 584.302,15	\$ 521.698,35	\$ 465.802,10	\$ 415.894,73
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 7.196.940,88									

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079	\$ 3.512.079
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 3.621.406	\$ 3.621.406	\$ 3.621.406	\$ 3.621.406	\$ 3.621.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406	\$ 3.651.406
Impuesto	-\$ 1.086.422	-\$ 1.086.422	-\$ 1.086.422	-\$ 1.086.422	-\$ 1.086.422	-\$ 1.095.422	-\$ 1.095.422	-\$ 1.095.422	-\$ 1.095.422	-\$ 1.095.422
EBIT (1-t)	\$ 2.534.985	\$ 2.534.985	\$ 2.534.985	\$ 2.534.985	\$ 2.534.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	\$ 2.414.985	\$ 2.564.985	\$ 2.564.985	\$ 2.564.985	\$ 2.564.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985	\$ 2.555.985
FCF descontado	\$ 2.156.236,17	\$ 2.044.789,95	\$ 1.825.705,31	\$ 1.630.094,03	\$ 1.455.441,10	\$ 1.294.941,30	\$ 1.156.197,59	\$ 1.032.319,27	\$ 921.713,64	\$ 822.958,61
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 14.340.396,96									

Precio 100 USD/TnCO₂e

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684	\$ 553.684
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 286.173	\$ 286.173	\$ 286.173	\$ 286.173	\$ 286.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173	\$ 316.173
Impuesto	-\$ 85.852	-\$ 85.852	-\$ 85.852	-\$ 85.852	-\$ 85.852	-\$ 94.852	-\$ 94.852	-\$ 94.852	-\$ 94.852	-\$ 94.852
EBIT (1-t)	\$ 200.321	\$ 200.321	\$ 200.321	\$ 200.321	\$ 200.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	\$ 80.321	\$ 230.321	\$ 230.321	\$ 230.321	\$ 230.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321	\$ 221.321
FCF descontado	\$ 71.715,18	\$ 183.610,49	\$ 163.937,94	\$ 146.373,16	\$ 130.690,32	\$ 112.128,11	\$ 100.114,38	\$ 89.387,84	\$ 79.810,57	\$ 71.259,44
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 1.149.027,45									

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772	\$ 3.788.772
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680	\$ 3.739.680
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680	\$ 3.709.680
Impuesto	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904	-\$ 1.112.904
EBIT (1-t)	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776	\$ 2.596.776
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776	\$ 2.476.776
FCF descontado	\$ 2.211.407,24	\$ 2.094.049,83	\$ 1.869.687,35	\$ 1.669.363,70	\$ 1.490.503,31	\$ 1.326.246,84	\$ 1.184.148,97	\$ 1.057.275,86	\$ 943.996,31	\$ 842.853,85
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 14.689.533,26									

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158	\$ 7.024.158
Costos del programa	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750	-\$ 269.750
EBITDA	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485	\$ 7.163.485
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485	\$ 7.133.485
Impuesto	-\$ 2.140.046	-\$ 2.140.046	-\$ 2.140.046	-\$ 2.140.046	-\$ 2.140.046	-\$ 2.149.046	-\$ 2.149.046	-\$ 2.149.046	-\$ 2.149.046	-\$ 2.149.046
EBIT (1-t)	\$ 4.993.440	\$ 4.993.440	\$ 4.993.440	\$ 4.993.440	\$ 4.993.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	\$ 4.873.440	\$ 5.023.440	\$ 5.023.440	\$ 5.023.440	\$ 5.023.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440	\$ 5.014.440
FCF descontado	\$ 4.351.285,55	\$ 4.004.655,46	\$ 3.575.585,23	\$ 3.192.486,82	\$ 2.850.434,66	\$ 2.540.471,26	\$ 2.268.277,91	\$ 2.025.248,14	\$ 1.808.257,27	\$ 1.614.515,42
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 28.231.217,71									

• **VAN con variación en los costos operativos del programa**

-20% del costo del programa

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800
EBITDA	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 213.561	-\$ 213.561	-\$ 213.561	-\$ 213.561	-\$ 213.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561	-\$ 183.561
Impuesto	\$ 64.068	\$ 64.068	\$ 64.068	\$ 64.068	\$ 64.068	\$ 55.068	\$ 55.068	\$ 55.068	\$ 55.068	\$ 55.068
EBIT (1-t)	-\$ 149.493	-\$ 149.493	-\$ 149.493	-\$ 149.493	-\$ 149.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	-\$ 269.493	-\$ 119.493	-\$ 119.493	-\$ 119.493	-\$ 119.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493	-\$ 128.493
FCF descontado	-\$ 240.618,57	-\$ 95.258,92	-\$ 85.052,61	-\$ 75.939,83	-\$ 67.803,42	-\$ 65.098,45	-\$ 58.123,62	-\$ 51.896,08	-\$ 46.335,79	-\$ 41.371,24
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 827.498,54									

El costo debería ser el 2,4% del costo estimado para hacer positivo el VAN en el escenario mínimo

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800
EBITDA	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858	\$ 4.858
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 25.142	-\$ 25.142	-\$ 25.142	-\$ 25.142	-\$ 25.142	-\$ 4.858	-\$ 4.858	-\$ 4.858	-\$ 4.858	-\$ 4.858
Impuesto	\$ 7.543	\$ 7.543	\$ 7.543	\$ 7.543	\$ 7.543	\$ 1.457	\$ 1.457	\$ 1.457	\$ 1.457	\$ 1.457
EBIT (1-t)	-\$ 17.599	-\$ 17.599	-\$ 17.599	-\$ 17.599	-\$ 17.599	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000	-\$ 150.000
Free Cash Flow	-\$ 137.599	\$ 12.401	\$ 12.401	\$ 12.401	\$ 12.401	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401	\$ 3.401
FCF descontado	-\$ 122.856,51	\$ 9.885,77	\$ 8.826,58	\$ 7.880,87	\$ 7.036,49	\$ 1.722,90	\$ 1.538,31	\$ 1.373,49	\$ 1.226,33	\$ 1.094,94
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 82.270,83									

El costo debería reducirse un 27,8% para hacer positivo el VAN en el escenario base

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800	-\$ 215.800
EBITDA	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 163.277	\$ 163.277	\$ 163.277	\$ 163.277	\$ 163.277	\$ 163.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277	\$ 193.277
Impuesto	-\$ 48.983	-\$ 48.983	-\$ 48.983	-\$ 48.983	-\$ 48.983	-\$ 48.983	-\$ 57.983	-\$ 57.983	-\$ 57.983	-\$ 57.983
EBIT (1-t)	\$ 114.294	\$ 114.294	\$ 114.294	\$ 114.294	\$ 114.294	\$ 114.294	\$ 135.294	\$ 135.294	\$ 135.294	\$ 135.294
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 5.706	\$ 144.294	\$ 144.294	\$ 144.294	\$ 144.294	\$ 144.294	\$ 135.294	\$ 135.294	\$ 135.294	\$ 135.294
FCF descontado	-\$ 5.094,45	\$ 115.030,46	\$ 102.705,77	\$ 91.701,58	\$ 81.876,41	\$ 68.544,26	\$ 61.200,23	\$ 54.643,06	\$ 48.788,45	\$ 43.561,11
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 662.956,88									

+20% del costo del programa

Escenario mínimo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239	\$ 32.239
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700
EBITDA	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 321.461	-\$ 321.461	-\$ 321.461	-\$ 321.461	-\$ 321.461	-\$ 321.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461	-\$ 291.461
Impuesto	\$ 96.438	\$ 96.438	\$ 96.438	\$ 96.438	\$ 96.438	\$ 96.438	\$ 87.438	\$ 87.438	\$ 87.438	\$ 87.438
EBIT (1-t)	-\$ 225.023	-\$ 225.023	-\$ 225.023	-\$ 225.023	-\$ 225.023	-\$ 225.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 345.023	-\$ 195.023	-\$ 195.023	-\$ 195.023	-\$ 195.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023	-\$ 204.023
FCF descontado	-\$ 308.056,07	-\$ 155.470,98	-\$ 138.813,37	-\$ 123.940,51	-\$ 110.661,17	-\$ 103.364,30	-\$ 92.289,55	-\$ 82.401,39	-\$ 73.572,67	-\$ 65.689,88
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 1.254.259,88									

Escenario base										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658	\$ 220.658
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700
EBITDA	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	-\$ 133.042	-\$ 133.042	-\$ 133.042	-\$ 133.042	-\$ 133.042	-\$ 133.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042	-\$ 103.042
Impuesto	\$ 39.913	\$ 39.913	\$ 39.913	\$ 39.913	\$ 39.913	\$ 39.913	\$ 30.913	\$ 30.913	\$ 30.913	\$ 30.913
EBIT (1-t)	-\$ 93.129	-\$ 93.129	-\$ 93.129	-\$ 93.129	-\$ 93.129	-\$ 93.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 213.129	-\$ 63.129	-\$ 63.129	-\$ 63.129	-\$ 63.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129	-\$ 72.129
FCF descontado	-\$ 190.294,01	-\$ 50.326,29	-\$ 44.934,18	-\$ 40.119,81	-\$ 35.821,26	-\$ 36.542,94	-\$ 32.627,63	-\$ 29.131,81	-\$ 26.010,55	-\$ 23.223,70
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	-\$ 509.032,17									

Escenario máximo										
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por venta metano (emisiones evitadas)	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077	\$ 409.077
Ingresos por precio del carbono	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos del programa	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700	-\$ 323.700
EBITDA	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377
- Amortización	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000	-\$ 30.000
EBIT	\$ 55.377	\$ 55.377	\$ 55.377	\$ 55.377	\$ 55.377	\$ 55.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377	\$ 85.377
Impuesto	-\$ 16.613	-\$ 16.613	-\$ 16.613	-\$ 16.613	-\$ 16.613	-\$ 16.613	-\$ 25.613	-\$ 25.613	-\$ 25.613	-\$ 25.613
EBIT (1-t)	\$ 38.764	\$ 38.764	\$ 38.764	\$ 38.764	\$ 38.764	\$ 38.764	\$ 59.764	\$ 59.764	\$ 59.764	\$ 59.764
+ Amortización	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
- Capex	-\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Free Cash Flow	-\$ 81.236	\$ 68.764	\$ 68.764	\$ 68.764	\$ 68.764	\$ 68.764	\$ 59.764	\$ 59.764	\$ 59.764	\$ 59.764
FCF descontado	-\$ 72.531,95	\$ 54.818,41	\$ 48.945,01	\$ 43.700,90	\$ 39.018,66	\$ 30.278,41	\$ 27.034,29	\$ 24.137,76	\$ 21.551,57	\$ 19.242,48
tasa de descuento (WACC)		12%								
impuesto ganancias		30%								
VAN	\$ 236.195,53									

Conviene hacer el proyecto

RETORNO DE LA INVERSIÓN

- **Cálculo base del ROI**

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 32.238,86	\$ 299.750,00	-\$ 267.511,14	-89,2%
Base	\$ 220.658,15	\$ 299.750,00	-\$ 79.091,85	-26,4%
Máximo	\$ 409.077,44	\$ 299.750,00	\$ 109.327,44	36,5%

- **ROI con variación del precio del gas**

Precio 2,3 USD/MMBTU

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 22.469,51	\$ 299.750,00	-\$ 277.280,49	-92,5%
Base	\$ 153.792,05	\$ 299.750,00	-\$ 145.957,95	-48,7%
Máximo	\$ 285.114,58	\$ 299.750,00	-\$ 14.635,42	-4,9%

Precio 4,3 USD/MMBTU

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 42.008,22	\$ 299.750,00	-\$ 257.741,78	-86,0%
Base	\$ 287.524,26	\$ 299.750,00	-\$ 12.225,74	-4,1%
Máximo	\$ 533.040,31	\$ 299.750,00	\$ 233.290,31	77,8%

- **ROI con variación del precio del carbono**

Precio 10 USD/TnCO₂e

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 87.607,26	\$ 299.750,00	-\$ 212.142,74	-70,8%
Base	\$ 599.535,35	\$ 299.750,00	\$ 299.785,35	100,0%
Máximo	\$ 1.111.493,24	\$ 299.750,00	\$ 811.743,24	270,8%

Precio 50 USD/TnCO₂e

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 309.080,86	\$ 299.750,00	\$ 9.330,86	3,1%
Base	\$ 2.115.044,15	\$ 299.750,00	\$ 1.815.294,15	605,6%
Máximo	\$ 3.921.156,44	\$ 299.750,00	\$ 3.621.406,44	1208,1%

Precio 100 USD/TnCO₂e

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 585.922,86	\$ 299.750,00	\$ 286.172,86	95,5%
Base	\$ 4.009.430,15	\$ 299.750,00	\$ 3.709.680,15	1237,6%
Máximo	\$ 7.433.235,44	\$ 299.750,00	\$ 7.133.485,44	2379,8%

- **ROI con variación en los costos operativos del programa**

-20% del costo del programa

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 32.238,86	\$ 215.800,00	-\$ 183.561,14	-85,1%
Base	\$ 220.658,15	\$ 215.800,00	\$ 4.858,15	2,3%
Máximo	\$ 409.077,44	\$ 215.800,00	\$ 193.277,44	89,6%

+20% del costo del programa

Escenario	Beneficio anual	Costo anual	Beneficio neto	ROI
Mínimo	\$ 32.238,86	\$ 323.700,00	-\$ 291.461,14	-90,0%
Base	\$ 220.658,15	\$ 323.700,00	-\$ 103.041,85	-31,8%
Máximo	\$ 409.077,44	\$ 323.700,00	\$ 85.377,44	26,4%