

Análisis de emisiones de GEI de ciclo de vida del proyecto de exportación de GNL, Saguario Energía



Índice

Abreviaturas y acrónimos	3
Unidades	4
Resumen ejecutivo	5
1. Introducción	8
1.1. Panorama mundial del gas natural y escenarios de descarbonización	8
1.2. Gas natural y el proyecto de Mexico Pacific Limited: Saguario Energía	9
1.3. Compromisos de México ante el Cambio Climático	11
2. Objetivo y alcance	12
3. Metodología	13
3.1. Limitaciones de la metodología	13
4. Estimación de las emisiones de GEI	14
4.1. Producción, acopio, procesamiento y transporte de gas natural en Estados Unidos	14
4.1.1. Producción	15
4.1.2. Procesamiento	18
4.2. Transporte por gasoducto en Estados Unidos	19
4.3. Transporte y licuefacción de gas natural en México	21
4.3.1. Transporte por gasoducto en México	21
4.3.2. Licuefacción del gas natural	21
4.4. Transporte marítimo a Asia	22
4.5. Uso del gas natural para la producción de energía eléctrica en Asia	23
5. Balance de gas natural	25
6. Emisiones de GEI del ciclo de vida	26
7. El proyecto de exportación de GNL en México y su impacto en los esfuerzos de mitigación del cambio climático	29
8. Conclusiones	31
9. Recomendaciones	32
10. Referencias	33
11. Anexos	37
11.1. Metodología de análisis de ciclo de vida (ACV)	37
11.2. Resultados para buques con motores de 4 y 2 tiempos	37

Abreviaturas y acrónimos

ACV	análisis de ciclo de vida
CC	ciclo combinado
CH₄	metano
CO₂	dióxido de carbono
COP	Conferencia de las Partes
DOE	U.S. Department of Energy
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
EUR	estimated ultimate recovery
FE	factor de emisión
GEI	gases de efecto invernadero
GHGRP	Greenhouse Gas Reporting Program
GNL	gas natural licuado
ICCT	International Council on Clean Transportation
ICM	Iniciativa Climática de México
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
LHV	low heating value
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
NDC	Nationally Determined Contributions
NETL	National Energy Technology Laboratory
NGSI	Natural Gas Sustainability Initiative
NZE	Net-Zero Emissions Scenario
PCG	potencial de calentamiento global
PEMEX	Petróleos Mexicanos
TG	ciclo abierto con turbina de gas
U.S. DOT	U.S. Department of Transportation

Unidades

Btu	british thermal unit
MMBtu	millones de Btu
g	gramo
kg	kilogramo
Mg	megagramo
Gg	gigagramo
gal	galón
GW	gigawatt
hp	horsepower
hp-h	horsepower-hour
kJ	kilo joule
MJ	mega joule
km	kilometro
kWh	kilowatt-hora
MWh	megawatt-hora
m³	metro cúbico
t	tonelada
Mt	millón de toneladas
tCO₂e	tonelada de dióxido de carbono equivalente
MtCO₂e	millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
Mtpa	millones de toneladas por año
MW	megawatt
scf	pie cúbico estándar
MMscf	millones de pies cúbicos estándar

Resumen ejecutivo

El excedente de producción y los bajos precios del gas natural¹ en Norteamérica han cambiado el panorama energético internacional en los últimos años, y Estados Unidos ha pasado a ser un exportador neto de este combustible. Si bien, el mercado principal de este gas natural ha sido Europa, los mercados en Asia han mostrado interés por incrementar sus importaciones debido al bajo precio del gas natural producido en Estados Unidos y la conveniencia de su exportación desde la costa del Pacífico sin cruzar el Canal de Panamá. Es por ello por lo que se ha impulsado la expansión de la infraestructura de licuefacción de gas natural para su exportación desde países intermediarios como Canadá o México. Como parte de los proyectos de exportación de gas natural planteados para México, se encuentra el proyecto de Saguario Energía, programado para Puerto Libertad (estado de Sonora), el cual se analiza en este trabajo. El proyecto busca licuar en México el gas natural procedente de la Cuenca Pérmica en Estados Unidos para su posterior transporte marítimo y uso en Asia. Es necesario señalar que, este no es el único proyecto en desarrollo y que, en la actualidad existen otros proyectos en Baja California (Energía Costa Azul), Sinaloa (Vista Pacífico LNG) y Sonora (Epsilon LNG, Terminal AMIGO) (U.S. DOE, Office of Fossil Energy and Carbon Management, 2024).

Sin embargo, lo anterior podría alejar a los países exportadores de cumplir con sus metas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), debido a que, con este tipo de proyectos, no sólo se incentiva la quema de este combustible sino la generación de emisiones de metano, un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global varias veces mayor que la del CO₂, que se emite a la atmosfera durante todo el ciclo de vida del gas natural. En este trabajo, se realizó un análisis de ciclo de vida (ACV) con respecto a las emisiones de GEI del proyecto de Saguario Energía y toda la cadena de suministro de gas natural, desde su producción hasta su uso en Asia. Para ello, la metodología empleada se basó en la ISO 14044:2006 para el desarrollo de ACVs.

Los resultados obtenidos del ACV muestran que el uso de gas natural representa la mayor parte de las emisiones de GEI. Es por ello por lo que la unidad funcional² se definió como una tonelada de gas natural a ser utilizado para la generación eléctrica. Si se considera el transporte marítimo con buques impulsados por vapor (a partir de la combustión de gas natural y combustóleo), la huella de carbono corresponde a 1.761 toneladas de CO₂e (tCO₂e) por tonelada de gas natural. Si se considera el transporte marítimo a través de buques con motores de 4 tiempos y de 2 tiempos (operando únicamente con gas natural), la huella de carbono es de 1.399 tCO₂e por tonelada de gas natural y de 1.347 tCO₂e por tonelada de gas

¹ Utilizamos el término “gas natural” a lo largo de este informe porque es el término comúnmente utilizado a nivel internacional para referirse al material que nos ocupa: un combustible fósil gaseoso, compuesto en su mayor parte por metano. Este material también suele denominarse “gas fósil” o “gas metano”, aunque normalmente contiene algunos componentes distintos del metano, como otros hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno, mercurio, dióxido de carbono y vapor de agua.

² En el análisis de ciclo de vida (ACV), se refiere a la cantidad de producto, en este caso de gas natural a ser utilizado en la generación eléctrica, que sirve para realizar la comparación entre distintas alternativas que pueden generar este gas natural. Su selección se basa en unidades de medición típicas para este producto.

natural, respectivamente. El uso del gas natural, las etapas de producción y de procesamiento de gas natural en Estados Unidos corresponden a más de la mitad de la huella de carbono total que se estimó en este estudio³. La huella de carbono por el transporte marítimo es mayor en el caso de buques impulsados por vapor en comparación a la licuefacción, mientras que lo opuesto sucede para los otros dos casos. Lo anterior debido al impacto del uso de combustóleo para el transporte marítimo en buques impulsados por vapor.

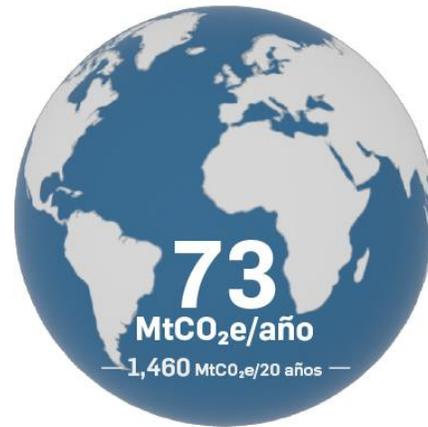
El proyecto analizado en este trabajo podría representar una barrera a los esfuerzos climáticos, pudiendo retrasar la implementación de proyectos eólicos o solares. Si este gas llegara al mercado, podría desplazar la instalación potencial de hasta 37.7 GW de capacidad instalada eólica o 54.4 GW de capacidad instalada solar fotovoltaica. Lo anterior representa un 11% y 7% de la capacidad requerida, respectivamente, para lograr el escenario de emisiones netas cero de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés).

Las emisiones anuales totales del proyecto serían aproximadamente 73 MtCO₂e, o el equivalente de 17.34 millones de vehículos ligeros conducidos durante un año (U.S. EPA, 2024). Para el caso de las emisiones generadas dentro de territorio mexicano, el proyecto incrementaría las emisiones de CO₂e del sector petróleo y gas, y por tanto las nacionales en 5.4 MtCO₂e al año, lo que equivale a casi el 8% de las emisiones directas de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 2022 (PEMEX, 2024), o las emisiones de más de 1.28 millones de vehículos ligeros conducidos durante un año (U.S. EPA, 2024) (ver Figura). Es importante señalar que, este gas natural será utilizado en Asia, y México únicamente servirá como medio de transporte y por ello, el aporte económico al país es marginal.

³ Extracción y producción de gas natural, transporte en Estados Unidos y México, licuefacción en México, transporte a Asia y regasificación.

Emisiones totales de la operación del proyecto durante un año y acumuladas en 20 años, capacidad de licuefacción de 15 Mtpa.

EMISIONES TOTALES DE LA OPERACIÓN DEL PROYECTO



EMISIONES ANUALES EQUIVALENTES A



Dada la magnitud del proyecto y las acciones necesarias para alcanzar emisiones netas cero, el proyecto cobra relevancia por lo que será necesario encontrar alternativas que detengan la expansión del uso de combustibles fósiles o que promuevan el desarrollo acelerado de fuentes libres de emisiones de carbono. Asimismo, es necesario que se cuantifique con mayor detalle el impacto ambiental del proyecto, así como el impacto de la expansión de las operaciones planeadas por la compañía en el futuro para la región.

1. Introducción

1.1. Panorama mundial del gas natural y escenarios de descarbonización

El gas natural es un combustible fósil que se utiliza de manera intensiva en diversos sectores de la economía global. La generación de energía eléctrica es uno de estos sectores y en él representa una cuarta parte de la generación total. La infraestructura de almacenamiento, transporte (gasoductos y buques) y licuefacción de gas natural está altamente desarrollada, lo que hace atractivo a este combustible. Asimismo, las centrales eléctricas que utilizan este combustible sirven como respaldo para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables intermitentes como la energía eólica y solar, debido a su rápida reacción de respuesta (IEA, 2024).

La combustión de gas natural genera menos emisiones de dióxido de carbono (CO₂), en comparación a la combustión de carbón o derivados del petróleo (EIA, 2024). Sin embargo, emite grandes cantidades de metano (CH₄) durante su producción y manejo, el cual es un potente gas de efecto invernadero (GEI). Este gas tiene un potencial de calentamiento global (PCG), que es alrededor de 30 veces mayor que la misma masa de emisiones de CO₂ en un periodo de tiempo de 100 años; y más de 80 veces más potente en un periodo de 20 años. Por ello, el metano es el segundo gas que más contribuye al cambio climático (Banco Mundial, s.f.). La industria del petróleo y el gas es una fuente importante de emisiones de CH₄ en todo el mundo. De hecho, se calcula que las emisiones de metano procedentes del venteo, las fugas y la quema en antorcha en el sector del petróleo y el gas son actualmente responsables de aproximadamente el 25% de las emisiones antropogénicas mundiales de metano (Banco Mundial, s.f.).

Como señala el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural suelen ser difíciles de cuantificar con exactitud. Ello se debe principalmente a la diversidad del sector, a la gran cantidad y variedad de fuentes de emisiones potenciales, a las amplias variaciones en los niveles de control de las emisiones, y a la disponibilidad limitada de datos acerca de las fuentes de emisión. Entre las principales fuentes de incertidumbre pueden mencionarse el uso de factores simples y generales, la dificultad de obtener datos detallados de las instalaciones y problemas para llevar a cabo campañas de medición debido a su demanda en recursos humanos, tiempo y costos (IPCC, 2006).

Debido a esto, en los últimos años se ha puesto de manifiesto que la verdadera magnitud de las emisiones fugitivas en el sector petróleo y gas pudiera ser mayor a las estimadas actualmente. Las técnicas recientes de detección por satélite y sensores remotos en aeronaves muestran divergencias entre inventarios y estimaciones basadas en observaciones y datos recabados. Por ejemplo, en Estados Unidos, un estudio publicado recientemente indica que las emisiones de metano en petróleo y gas pudieran ser tres veces mayores al inventario oficial. Las estimaciones se basan en cerca de 1 millón de mediciones aéreas en las principales regiones de producción (Stanford University, 2024). En el mismo sentido, una revisión acerca de las emisiones de metano del sector en el Reino Unido muestra que podrían ser más de cinco veces lo reportado en fuentes oficiales. Los métodos de estimación incluyen mediciones a bordo de embarcaciones

en plataformas petroleras (Center for Policy Research on Energy and the Environment, 2023). Para el caso de México, Shen, et al. (2021) indican que las emisiones antropogénicas de metano en la región este del país pueden ser 45% mayores a las estimadas en inventarios, con base en análisis de observaciones satelitales, mientras que Zavala-Araiza, et al. (2021), señalan, con el apoyo de mediciones aéreas, que el inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero subestima las emisiones de metano por más de un orden de magnitud en la región terrestre, y la sobreestima de similar manera en la región marina (Shen et al., 2021; Zavala-Araiza et al., 2021).

En la actualidad, China se ha convertido en un gran importador de gas natural, por lo que este país ha recurrido a los mercados mundiales de GNL (IEA, 2023). Es por ello por lo que el aumento en la producción de gas natural no convencional en Estados Unidos y su posicionamiento como exportador neto ha incrementado su atractivo en los mercados asiáticos. Este aumento en el uso del gas natural como combustible, podría afectar los planes que se requieren de descarbonización. En este sentido, los escenarios de emisiones netas cero globales de la IEA muestran que, para alcanzar la neutralización de carbono, la demanda de gas natural deberá disminuir para 2050. Específicamente para el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE por sus siglas en inglés), que señala el camino necesario para que el sector energético mundial alcance las emisiones netas cero de CO₂ en 2050; es necesario que, la demanda se reduzca en un 2% anual entre 2022 y 2030, y casi un 8% anual entre 2030 y 2040. Lo anterior, hace que, la demanda de gas natural en 2050 sea de 919 mil millones de metros cúbicos (m³) (IEA, 2023).

Para alcanzar el NZE, de acuerdo con la IEA (2023), será necesario que además de reducir el consumo de gas natural, se incremente la instalación de proyectos de generación eléctrica eólica y solar fotovoltaica. Para el Escenario NZE, se plantea la necesidad de instalar hasta 350 GW de capacidad eólica a nivel internacional, y de 820 GW de capacidad solar fotovoltaica (IEA, 2023).

1.2. Gas natural y el proyecto de Mexico Pacific Limited: Saguario Energía

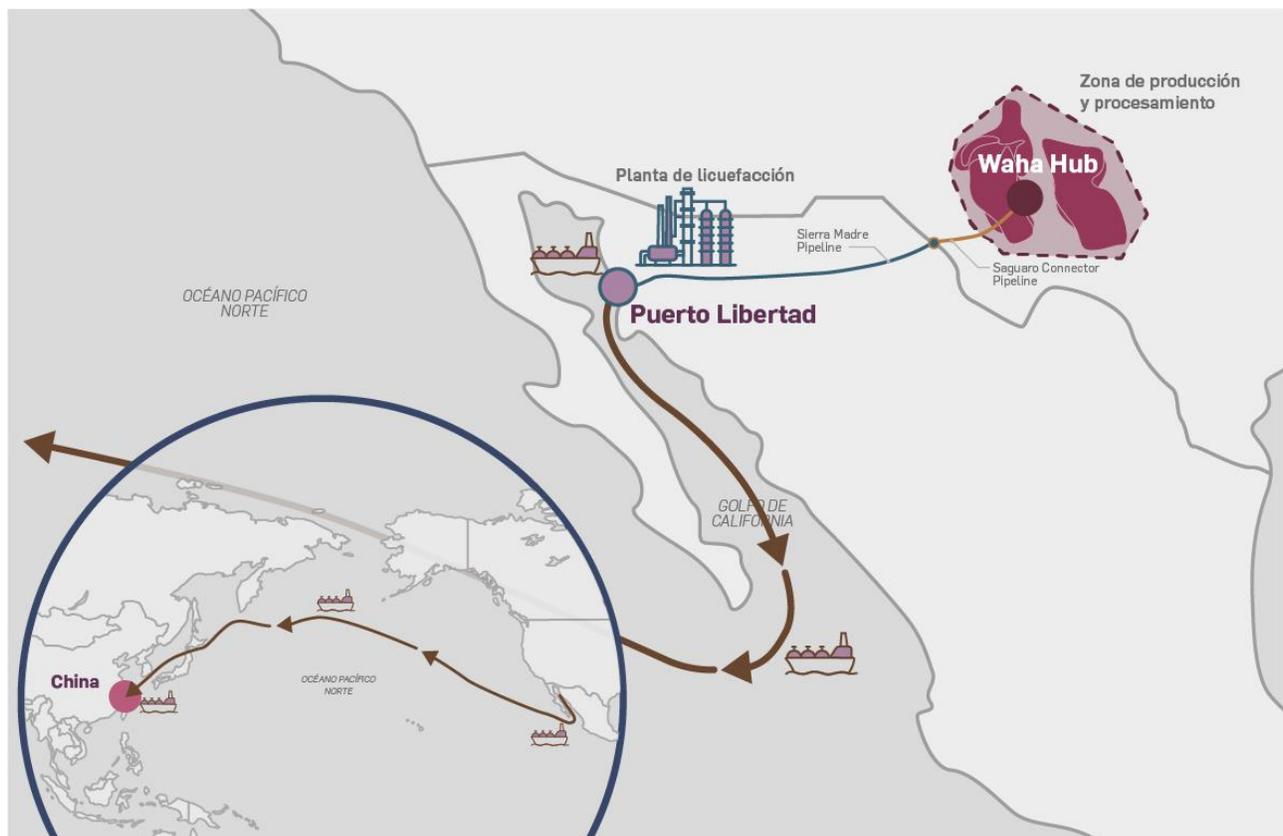
En 2023, Estados Unidos se convirtió en el mayor exportador de GNL en el mundo. El 66% de las exportaciones se dirigen a Europa, mientras que el 26% a Asia (EIA, 2024). La expansión de la demanda de gas natural en los mercados asiáticos ha sido visto como una oportunidad para expandir las exportaciones de GNL de Estados Unidos a estos mercados. Para ello se ha considerado a México como un punto de salida de este gas natural. La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) ha estimado que, para finales de 2027, la región de Norteamérica duplicará su capacidad de exportación de GNL, con el desarrollo de infraestructura para la exportación de gas natural en México y Canadá (Alavez, 2023).

Uno de los proyectos que se están desarrollando en México corresponde al de la planta de licuefacción de gas natural en Puerto Libertad, Sonora, que también busca construir un gasoducto que conecte la producción de gas natural en Estados Unidos con la planta, y con el mercado asiático (Global Energy, 2024). Esta planta, que se conoce también como el proyecto Saguario Energía, busca procesar 15 millones de toneladas por año (Mtpa) de gas natural en tres trenes de licuefacción. La empresa propietaria, Mexico Pacific Limited, LLC, ha indicado que tiene planes para duplicar esta capacidad en una segunda fase, para

llegar a una capacidad instalada de seis trenes que procesarán 30 Mtpa. Dada la magnitud del proyecto, México podría convertirse en el cuarto exportador de GNL a nivel mundial (Bnamericas, 2024). En este análisis se consideró la capacidad de 15 Mtpa, debido a que es la cantidad de gas autorizado para su proceso actualmente, sin embargo, cabe señalar que las emisiones de un proyecto del doble de capacidad podrían duplicarse, de manera aproximada.

El proyecto transportará el gas natural producido en la Cuenca Pérmica en Estados Unidos a la planta a través de gasoductos transfronterizos existentes entre Estados Unidos y México. Dentro de estos gasoductos se incluye un gasoducto interestatal de gas natural propiedad de Sierrita Gas Pipeline LLC, y gasoductos intraestatales de gas natural propiedad de Comanche Trail Pipeline, LLC, Roadrunner Gas Transmission, LLC y Trans Pecos Pipeline, LLC, todos situados en el oeste de Texas (Mexico Pacific Limited LLC, 2022). Asimismo, el proyecto incluye la construcción de un nuevo gasoducto llamado Sierra Madre, el cual tendrá una longitud de 800 km, 48 pulgadas de diámetro; contando con cuatro estaciones de compresión, así como una estación de medición, regulación y control. Este gasoducto será la vía principal de suministro de gas natural desde la frontera en el estado de Chihuahua, México y Estados Unidos hasta la planta de exportación de GNL en Puerto Libertad, Sonora. Finalmente, este gas natural se utilizará en Asia, para lo cual ya existen diversos contratos con compañías energéticas (Mexico Pacific Limited LLC., 2024a). En la siguiente figura se presenta la trayectoria que seguirá el gas natural.

Figura 1. Mapa del proyecto.



1.3. Compromisos de México ante el Cambio Climático

En 2016, México ratificó el Acuerdo de París sobre Cambio Climático junto con otros 175 países miembros de las Naciones Unidas (Presidencia de la República, 2016). Este Acuerdo busca limitar a menos de 2°C el incremento de la temperatura promedio a nivel mundial, con el objetivo de que no rebase los 1.5°C. El Acuerdo es jurídicamente vinculante, de carácter universal, y establece metas de largo plazo, cuyo cumplimiento se basa en compromisos claros, tanto en mitigación como en la adaptación (INECC, 2021). Para ello, los países suscritos deben presentar de manera quinquenal sus contribuciones de reducción de emisiones de GEI, conocidas como las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés). Estas contribuciones deben de ser cada vez más ambiciosas (IMCO, 2016).

La última actualización que hizo México de sus NDC fue en 2022 durante la Conferencia de las Partes (COP) número 27. En este evento, se anunció un aumento de la meta de reducción de emisiones de 22% a 35% para 2030 (SEMARNAT e INECC, 2022; IMCO, 2022). Con respecto al sector de petróleo y gas, se estableció una meta de 14% de reducción de emisiones (SEMARNAT e INECC, 2022). Esto se complementa con el Compromiso Global de Metano, al cual México se adhirió en 2021. Este Compromiso fue impulsado por Estados Unidos y la Unión Europea, con la finalidad de reducir las emisiones globales de metano antropogénico en 2030 en un 30% por debajo de los niveles registrados en el año 2020 (SRE, 2021).

Si bien, no existe un compromiso del país con respecto a alcanzar emisiones netas a 2050, desde la sociedad civil, la Iniciativa Climática de México (ICM) elaboró una propuesta para México llamada Emisiones Netas Cero desde la Sociedad Civil. En esta propuesta se considera al sector petróleo y gas como estratégico para la mitigación de emisiones GEI en México con un potencial de reducción de emisiones de 24 MtCO₂e en 2060 (ICM, 2023).

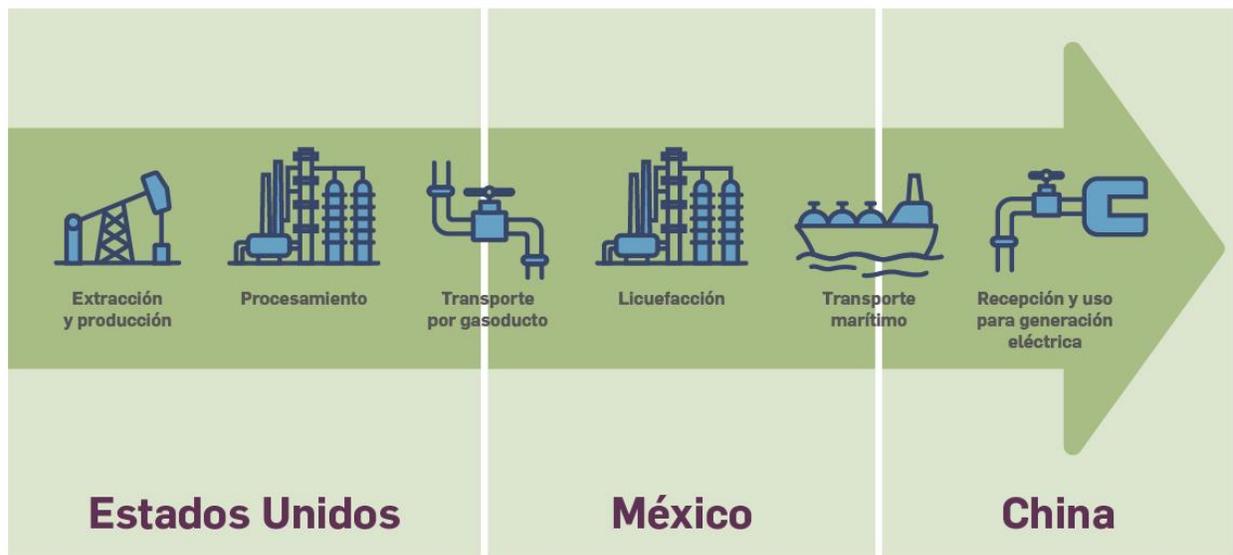
En el caso del proyecto analizado en este trabajo, no se tiene constancia de que en México se haya realizado un estudio de sus emisiones de GEI ni de su impacto en las metas de mitigación del país contenidas en la NDC. Es por lo anterior, por lo que, a continuación, se presenta este análisis.

2. Objetivo y alcance

El objetivo del trabajo que se presenta en este reporte fue el de estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la cadena de extracción y producción de gas natural en los Estados Unidos (específicamente en la Cuenca Pérmica), así como su transporte a México, a través de gasoducto; su licuefacción en Puerto Libertad (estado de Sonora), su transporte marítimo a Asia (China) y su uso para la generación de energía eléctrica en este último punto.

Figura 2. Diagrama de flujo del sistema a analizar.

Balances de materia y energía. Enfoque en la cuantificación de pérdidas y usos propios de gas natural



3. Metodología

Como señala la ISO 14044:2006, la conciencia sobre la importancia que tiene la protección del medio ambiente y de los posibles impactos de los productos y servicios que genera la humanidad ha ido en aumento. Para poder conocer con mayor detalle estos impactos, se han desarrollado metodologías para su cuantificación. El análisis de ciclo de vida (ACV) representa una de estas metodologías y fue desarrollada por la Organización Internacional de Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés). El trabajo contenido en este reporte se realizó siguiendo esta metodología, que consiste básicamente en los siguientes pasos (BSI, 2020).

- 1) Definición del objetivo y alcance del ACV.
- 2) La fase de análisis del inventario del ciclo de vida.
- 3) La fase de análisis de los impactos del ciclo de vida.
- 4) La fase de interpretación del ciclo de vida.
- 5) El reporte y revisión crítica del ACV.
- 6) La relación entre las fases del ACV.
- 7) Condiciones de la selección de los valores utilizados y de los elementos óptimos.

Es importante señalar que, esta metodología puede apoyar a la evaluación de diversos impactos ambientales como la acidificación, la formación de ozono fotoquímico, y la emisión de compuestos destructores de la capa de ozono, entre otros. Sin embargo, el trabajo presentado aquí, se limita a la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y su impacto al cambio climático. Para ello, los GEI cuantificados, debido a su importancia, incluyen al dióxido de carbono (CO_2) y al metano (CH_4).

3.1. Limitaciones de la metodología

Es importante señalar que, la estimación de la huella de carbono para este trabajo se realizó con base en la información existente en la literatura. Como se presentará en las secciones correspondientes, se han utilizado valores promedios para la estimación, así como de valores típicos. Lo anterior genera una incertidumbre en los cálculos realizados. Asimismo, existe una limitación con respecto a la información disponible del proyecto por lo que se han realizados supuestos. El transporte marítimo y el uso final del GNL son ejemplos de lo anterior, por lo que las estimaciones se han basado en la mayor cantidad de información pública disponible. Un análisis detallado por parte de los actores involucrados en el proyecto podría ser de gran utilidad para comprender el impacto del proyecto a lo largo de toda su cadena. Es importante recalcar que, para este estudio no se consideran emisiones en la fase de construcción o desmantelamiento de las instalaciones, ni emisiones de compuestos que podrían presentar otros impactos ambientales. El estudio se limita a la estimación de la huella de carbono para la operación rutinaria del sistema.

4. Estimación de las emisiones de GEI

4.1. Producción, acopio, procesamiento y transporte de gas natural en Estados Unidos

Para la estimación de emisiones de la cadena de producción de gas natural en Estados Unidos, se determinaron las intensidades de emisión de los gases de efecto invernadero considerados (dióxido de carbono, CO₂ y metano, CH₄) para cada etapa de la cadena aplicable (producción y acopio, procesamiento y transporte por ducto hasta la frontera con México). Esto se realizó con base en cada unidad de gas seco que pasa a través de cada etapa en cuestión. El flujo de gas seco en cada etapa se determinó a partir del gas disponible en la frontera que será transportado en territorio mexicano, las pérdidas de gas como consecuencia de su uso como combustible para su transportación y las cantidades de gas emitido por fugas y venteo. Estas pérdidas se cuantificaron como una fracción de gas seco en relación con el gas seco total que entra a cada etapa. De esta manera, se reconstruyó el flujo de gas a través de la cadena agregando a la entrada de cada etapa estas pérdidas. Para cada etapa, las intensidades de emisión y las pérdidas se estimaron con información de diversas fuentes, que se explican con más detalle en la sección correspondiente. Esta metodología es similar a la que se reporta en Zhu, et al. (2024) y en Vallejo, et al. (2023). En las etapas de producción y acopio, y procesamiento, se tienen diferentes productos (gas directo de producción, condensados y crudo en la parte de producción, gas seco y líquidos del gas natural en procesamiento). El balance de gas considera únicamente el producto final (gas seco). Los flujos de gas seco se determinaron considerando las características de los productos en cada etapa (volumen, composición y contenido energético). En Tabla 1 se muestran los parámetros generales de cálculo utilizados. Los principales parámetros por etapa se muestran en las secciones correspondientes.

Tabla 1. Principales parámetros de cálculo para la producción, acopio, procesamiento y transporte de gas natural.

Parámetros generales	
Diesel (LHV) (Btu/gal) (The Engineering ToolBox, 2003)	129,306
Densidad diésel (t/barril) (The Engineering ToolBox, 2003)	0.13
FE diésel (gCO ₂ /MJ) (EIA, 2023)	74
LHV metano (MJ/kg) (The Engineering ToolBox, 2003)	50
Densidad metano (kgCH ₄ /m ³ CH ₄) (Zhu, et al., 2024)	0.657
FE combustión de gas natural (gCO ₂ /MJ) (EIA, 2023)	55.7211083
Datos de la Cuenca Pérmica	
LHV crude oil (MMBtu/barril) (Rosselot, et al., 2021)	5.32
LHV produced gas (Btu/scf) (Plant, et al., 2024)	1,173

LHV gas seco (Btu/scf) (Contreras, et al., 2021)	884
Fracción (con base en energía) correspondiente a gas seco respecto a total de productos en etapa de producción (Zhu, et al., 2024)	0.31
Fracción (con base en energía) correspondiente a gas seco en gas producido, etapa de procesamiento (Zhu, et al., 2024)	0.745
Porcentaje de metano en gas seco (molar) (Contreras, et al., 2021)	0.97
Densidad gas seco (kg/scf) (Contreras, et al., 2021)	0.01968
Fracción en masa de metano en gas seco (Contreras, et al., 2021)	0.95

Nota: LHV: Low heating value, poder calorífico inferior o neto; FE: Factor de emisión; Produced gas: gas natural antes de pasar por procesamiento; scf: standard cubic foot, pies cúbicos estándar; gal: galón; t: tonelada; MJ: Mega Joule; MMBtu: millones de Btu.

Para la asignación de emisiones en las etapas de producción y acopio, así como en procesamiento, se consideraron los criterios delineados en el trabajo de Roman-White, et al. (2021), los cuales a su vez se basan en los lineamientos del Protocolo de Estimación de Emisiones de Metano de ONE Future, y el protocolo de estimación de intensidad de emisiones de metano de la Iniciativa sobre Sostenibilidad del Gas Natural (NGSI por sus siglas en inglés) (ONE Future, 2023; M.J. Bradley & Associates-ERM Group company, 2021). La asignación se realizó a partir del contenido energético del gas natural en relación con los productos de cada etapa.

4.1.1. Producción

La etapa de producción comprende las actividades necesarias para la extracción de hidrocarburos. Puede dividirse en dos partes principales; durante la preproducción, se lleva a cabo la preparación de las instalaciones que serán utilizadas en la explotación del yacimiento. Esto incluye la perforación de los pozos, mediante el uso de máquinas de barreno especiales, la instalación de tuberías al interior de los agujeros perforados y su cementación. Posteriormente, se continúa con la terminación, la cual tiene por objetivo la creación de canales o conductos para comunicar el recurso del yacimiento con la perforación principal. En el caso de yacimientos no convencionales, se hace uso de técnicas de fracturación hidráulica para este propósito. Posteriormente se tiene la etapa de producción propiamente dicha, en donde las actividades se orientan a la extracción del hidrocarburo y a mantener la producción en el tiempo. El gas que se extrae es recolectado de múltiples pozos para ser enviado a centros de procesamiento de gas, o bien, para entrar directamente a la etapa de transmisión si las características de este gas son las apropiadas para su comercialización. Esta etapa de acopio y recolección se lleva a cabo con la utilización de diversos equipos e instalaciones tales como sistemas de tuberías, compresores y terminales de almacenamiento temporal.

Para el análisis de ciclo de vida de emisiones de GEI del proyecto, se consideró que la totalidad del gas que se exportará a México proviene de la Cuenca Pérmica. Este supuesto se basa en información de diversas fuentes, tales como documentos presentados por Mexico Pacific Limited (MPL) al Departamento

de Energía de los Estados Unidos (DOE), así como de planes de desarrollo de infraestructura de transporte de gas en territorio mexicano y estadounidense, en los que se conecta la planta de licuefacción con la zona de interconexión y comercialización de gas natural conocido como Waha Hub, ubicado en Texas, dentro de la Cuenca Pérmica (U.S. DOE, 2024; Transportadora de Gas Sierra Madre, 2023; Global Energy Monitor, 2024).

La estimación de emisiones en producción incluye igualmente las emisiones en la etapa de acopio y recolección. Esto se consideró de esta manera con la intención de incluir en la estimación datos de emisiones de CH₄ a partir de observaciones satelitales, las cuales incluyen las etapas de producción y acopio, dada la cercanía en las instalaciones de una y otra.

Las categorías de emisiones estimadas comprenden emisiones en preproducción, emisiones por uso de combustibles para compresión y deshidratación del gas, emisiones en el proceso de remoción de gas ácido, emisiones por quema en antorcha en las instalaciones y emisiones fugitivas de metano en los sistemas de producción, acopio y recolección. En estas últimas se incluyen todas las emisiones por venteos, fugas y quema incompleta.

En la etapa de preproducción se incluyen las emisiones por uso de diésel en equipos, para la perforación de pozos y fractura hidráulica, así como aquellas derivadas del manejo y transporte del agua utilizada en las fracturas (Mallapragada, et al., 2018). Dado que estas actividades solo se realizan una vez a lo largo de la vida útil de los pozos, se hace necesario dividir las emisiones resultantes entre el estimado anual de la producción total potencial de hidrocarburos de cada pozo durante el tiempo que esté en producción. Este estimado se conoce en inglés como EUR (Estimated Ultimate Recovery). De esta manera, las emisiones puedan expresarse por unidad de hidrocarburo producido al año. En la Cuenca Pérmica se produce crudo y gas natural, por lo que el valor de esta variable incluye a ambos, en unidades de energía (MJ). Consecuentemente, las emisiones de estas actividades son el resultado de la producción tanto de crudo como de gas, por lo que es necesario asignar la parte correspondiente al gas. La asignación de emisiones se llevó a cabo de acuerdo con la energía de los productos de la etapa, de manera específica, de la fracción en términos energéticos correspondiente al gas seco. Los datos de consumos de combustible y otros relacionados a las actividades de preproducción considerados se tomaron de información para la Cuenca Marcellus, en la región de los Apalaches, debido a la falta de datos de la Cuenca Pérmica, además de que se asume que, por las características del tipo de hidrocarburos explotados, las actividades de preproducción son similares (Zhu, et al., 2024). Las emisiones estimadas corresponden a CO₂ derivado de la combustión del diésel. En la siguiente tabla se muestran los principales parámetros de cálculo considerados.

Tabla 2. Principales parámetros utilizados para las estimaciones en la etapa de producción.

Parámetros	Valores
Uso de diésel para perforación (gal/pozo) (Mallapragada, et al., 2018)	16,952
Uso diésel fracturación hidráulica (gal/pozo) (Mallapragada, et al., 2018)	41,235

Uso diésel para transportar agua de desecho (Btu/t/milla) (Stanford University, 2017).	969
Uso agua fracturación hidráulica (barriles/pozo) (Mallapragada, et al., 2018)	245,293
Distancia pozo a disposición final agua (millas) (Laurenzi & Jersey, 2013)	352
Datos de la Cuenca Pérmica	
Recuperación última estimada (EUR, por sus siglas en inglés) de gas (Miles de scf por pozo y por año) (Littlefield, et al., 2019)	13,600,000
Recuperación última estimada (EUR, por sus siglas en inglés) de crudo (barriles/pozo/año) (Littlefield, et al., 2019)	1,670,000

Para la estimación de las emisiones de CO₂ por el uso de gas natural en compresión y deshidratación, así como las derivadas de la quema de gas en antorcha y remoción de gas ácido se utilizaron factores de emisión desarrollados por el Laboratorio Nacional de Tecnologías Energéticas de los Estados Unidos (NETL, por sus siglas en inglés) en su estudio de 2019, ajustados para representar emisiones en función del flujo de gas en la etapa (Zhu, et al., 2024; Littlefield, et al., 2019). Las emisiones por remoción de gas ácido son emisiones por proceso, por lo que no hay pérdidas por uso de gas, con lo cual no se consideran en el balance general de gas natural. Los factores reportados en el estudio de NETL tienen ya asignadas las emisiones al gas natural. En la tabla siguiente se muestran los valores considerados (Zhu, et al., 2024).

Tabla 3. Factores de emisión de CO₂ para la etapa de producción.

Factores de emisión	Valores
Intensidad de emisiones de CO ₂ uso gas natural para compresión (gCO ₂ /MJ gas)	1.8863
Intensidad de emisiones de CO ₂ uso gas natural para deshidratación (gCO ₂ /MJ gas)	0.3983
Intensidad de emisiones de CO ₂ por proceso remoción de gas ácido (gCO ₂ /MJ gas)	0.0121
Intensidad de emisiones de CO ₂ por quema en antorcha (gCO ₂ /MJ gas)	0.0602

Para la cuantificación de las emisiones de CH₄, se tomó información derivada de observaciones satelitales en la Cuenca Pérmica, reportadas originalmente en Zhang, et al. (2020). La tasa de emisión reportada por los autores es de 3.7% sobre el total de gas producido en el área. El valor de la tasa de emisión utilizada fue de 3.52%, la cual es una estimación para las etapas de producción y acopio de acuerdo con Zhu, et al. (2024), con base en las proporciones de emisiones de las instalaciones de petróleo y gas que participan del programa de reporte de emisiones (GHGRP) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés). Las emisiones de metano resultantes se asignaron a gas seco con base en la fracción en energía de los productos de la etapa (crudo, condensados y gas).

4.1.2. Procesamiento

En la etapa de procesamiento, el gas proveniente de los campos de producción pasa por una serie de procesos cuyo objetivo final es prepararlo para que adquiera características adecuadas para su comercialización final. A grandes rasgos, esto implica la remoción de diversas impurezas tales como agua, dióxido de carbono, partículas sólidas, azufre, hidrocarburos pesados y nitrógeno, entre otros. Los tipos de procesos utilizados pueden ser de acondicionamiento, separación, o fraccionamiento, y para cada uno existen diferentes tecnologías. El gas obtenido final contiene altos porcentajes de metano (generalmente mayor a 90% en volumen), y se conoce como gas seco, el cual es enviado al sistema de transporte para llevarlo a los puntos de consumo.

Para esta etapa se estimaron emisiones de CO₂ por el uso de combustibles en la planta de procesamiento, emisiones por combustión en la quema en antorcha y emisiones de CO₂ por proceso en la remoción de gas ácido. Los datos para las estimaciones corresponden a valores típicos promedio en los Estados Unidos derivados del GHGRP para el año 2018 (U.S. EPA, 2018; Roman-White, et al., 2021). Al igual que en todas las etapas, se identificaron las pérdidas de gas utilizado como combustible, quemado en antorcha o que se emiten a la atmósfera por fugas o venteos para hacer el balance de gas natural. Para las emisiones por remoción de gas ácido se consideran emisiones promedio por planta en Estados Unidos reportadas en las referencias. La asignación de emisiones en la etapa se llevó a cabo con base en la energía del gas seco respecto a la energía de los productos de salida (condensados de procesamiento, gas seco y líquidos del gas natural), y se aplicó a las emisiones por quemado en antorcha. Para la remoción de gas ácido y uso de combustibles en compresores la totalidad de las emisiones se atribuyen al gas. En la siguiente tabla se muestran los parámetros relevantes utilizados.

Tabla 4. Parámetros relevantes considerados en la etapa de procesamiento.

Parámetros	Valores
Gas a quemador (flaring, scf) (Zhu, et al., 2024)	174,000,000
Eficiencia quema (Zhu, et al., 2024)	98%
Gas natural producido que entra a planta de procesamiento (Millones de scf/año) (U.S. EPA, 2018)	36,900,000
Energía usada en compresores centrífugos en instalación de procesamiento (hp-h) (Roman-White, et al., 2021)	54,500,000
Energía usada en compresores recíprocos en instalación de procesamiento (hp-h) (Roman-White, et al., 2021)	92,400,000
Emisiones en unidades de remoción de gas ácido en planta de procesamiento (tCO ₂) (Roman-White, et al., 2021)	24,600

Nota: hp-h: horsepower-hour, caballo de fuerza-hora.

Las emisiones de CH₄ se estimaron de manera similar a la etapa de producción y acopio, con datos derivados de observaciones satelitales de Zhang, et al. (2020). En la etapa de procesamiento, la tasa de emisión de CH₄ estimada en Zhu, et al. (2024) es de 0.185% sobre el total de la producción de gas. Las emisiones de CH₄ se asignaron al gas seco con base en la fracción en energía en el gas entrante a la etapa, previo al tratamiento en la planta de procesamiento.

4.2. Transporte por gasoducto en Estados Unidos

Para la etapa de transporte en Estados Unidos se considera, como ya se ha descrito, que el gas natural a utilizar en el proyecto de exportación proviene de la Cuenca Pérmica. La distancia de transmisión se estima como el promedio entre la distancia entre centros procesadores de gas en la zona del norte de Pecos y Midland, en Texas, (EIA, 2024), hasta la interconexión en Waha Hub. Esta distancia sigue el trazado de gasoductos de transmisión consultado en los mapas del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (U.S. DOT), con datos de la EIA (U.S. DOT, 2024). Desde este punto, se asume que el gas natural será transportado a la frontera con México a través del gasoducto “Saguaro Connector Pipeline”, cuya construcción está a cargo de Saguaro Connector Pipeline, LLC, subsidiaria de ONEOK. Este será un ducto que atravesará parte de Texas, conectando Waha Hub con la frontera mexicana, y a su vez, se conectará con el ducto Sierra Madre, el cual llevará gas natural hasta la planta de licuefacción (Global Energy Monitor, 2024). De acuerdo con esto, la distancia total considera 143 km de los centros procesadores a Waha Hub, así como los 250 km del gasoducto de Saguaro, para una distancia total de 393 km.

Las emisiones de CO₂ estimadas corresponden al gas quemado como combustible en estaciones de compresión. En el caso del CH₄, se estimaron emisiones por combustión incompleta, emisiones fugitivas en gasoductos y en estaciones de compresión, y emisiones por venteo en instalaciones relacionadas a los gasoductos, en dispositivos de control neumático y en las mismas estaciones de compresión. Para la estimación tanto de emisiones de CO₂ como de CH₄ se utilizó información reportada en la literatura, que presenta valores promedio de instalaciones en los Estados Unidos, principalmente de los estudios de Zimmerle, et al. (2015), de datos del GHGRP de la EPA y del estudio de NETL respecto al análisis de emisiones de ciclo de vida de la cadena de gas natural. A partir de esta etapa y las siguientes, todas las emisiones se atribuyen al gas natural. Los principales parámetros utilizados se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros utilizados para la estimación de emisiones en el transporte en Estados Unidos.

Parámetros	Valores
Distancia entre estaciones de compresión (km) (Penn State Extension, 2015)	88.5139
Distancia de transmisión (km)	393
Porcentaje de estaciones de compresión reciprocantes (Zimmerle, et al., 2015)	77%
Porcentaje estaciones de compresión centrífugas (Zimmerle, et al., 2015)	23%
Capacidad estaciones reciprocantes (hp) (Zimmerle, et al., 2015)	10,942
Capacidad estaciones centrífugas (hp) (Zimmerle, et al., 2015)	18,988
Horas anuales de operación estaciones reciprocantes (Zimmerle, et al., 2015)	2,890
Horas anuales de operación estaciones centrífugas (Zimmerle, et al., 2015)	2,587
Eficiencia térmica máquina reciprocante (Littlefield, et al., 2019)	44%
Eficiencia térmica turbina centrífuga (Littlefield, et al., 2019)	26%
Rendimiento de salida gas natural (Mcf/instalación/año) (Roman-White, et al., 2019)	124,000,000
Factor de emisiones CH ₄ fugitivas estaciones transmisión (MgCH ₄ /estación) (Zimmerle, et al., 2015)	64
Factor de emisiones CH ₄ fugitivas compresores reciprocantes (MgCH ₄ /compresor) (Zimmerle, et al., 2015)	64
Factor de emisiones CH ₄ fugitivas compresores centrífugos (MgCH ₄ /compresor) (Zimmerle, et al., 2015)	54.5
Factor de emisiones fugitivas no categorizadas (MgCH ₄ /estación) (Zimmerle, et al., 2015)	200
Factor de emisión por combustión incompleta estaciones reciprocantes CH ₄ (gCH ₄ /hp*h) (Zhu, et al., 2024)	3.7
Factor de emisión por combustión incompleta estaciones centrífugas CH ₄ (gCH ₄ /hp*h) (Zhu, et al., 2024)	0.031
Tasa de emisiones fugitivas ductos (kgCH ₄ /milla) (Roman-White, et al., 2021)	1,120
Cantidad de gas transportado en ductos (Millones de pies cúbicos/instalación/año) (Roman-White, et al., 2021)	1,350,000,000
Tasa de emisión dispositivos neumáticos venteo (MgCH ₄ /dispositivo) (Zimmerle, et al., 2015)	1
Número de dispositivos neumáticos (Zhu, et al., 2024)	16
Tasa de emisión venteo estaciones transmisión (MgCH ₄ /estación) (Zimmerle, et al., 2015)	57
Venteo en ductos (tCH ₄ /año por 10,100 millas de ductos) (Roman-White, et al., 2021)	3,810

4.3. Transporte y licuefacción de gas natural en México

4.3.1. Transporte por gasoducto en México

Para la estimación de las emisiones de CO₂ y de CH₄ se consideró la información disponible en la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) para el gasoducto Sierra Madre (Transportadora de Gas Sierra Madre, 2023). Se calcularon emisiones fugitivas y por venteo, así como emisiones de CO₂ por la quema de gas natural para satisfacer las necesidades energéticas de las estaciones de compresión. Para este gasoducto se cuenta con cuatro estaciones de compresión con turbogeneradores con una capacidad instalada total de 23.8 MW. Asimismo, el gasoducto cuenta con una estación de medición. Para el caso de los turbogeneradores se consideró una eficiencia típica de 35%. Se estimó el balance de gas considerando las emisiones fugitivas y por venteo, así como por las necesidades de combustible de los turbogeneradores. Los factores de emisión considerados se presentan en INECC (2012). La siguiente tabla resume estos valores.

Tabla 6. Factores de emisión para la etapa de transporte de gas natural en México.

Factores de emisión por venteo	
Venteo (Gg de CH ₄ /Millón de m ³ de gas transportado) (INECC, 2012)	0.00032
Venteo (Gg de CO ₂ /Millón de m ³ de gas transportado) (INECC, 2012)	0.0000031
Factores de emisión fugitiva	
Fugitivas transporte (Gg de CH ₄ /Millón de m ³ de gas transportado) (INECC, 2012)	0.00048
Compresión (Gg de CH ₄ /MW instalado) (INECC, 2012)	0.015
Estaciones de medición (Gg de CH ₄ /instalación) (INECC, 2012)	0.00375
Fugitivas transporte (Gg de CO ₂ /Millón de m ³ de gas transportado) (INECC, 2012)	0.00000088
Compresión (Gg de CO ₂ /MW instalado) (INECC, 2012)	0.0000275
Estaciones de medición (Gg de CO ₂ /instalación) (INECC, 2012)	0.00000688

4.3.2. Licuefacción del gas natural

La estimación de las emisiones de CO₂ y de CH₄ para la licuefacción del gas natural en la planta localizada en Puerto Libertad tomó en cuenta el proceso a ser utilizado, que corresponde al proceso de cascada ConocoPhillips optimizado. Este proceso se basa en tres circuitos de refrigeración en cascada con múltiples etapas que utilizan refrigerantes puros (metano, propano y etileno). Asimismo, se compone de intercambiadores de calor construidos en aluminio soldado en cajas frías aisladas, en las que se logra una integración térmica alta (ConocoPhillips, 2024).

De acuerdo con los planes de la empresa, la planta se construirá en dos etapas, las cuales tendrán una capacidad instalada total de licuefacción de 30 millones de toneladas de gas natural. En la primera etapa

se construirán 3 trenes de licuefacción con una capacidad instalada de 15 millones de toneladas de gas natural (Bnamericas, 2024). Con base en esta información, se realizó la estimación del balance de gas natural y las emisiones de GEI. Para ello, se consideró la información presentada por Howarth (2024) con respecto a los factores de emisión de CH₄ no quemado (0.11 g de CH₄/kg de GNL), así como las emisiones de CO₂ por combustión para cubrir los requerimientos energéticos de la planta (230 g de CO₂/kg de GNL), y el CO₂ contenido en el gas (23 g de CO₂/kg de GNL). Es importante señalar que, los valores antes mencionados corresponden a valores bajos del rango propuesto por Howarth (2024), con base en el trabajo de Balcombe (2011), Tamura et al. (2001) y Okamura et al. (2007). Esta información se revisó y contrastó con respecto a la información existente de una planta con el mismo proceso de licuefacción en Corpus Christi (Estados Unidos). De acuerdo con la información proporcionada por la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) y la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés), el factor de emisión para la planta es de 226 g de CO₂e por kg de GNL de capacidad nominal. Este valor se acerca al valor bajo reportado por Howarth (2024), por lo que se utilizaron estos valores. A partir de las emisiones de CO₂ por combustión, se estimó el gas natural necesario para satisfacer las necesidades energéticas de la planta. Considerando esto y las emisiones de CH₄ no quemado, el gas natural que se utiliza para llevar a cabo el proceso de licuefacción del propio GNL es de 0.08 kg de gas natural por kilogramo de gas natural licuado producido.

4.4. Transporte marítimo a Asia

La cantidad de gas natural que se transporta a través de la vía marítima corresponde a 912,220 MMscf (millones de pies cúbicos estándar), los cuales se obtuvieron de los permisos otorgados por el DOE a la empresa desarrolladora del proyecto (Mexico Pacific Limited LLC., 2022). Para determinar el balance de gas natural en esta etapa, se consideró que el gas natural se utiliza como combustible para la embarcación, además de que existen pérdidas por gas natural no quemado. La determinación de estas cantidades depende en gran medida del tipo de embarcación que se utilice. En la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) para el proyecto se menciona que, el muelle se diseñará para recibir buques con un volumen de carga regular promedio de 135,000 m³ de gas natural licuado (GNL). El muelle podrá recibir buques con un volumen de carga desde 71,500 m³ hasta 265,000 m³ tanto de tipo esférico como de membrana (HP Consultores Ambientales, 2006).

Se realizó un análisis de la flota existente de gaseros a nivel internacional para determinar un tamaño típico de buque y así realizar las estimaciones. Para ello se consideraron el volumen de carga regular promedio antes mencionado y la información disponible sobre el tráfico marítimo a nivel global con respecto a los tipos de buques que transportan el GNL obtenida de VesselFinder (2024) y de MarineTraffic (2024). Se encontró que el 57% de los buques que transportan GNL y cuya capacidad se encuentra entre los 135,000 m³ y los 162,000 m³ de GNL utilizan tanto GNL como combustóleo para su propulsión. Asimismo, todos estos buques corresponden a buques que utilizan vapor para su propulsión. A diferencia de estos buques, los buques más modernos se basan en motores de dos y cuatro tiempos que utilizan el gas natural que se evapora como combustible.

Si bien, para la estimación se consideró el primer tipo de buque (vapor), se realizaron estimaciones para los últimos dos tipos de buques debido a que corresponden a buques con tecnología más reciente y que

podrán dominar el mercado en el futuro. Sin embargo, el detalle de los cálculos para estos últimos dos tipos de buque se presenta en la sección de Anexos. Las estimaciones se basaron en los factores de emisión proporcionados por Howarth (2024), que principalmente toman el trabajo de Balcombe, Heggo y Harrison (2022). Recientemente, el International Council on Clean Transportation (ICCT) realizó un estudio para estimar la cantidad de metano liberado para diferentes tipos de embarcaciones que utilizan GNL, incluyendo buques que lo transportan (Comer, 2024). Los resultados fueron consistentes con el trabajo de Balcombe, Heggo y Harrison (2022), por lo que se utilizó la metodología de Howarth (2024). A partir de esta metodología se estimó que, para transportar la totalidad del GNL, se requieren de 295 viajes (ida y vuelta), por lo que el total es de 590. Los factores considerados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 7. Factores de emisión para el transporte de GNL en buques con propulsión con vapor.

Factores de emisión por quema de combustibles	
Quema en buques de vapor (gCO ₂ /kgGNL) (Raza and Schoyen, 2014; Bakkali and Ziomas, 2019)	262.734
Quema de combustóleo (gCO ₂ /kgGNL)	291.371

4.5. Uso del gas natural para la producción de energía eléctrica en Asia

El GNL se utilizará en los mercados de Asia, y se revisó la información disponible sobre sus posibles usos. Existen varias empresas que han firmado contratos para adquirir este GNL dentro de las que se encuentran ExxonMobil (3.4 millones de toneladas anuales de GNL, Mt de GNL), Shell (3.7 Mt de GNL), ConocoPhillips (2.2 Mt de GNL), Zhejiang Energy (1.0 Mt de GNL), Guangzhou Development Group (2.0 Mt de GNL), y Woodside Energy (2.0 Mt de GNL) (Mexico Pacific Limited LLC, 2024a). Hasta el momento no existe una información definida con respecto al uso del GNL, además de que es posible que este gas natural se mezcle con gas natural proveniente de otros lugares; y es por ello por lo que, la huella de carbono se cuantificó hasta el punto de entrada al uso del gas. En este trabajo se asumió que, el GNL sería utilizado para la generación de energía eléctrica a través de ciclos combinados de gas natural (CC) o de ciclos abiertos de gas natural (TG). En la Tabla 8 se presentan los supuestos considerados en la generación eléctrica que fueron tomados de Rosselot, et al. (2021). Para esta etapa se consideró la regasificación del GNL para sea transportado a la planta de generación eléctrica. En la etapa de regasificación, se consideraron emisiones de CH₄ de 0.018% del gas natural regasificado (Innocenti, et al., 2023). Finalmente, para la generación eléctrica se utilizaron los factores de emisión propuestos por Rosselot, et al. (2021).

Tabla 8. Supuestos considerados en la generación eléctrica.

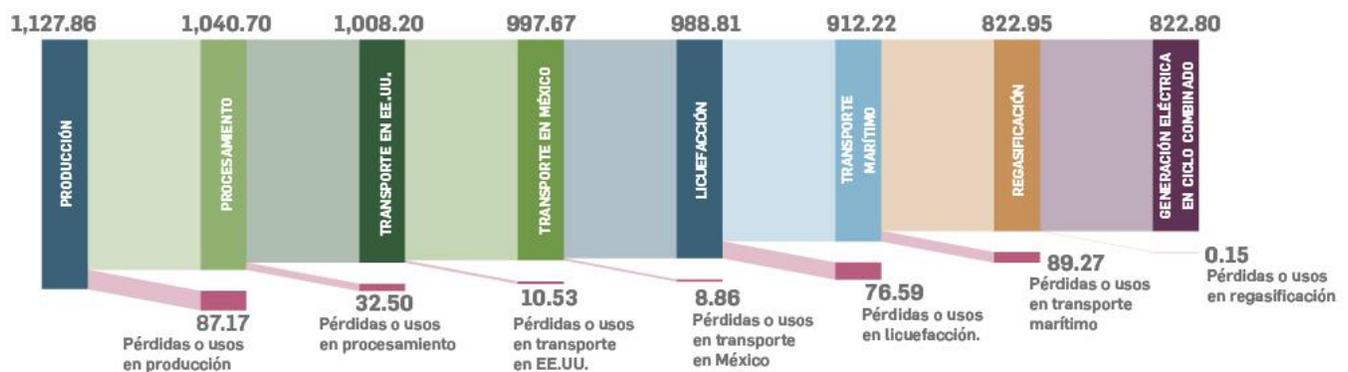
Ciclo combinado	
Factor de emisión (kgCO ₂ /MWh)	440.0
Cantidad de gas natural (kg gas natural/MWh)	160.4
Régimen térmico de la central(kJ/MWh)	7601.6
Cantidad de CH ₄ no quemado (kg CH ₄ /MWh)	3.9E-05
Turbina de gas	
Factor de emisión (kgCO ₂ /MWh)	623.0
Cantidad de gas natural (kg gas natural/MWh)	227.1
Régimen térmico de la central(kJ/kWh)	10763.2
Cantidad de gas natural por CH ₄ no quemado (kg gas natural/MWh)	5.5E-05
Factor de emisión (kgCO ₂ /kg gas natural)	2.74
Factor de emisión (kgCH ₄ /kg gas natural)	2.4E-07

Nota: El factor de emisión por kg de gas natural para ambos casos es el mismo, debido a que corresponde a las emisiones por la quema del mismo gas natural. Sin embargo, la cantidad de gas utilizado por las distintas tecnologías de generación eléctrica depende de su eficiencia de conversión y por ello, las emisiones por MWh son distintas.

5. Balance de gas natural

En el caso del balance de gas natural, se consideró que la planta entregaría para transporte marítimo 912,220 MMscf, como se ha mencionado (Mexico Pacific Limited LLC., 2022). A partir de esta información, y los factores de emisión de CH₄ y la cantidad de gas natural utilizado para la generación de energía para cada etapa del sistema, se estimó el balance de gas natural a lo largo de toda la cadena hasta el punto de entrega de gas natural a las centrales de generación eléctrica. La siguiente figura presenta los resultados para este balance si se considera que el transporte marítimo se realiza con buques con propulsión con vapor. Es importante mencionar que, se realizaron tres estimaciones en las que se consideran distintos tipos de buques (vapor, 4 tiempos y 2 tiempos). Sin embargo, para los últimos dos casos, los resultados se presentan en la sección de Anexos.

Figura 3. Balance de gas natural para el caso del buque de vapor
(Miles de millones de pies cúbicos estándar).



6. Emisiones de GEI del ciclo de vida

Con base en la información del balance de gas natural y los factores de emisión presentados en las secciones anteriores, la siguiente tabla presenta las emisiones para cada una de las etapas del sistema. Para el caso del buque de vapor, las emisiones totales sin tomar en cuenta el uso de gas natural fueron de 28.5 millones de toneladas anuales de CO₂e (MtCO₂e). El uso de combustóleo en el transporte marítimo para los buques de vapor contribuye significativamente a las emisiones de CO₂e. En el caso de México, el proyecto generaría 5.4 MtCO₂e en el territorio nacional, lo cual representa el 1% de las emisiones netas del país de 2019, y casi el 8% de las emisiones directas de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 2022 (PEMEX, 2024).

Tabla 9. Emisiones de GEI por etapa para el caso de transporte con buques con propulsión con vapor.

Etapa	CO ₂ (toneladas anuales)	CH ₄ (toneladas anuales)	CO ₂ e (PCG100) (toneladas anuales)
Producción y acopio de gas natural	2,507,710	224,465	9,196,767
Procesamiento de gas natural	2,042,902	25,918	2,815,252
Transporte de gas natural en Estados Unidos	492,004	19,771	1,081,183
Transporte de gas natural en México	107,654	22,756.90	785,810
Licuefacción	4,542,024	1,974.79	4,600,873
Transporte marítimo	9,947,658		9,947,658
Regasificación ciclo combinado		2,915.24	86,874
Regasificación turbina de gas		2,915.24	86,874
Uso para ciclo combinado	44,419,305	3.93	44,419,422
Uso para turbina de gas	44,419,305	3.93	44,419,422
Total (ciclo combinado)	64,059,257	300,720	73,020,714
Total (turbina de gas)	64,059,257	300,720	73,020,714

Si se considera el uso de gas natural para la generación de energía eléctrica, las emisiones de CO₂e llegan a ser de 73.0 MtCO₂e. Las emisiones por el uso del GNL representan más de 61% de las emisiones totales.

Es importante mencionar que, la unidad funcional definida en el trabajo corresponde a una tonelada de gas natural entregado a la planta de generación eléctrica. Por ello, la huella de carbono está referida a

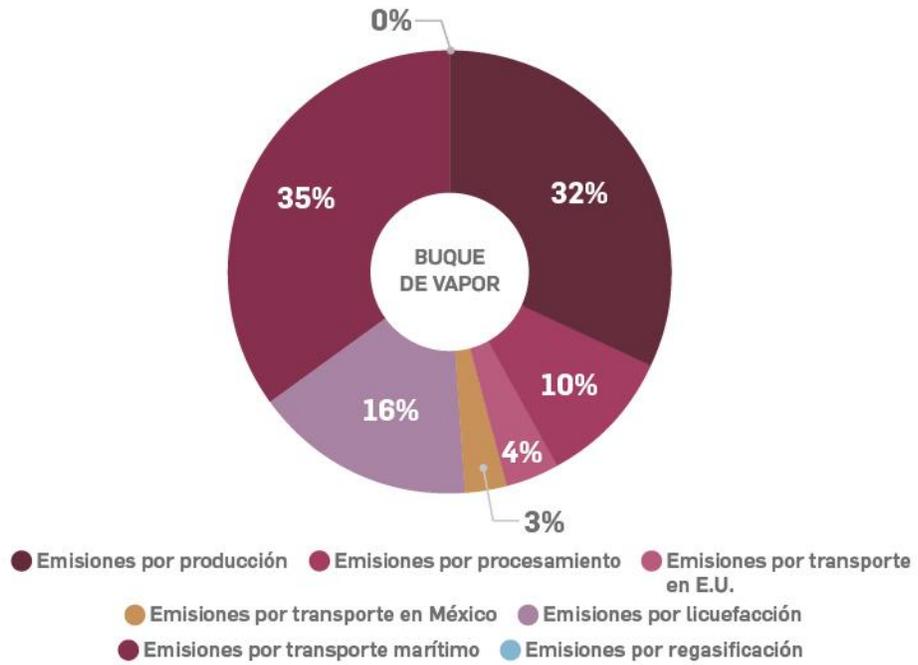
esta unidad funcional y no se ha incluido la etapa por el uso de ese gas. La Tabla 10 presenta la huella de carbono. El uso de combustóleo en el transporte marítimo tiene un impacto significativo en las emisiones de GEI.

Tabla 10. Huella de carbono para el caso de buque de vapor.

Etapa	Huella de carbono (tCO ₂ e anual/t de GNL entregado para uso)
Huella por producción (gas natural)	0.567952
Huella por procesamiento	0.173858
Huella por transporte en Estados Unidos	0.066769
Huella por transporte en México	0.048528
Huella por licuefacción	0.284130
Huella por transporte marítimo (gas natural)	0.614324
Huella por regasificación	0.005365
Huella total	1.761

Como se observa en la Figura 4, la mayor parte de la huella de carbono del gas natural entregado corresponde a las etapas de producción y procesamiento de gas natural en Estados Unidos. El 42% de la huella de carbono corresponde a estas dos etapas. La producción corresponde a la etapa con la mayor huella de carbono. La huella de carbono por el transporte en Estados Unidos y México es de alrededor del 10%. Finalmente, la huella de carbono por la regasificación es menor que las demás etapas, por lo que su contribución a la huella de carbono total es de menos de 1%.

Figura 4. Distribución de la huella de carbono.



7. El proyecto de exportación de GNL en México y su impacto en los esfuerzos de mitigación del cambio climático

El gas natural ha sido considerado por varios años como un combustible de transición. Sin embargo, el problema del cambio climático y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero requiere de acciones urgentes, que desacoplen las actividades económicas de la dependencia a los combustibles fósiles. En este sentido, la inversión en activos que continúen favoreciendo el uso de combustibles fósiles como el gas natural va en contra de la urgencia climática, además de que se oponen al objetivo global de alcanzar emisiones netas cero al año 2050. El proyecto analizado en este trabajo podría representar una barrera a los esfuerzos climáticos no solo globales, sino también los de México.

En el caso global, y como se presentó al inicio del documento, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), ha establecido escenarios que indican la necesidad de limitar la producción mundial y uso de gas natural a 919 mil millones de m³, para poder alcanzar las emisiones netas cero a 2050 (IEA, 2023). El proyecto de Puerto Libertad representa una producción de 32 mil millones de m³ de gas natural anuales, lo que equivale al 3.5% de esa producción en 2050. Asimismo, en el caso del comercio de GNL, el escenario de emisiones netas cero de la IEA señala un comercio internacional de 121 mil millones de m³ para 2050. El proyecto representará el 26.4% de este comercio (ver Figura 5).

Figura 5. Producción y comercio global de GNL a 2050 en el escenario de emisiones netas cero de la IEA.

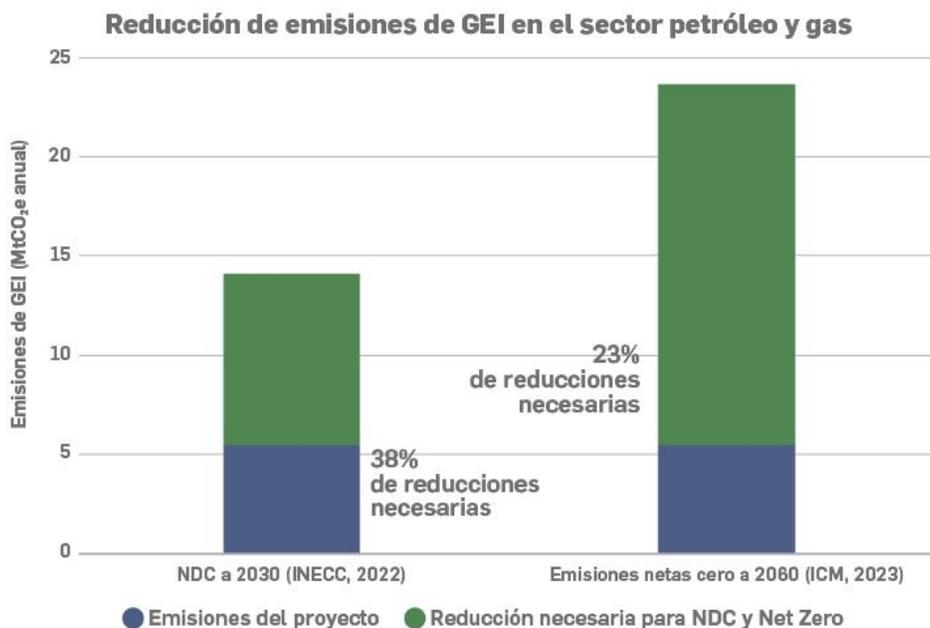


Si bien, el proyecto se encuentra dentro del límite de producción y uso de gas natural para alcanzar emisiones netas cero a 2050, su contribución es importante y de poderse sustituir este gas natural por fuentes renovables, se

podría alcanzar la reducción de emisiones de GEI necesaria de manera más rápida. Con este proyecto sería posible la instalación de hasta 37.7 GW de capacidad instalada eólica o 54.4 GW de capacidad instalada solar fotovoltaica. Lo anterior representa un 11% y 7% de la capacidad requerida, respectivamente, para lograr el escenario de emisiones netas de la IEA. Asimismo, la cantidad de GNL entregada para su uso en Asia (822,800 MMscf), y las emisiones de GEI asociadas con su quema, equivalen a las emisiones de aproximadamente 10.8 millones de vehículos ligeros, y al carbono capturado por 21.4 millones de hectáreas de bosque en Estados Unidos (EPA, 2024).

Sin duda, el desarrollo del proyecto tendrá un impacto en los compromisos de mitigación del país, principalmente en lo que respecta a la reducción de emisiones de CH₄. Con respecto a las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), para que el país cumpla con una reducción del 35% a 2030, es necesario que se reduzcan 347 MtCO₂e en 2030. Las emisiones anuales de GEI en territorio mexicano de este proyecto equivalen al 1.6% de esta reducción. En el caso específico del sector petróleo y gas, la reducción necesaria es de 14 MtCO₂e, por lo que las emisiones generadas por el proyecto equivalen al 38% de las reducciones necesarias en las NDC (ver Figura 6). Para el caso de 2050, el Gobierno de México no ha establecido una trayectoria necesaria para alcanzar emisiones netas cero, sin embargo, la Iniciativa Climática de México (ICM) estimó que es necesario que se reduzcan 24 MtCO₂e por año a 2060 en el sector de petróleo y gas nacional para poder alcanzar este nivel de emisiones en dicho sector. Las emisiones anuales del proyecto representan el 22.5% de las reducciones requeridas en el sector petróleo y gas. Es importante señalar que, este gas natural será utilizado en Asia, y México únicamente servirá como plataforma para su transporte, por lo que el aporte económico al país es marginal.

Figura 6. Emisiones del proyecto con relación a la mitigación necesaria para México.



8. Conclusiones

El análisis de ciclo de vida representa una herramienta importante para la cuantificación de los impactos ambientales a lo largo de la cadena de suministro de productos y servicios. En este trabajo, se estimaron las emisiones a lo largo de la producción y uso de gas natural pasando por su transporte tanto terrestre como marítimo y su licuefacción. Para este caso de estudio, la producción representó el componente más importante de la huella de carbono principalmente por las emisiones de CH₄. Asimismo, la licuefacción y el transporte marítimo representan otras dos fuentes importantes de emisiones de GEI. Dada la magnitud del proyecto y las acciones necesarias para alcanzar emisiones netas cero, el proyecto cobra relevancia por lo que será necesario encontrar alternativas que detengan la expansión del uso de combustibles fósiles o que promuevan el desarrollo acelerado de fuentes libres de emisiones de carbono.

9. Recomendaciones

Con base en los resultados del presente análisis, se recomiendan las siguientes medidas para mejorar la identificación y control de las fuentes de emisiones de GEI para alcanzar los objetivos nacionales y globales de mitigación del cambio climático.

- Para poder cuantificar el impacto ambiental real del proyecto y hacer recomendaciones de medidas para reducir o mitigar el impacto climático de ello, es necesario que los actores involucrados en el proyecto Saguario Energía realicen un análisis más pormenorizado de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de toda la cadena de suministro.
 - Como se documentó a lo largo del trabajo, es necesario que se realicen una mayor cantidad de estudios detallados sobre las posibles emisiones generadas en proyectos que involucran combustibles fósiles, y en particular otros proyectos de exportación de GNL programados en México. Asimismo, es necesario que estos análisis se asocien con el desarrollo de nuevas técnicas que mejoran la cuantificación de emisiones de manera que se cuente con estimaciones más precisas.
 - Si bien, en Estados Unidos se están llevando a cabo ejercicios para mejorar esto, en México, es necesario que se tengan mediciones actualizadas y factores de emisión que reflejen las condiciones de la infraestructura del sector petróleo y gas en el país.
 - Asimismo, es necesario evaluar con detalle el impacto ambiental con un enfoque en materia de cambio climático de otros proyectos similares, así como sus impactos acumulativos, sinérgicos y residuales, además de los impactos sociales y económicos.
-

10. Referencias

- Alavez, M. (2023) Duplicará América del Norte capacidad de exportación de GNL en cuatro años. *Energía Debate* [En línea] Disponible en: <https://energiaadebate.com/duplicara-america-del-norte-capacidad-de-exportacion-de-gnl-en-cuatro-anos/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Balcombe, P., Heggo, D. A., y Harrison, M. (2022) Total methane and CO₂ emissions from liquefied natural gas carrier ships: The first primary measurements. *Environmental Science & Technology*, 56(13), pp. 9632–9640.
- Banco Mundial. (s.f.) Global Flaring and Methane Reduction Partnership (GFMR): Methane from Oil and Gas Production Explained [En línea] Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/methane-explained#ContributeToMethaneEmissions> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Bnamericas, 2024. How Mexico Pacific is advancing the US\$14bn Saguario Energía gas liquefaction plant. [En línea] Disponible en: <https://www.bnamericas.com/en/interviews/how-mexico-pacific-is-advancing-the-us14bn-saguaro-energia-gas-liquefaction-plant> [Consultado: octubre 2024].
- M.J. Bradley & Associates-ERM Group company (2021) NGSi Methane Emissions Intensity Protocol V1.0. [En línea] Disponible en: https://www.eei.org/-/media/Project/EEI/Documents/Issues-and-Policy/NGSI_MethaneIntensityProtocol.pdf [Consultado: 7 de septiembre de 2024].
- BSI. (2020) Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines. British Standards Publication. BS EN ISO 14044:2006 + A2:2020.
- Center for Policy Research on Energy and the Environment (2023) UK Substantially Underestimates its Methane Emissions from Oil and Gas Production – and Many Other Countries Probably Do Too. [En línea] Disponible en: <https://cpree.princeton.edu/news/2023/uk-substantially-underestimates-its-methane-emissions-oil-and-gas-production> [Consultado: 11 de septiembre de 2024].
- CMM (2016) Estrategia de sustentabilidad para la cadena productiva agave tequila. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM).
- Comer, B., et al. (2024) Fugitive and unburned emissions from ships (Fumes). Characterizing methane emissions from LNG-fueled ships using drones, helicopters, and onboard measurements. International Council on Clean Transportation (ICCT).
- ConocoPhillips. (2024) Optimized Cascade Process [En línea] Disponible en: <https://inglicensing.conocophillips.com/what-we-do/lng-technology/optimized-cascade-process/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Contreras, W. y et al. (2021) Life cycle greenhouse gas emissions of crude oil and natural gas from the Delaware Basin. *Journal of Cleaner Production*, Volumen 328.
- EIA. (2023) Carbon Dioxide Emissions Coefficients [En línea] Disponible en: https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php [Consultado: 8 de julio de 2024].
- EIA. (2024) U.S. Energy Atlas. Natural Gas Processing Plants [En línea] Disponible en: <https://atlas.eia.gov/datasets/eia::natural-gas-processing-plants-2/explore?location=30.310866%2C-99.556241%2C6.40> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Global Energy Monitor. (2024) Saguario Connector Pipeline [En línea] Disponible en: https://www.gem.wiki/Saguaro_Connector_Pipeline [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Global Energy. (2024) Prevén arranque de obras para planta de licuefacción en Puerto Libertad en 2024 [En línea] Disponible en: <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/ductos-y-gas/mexico-pacific-puerto-libertad-gnl/> [Consultado: 8 de julio de 2024].

-
- Howarth, R.W. (2024) The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. *Energy Science and Engineering*; 1-17.
- HP Consultores Ambientales. (2006) Proyecto Terminal GNL de Sonora. Manifestación de Impacto Ambiental. HP Consultores Ambientales.
- ICM (2023) Ruta Emisiones Netas Cero para México 2060, desde la Sociedad Civil. Iniciativa Climática de México (ICM).
- IEA (2024) Natural Gas Overview. International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2023) World Energy Outlook 2023. International Energy Agency (IEA).
- IMCO. (2016) México ratifica el Acuerdo de París sobre Cambio Climático [En línea] Disponible en: <https://imco.org.mx/mexico-ratifica-el-acuerdo-de-paris-sobre-el-cambio-climatico/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- IMCO. (2022) México anuncia el incremento de sus compromisos climáticos en la COP 27 [En línea] Disponible en: <https://imco.org.mx/mexico-anuncia-el-incremento-de-sus-compromisos-climaticos-en-la-cop-27/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- INECC. (2012) Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).
- INECC. (2021) México ante el Cambio Climático: Acuerdos Internacionales. Sitio oficial de país [En línea] Disponible en: <https://cambioclimatico.gob.mx/acuerdos-internacionales/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Innocenti, F., et al. (2023) Comparative Assessment of Methane Emissions from Onshore LNG Facilities Measured Using Differential Absorption Lidar. *Environmental Science & Technology*, 57(8), pp. 3301–3310.
- IPCC, 2006. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2. Energía. [En línea] Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html> [Consultado: 11 de septiembre de 2024].
- Laurenzi, I. y Jersey, G. (2013) Life cycle greenhouse gas emissions and freshwater consumption of Marcellus shale gas *Environmental Science & Technology*, 47(9), pp. 4896-4903.
- Littlefield, J., et al. (2019) Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation, Pittsburgh: National Energy Technology Laboratory.
- Mallapragada, D. S., et al. (2018) Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Liquefied Marcellus shale gas used for international power generation. *Journal of Cleaner Production*, Volumen 205, pp. 672-680.
- MarineTraffic. (2024) MarineTraffic: Global Ship Tracking Intelligence [En línea] Disponible en: <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-12.0/centery:25.0/zoom:4> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Mexico Pacific Limited LLC. (2022) Application of Mexico Pacific Limited LLC for Additional Long - Term, Multi - Contract Authorization to Export Natural Gas to Mexico and to Re - Export Liquefied Natural Gas to Free Trade Agreement and Non - Free Trade Agreement Nations. Department of Energy, Office of Fossil Energy and Carbon Management [En línea] Disponible en https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-01/22-167-LNG_0.pdf [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Mexico Pacific Limited LLC. (2024) Gasoducto Sierra Madre [En línea] Disponible en: <https://mexicopacific.com/esp/sierra-madre-pipeline/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Mexico Pacific Limited LLC. (2024a) Mexico Pacific [En línea] Disponible en: <https://mexicopacific.com/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
-

- Okamura T, Furukawa M, Ishitani H. (2007) Future forecast for life-cycle greenhouse gas emissions of LNG and city gas 13A. *Applied Energy*, 84:1136e49.
- ONE Future (2023) Protocols. [En línea] Disponible en: <https://onefuture.us/resources/protocols/> [Consultado: 7 de septiembre de 2024].
- PEMEX (2024) Informe de Sostenibilidad 2022. Petróleos Mexicanos (PEMEX).
- Penn State Extension. (2015) Understanding Natural Gas Compressor Stations [En línea] Disponible en: <https://extension.psu.edu/understanding-natural-gas-compressor-stations> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Plant, G., et al. (2024) In Situ Sampling of NOx Emissions from United States Natural Gas Flares Reveals Heavy-Tail Emission Characteristic. *Environmental Science & Technology*, 58(3), pp. 1509-1517.
- Presidencia de la República. (2016) Acuerdo de París: 5 acciones de México [En línea] Disponible en: <https://www.gob.mx/ejn/articulos/5-compromisos-de-mexico-con-el-acuerdo-de-paris> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Roman-White, S., et al. (2019) Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States: 2019 Update, Pittsburgh: National Energy Technology Laboratory.
- Roman-White, S., et al. (2021) LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 9(32), pp. 10857-10867.
- Rosselot, K., Allen, D. y Ku, A. (2021) Comparing Greenhouse Gas Impacts from Domestic Coal and Imported Natural Gas Electricity Generation in China. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 9(26), pp. 8759-8769.
- SEMARNAT e INECC. (2022) Contribución Determinada a nivel Nacional: Actualización 2022. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) e Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).
- SRE. (2021) México se adhirió al Compromiso Global de Metano en la COP26 [En línea] Disponible en: <https://www.gob.mx/sre/prensa/mexico-se-adhirio-al-compromiso-global-de-metano-en-la-cop26?state=published> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Stanford University. (2017) OPGEE: The Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator V2.0a [En línea] Disponible en: <https://eao.stanford.edu/research-project/opgee-oil-production-greenhouse-gas-emissions-estimator#:~:text=The%20Oil%20Production%20Greenhouse%20gas%20Emissions%20Esti> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Stanford University (2024) Methane emissions from U.S. oil and gas operations cost the nation \$10 billion per year. [En línea] Disponible en: <https://news.stanford.edu/stories/2024/03/methane-emissions-major-u-s-oil-gas-operations-higher-government-predictions> [Consultado: 11 de septiembre de 2024].
- Shen, L., et al. (2021) Unravelling a large methane emission discrepancy in Mexico using satellite observations. *Remote Sensing of Environment*; 260, 112461.
- Tamura I, Tanaka T, Kagajo T, Kuwabara S, Yoshioka T, Nagata T, Kurahashi K, Ishitani H. (2001) Life cycle CO2 analysis of LNG and city gas. *Applied Energy*; 68, 301-309.
- The Engineering ToolBox. (2003) Fuels - Higher and Lower Calorific Values [En línea] Disponible en: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Transportadora de Gas Sierra Madre (2023) Proyecto, STGN Sierra Madre (Frontera-Puerto Libertad). Manifestación de Impacto Ambiental. Transportadora de Gas Sierra Madre.

-
- U.S. DOE, Office of Fossil Energy and Carbon Management. (2024) The Temporary Pause on Review of Pending Applications to Export Liquefied Natural Gas. [En línea] Disponible en: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-02/The%20Temporary%20Pause%20on%20Review%20of%20Pending%20Applications%20to%20Export%20Liquefied%20Natural%20Gas_0.pdf [Consultado: 13 de octubre de 2024].
- U.S. DOE. (2024) Mexico Pacific Limited LLC (MPL) | FECM Docket No. 22-167-LNG. [En línea] Disponible en: <https://www.energy.gov/fecm/articles/mexico-pacific-limited-llc-mpl-fecm-docket-no-22-167-lng> [Consultado: 7 de septiembre de 2024].
- U.S. DOT. (2024) Natural gas pipelines US EIA [En línea] Disponible en: <https://maps.dot.gov/portal/apps/mapviewer/index.html?layers=244b2fc3a5e141378afc52a4e2f8263f> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- U.S. EPA. (2018) Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) [En línea] Disponible en: <https://www.epa.gov/ghgreporting/ghgrp-and-oil-and-gas-industry> [Consultado: 8 de julio 2024].
- U.S. EPA. (2024) Greenhouse Gas Equivalencies Calculator [En línea] Disponible en: <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator#results> [Consultado: 11 de septiembre de 2024]
- Vallejo, V., Nguyen, Q. y Ravikumar, A. (2023) Geospatial Variation in Carbon Accounting of Low-Carbon Hydrogen Production Pathways: Implications for the Inflation Reduction Act [Preprint]. Earth ArXiv.
- VesselFinder. (2024) Ship & Container Tracking – VesselFinder [En línea] Disponible en: <https://www.vesselfinder.com/> [Consultado: 8 de julio de 2024].
- Zhang, Y., et al. (2020) Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space. *Science Advances*, 6(17).
- Zhu, Y., Allen, D. y Ravikumar, A. (2024) Geospatial Life Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions from US Liquefied Natural Gas Supply Chains [Preprint]. ChemRxiv.
- Zimmerle, D. J., et al. (2015) Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States. *Environmental Science & Technology*, 49(15), pp. 9374–9383.
- Zavala-Araiza, D., et al. (2021) A tale of two regions: methane emissions from oil and gas production in offshore/onshore Mexico. *Environmental Research Letters*; 16, 024019.
-

11. Anexos

11.1. Metodología de análisis de ciclo de vida (ACV)

Como parte del análisis de ciclo de vida, la huella de carbono corresponde a una medida que cuantifica el impacto ambiental. En este caso, la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que se generan a través de una actividad o producto a lo largo de su ciclo de vida. Para realizar la cuantificación de las emisiones de un compuesto i (E_i), se utiliza un factor de emisión (FE_i), así como un dato de actividad (DA). En este caso el compuesto i corresponde a CO_2e y el dato de actividad se refiere a la cantidad que representa a la actividad o producto. Las emisiones se estiman con base en la siguiente ecuación (CMM, 2016). Es importante señalar que las emisiones totales E_i se presentan en términos de una unidad funcional de producto o servicio.

$$E_i = DA * FE_i$$

11.2. Resultados para buques con motores de 4 y 2 tiempos

La siguiente tabla presenta los factores de emisión considerados para la estimación de las emisiones de CH_4 y CO_2 en buques con motores de 4 y 2 tiempos.

Tabla 11. Factores de emisión para buques con motores de 4 y 2 tiempos.

Factores de emisión por metano no quemado	
Fracción de metano no quemado 4 tiempos (Balcombe, Heggo y Harrison, 2022)	0.031
Fracción de metano no quemado 2 tiempos (Balcombe, Heggo y Harrison, 2022)	0.038
Factores de emisión por quema de combustibles	
Quema en buques de vapor ($gCO_2/kgGNL$) (Raza and Schoyen, 2014; Bakkali and Ziomas, 2019)	262.734
Quema en buques de 4 tiempos ($gCO_2/kgGNL$) 4 tiempos (Raza and Schoyen, 2014; Bakkali and Ziomas, 2019)	195.174
Quema en buques de 4 tiempos ($gCO_2/kgGNL$) (Raza and Schoyen, 2014; Bakkali and Ziomas, 2019)	162.144
Quema de combustóleo ($gCO_2/kgGNL$)	291.371

A partir de los factores de emisión utilizados y los supuestos presentados en el documento, las siguientes figuras presentan el balance de gas.

Figura 7. Balance de gas natural para el caso del buque con motor de 4 tiempos (Miles de millones de pies cúbicos estándar).

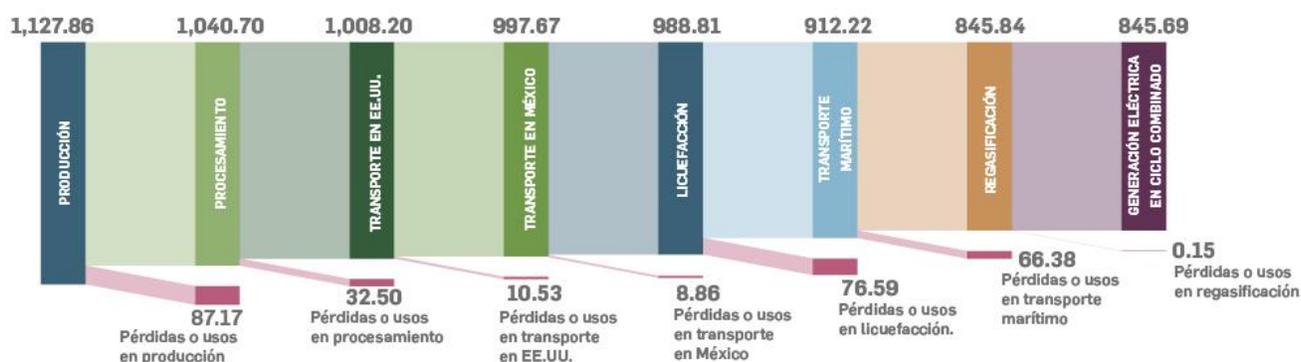
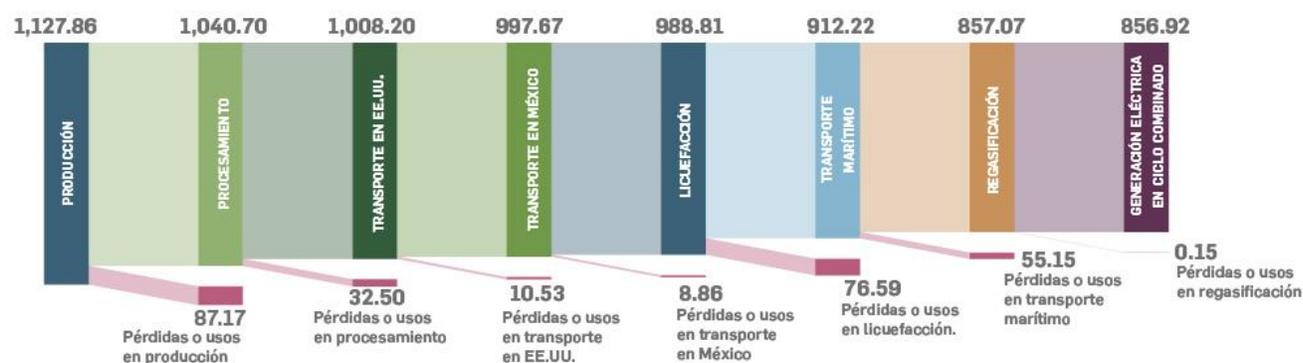


Figura 8. Balance de gas natural para el caso del buque con motor de 2 tiempos (Miles de millones de pies cúbicos estándar).



Las emisiones de GEI para la cadena de suministro de gas natural considerando el transporte marítimo con buques con motores de 4 y 2 tiempos se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 12. Emisiones de GEI para la cadena de suministro (buques con motores de 4 y 2 tiempos).

Etapa	Buque (4 tiempos)			Buque (2 tiempos)		
	CO ₂ (toneladas anuales)	CH ₄ (toneladas anuales)	CO ₂ e (PCG100) (toneladas anuales)	CO ₂ (toneladas anuales)	CH ₄ (toneladas anuales)	CO ₂ e (PCG100) (toneladas anuales)
Producción y acopio de gas natural	2,507,710	224,465	9,196,767	2,507,710	224,465	9,196,767
Procesamiento de gas natural	2,042,902	25,918	2,815,252	2,042,902	25,918	2,815,252
Transporte de gas natural en Estados Unidos	492,004	19,771	1,081,183	492,004	19,771	1,081,183

Transporte de gas natural en México	107,654	22,756.90	785,810	107,654	22,756.90	785,810
Licuefacción	4,542,024	1,974.79	4,600,873	4,542,024	1,974.79	4,600,873
Transporte marítimo	3,503,888	40,458.45	4,709,549	2,910,922	41,201.36	4,138,723
Regasificación ciclo combinado		2,996.32	89,290		3,036.12	90,476
Regasificación turbina de gas		2,996.32	89,290		3,036.12	90,476
Uso para ciclo combinado	45,654,769	4.04	45,654,889	46,261,129	4.09	46,261,251
Uso para turbina de gas	45,654,769	4.04	45,654,889	46,261,129	4.09	46,261,251
Total (ciclo combinado)	58,850,950	341,341	69,022,905	58,864,345	342,163	69,060,812
Total (turbina de gas)	58,850,950	341,341	69,022,905	58,864,345	342,163	69,060,812

Sin tomar en cuenta el uso del gas natural en Asia, las emisiones de GEI de la cadena de suministro, para los buques con motores de 4 tiempos y de 2 tiempos fueron de 23.3 MtCO₂e y 22.7 MtCO₂e, respectivamente (Tabla 13). Si se considera su uso en Asia, las emisiones totales de GEI fueron de 69.0 MtCO₂e para ambos casos. Las emisiones en el caso de buques con motor de 2 tiempos son marginalmente mayores que en el caso de 4 tiempos debido a que, las pérdidas de gas natural son menores y por lo tanto se tiene una mayor cantidad de gas natural a quemar. Las emisiones por el uso del GNL representan aproximadamente el 67% para estos casos. Asimismo, la huella de carbono para el caso del buque con motor de 2 tiempos es menor debido a que se entrega una mayor cantidad de gas natural a la planta. Las pérdidas de GNL son menores en este caso comparado con el caso de los buques con motor de 4 tiempos.

Tabla 13. Huella de carbono para los casos analizados.

Etapa	Huella para el caso de buque de 4 tiempos (tCO ₂ e anual/t de GNL entregado para uso)	Huella para el caso de buque de 2 tiempos (tCO ₂ e anual/t de GNL entregado para uso)
Huella por producción (gas natural)	0.552583	0.545340
Huella por procesamiento	0.169153	0.166936
Huella por transporte en Estados Unidos	0.064962	0.064111
Huella por transporte en México	0.047215	0.046596
Huella por licuefacción	0.276441	0.272817
Huella por transporte marítimo (gas natural)	0.282971	0.245413
Huella por regasificación	0.005365	0.005365
Huella total	1.399	1.347

Así como para el caso del buque con propulsión con vapor, la mayor parte de la huella de carbono del gas natural entregado corresponde a las etapas de producción y procesamiento de gas natural en Estados Unidos, con el 52% para el buque con motor de 4 tiempos y de 53% para el buque con motor de dos tiempos (Figura 9).

Figura 9. Distribución de la huella de carbono para los buques con motores de 4 y 2 tiempos.

