

Luis Fernando Pérez
Luca Ferrari



El gas natural en México: implicaciones para la política energética y la sostenibilidad



El gas natural en México: implicaciones para la política energética y la sostenibilidad



**GOBIERNO DE
MÉXICO**



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

Luis Fernando Pérez

Luca Ferrari

Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt)
Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace-ECC)



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



PRONACES
ENERGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



PLANEAS
PLATAFORMA NACIONAL ENERGÍA, AMBIENTE Y BIENESTAR



Corrección de estilo

Andrea González Márquez
Julio Montoya

Diseño editorial

Arlen Hernández • tallerhojarasca.com
contacto@tallerhojarasca.com



Fotografías

@aleksandarlittlewolf (pp. 61, 105)
Alexei Scutari (p. 6)
Amigos3D (p. 5)
Anita Starzycka (p. 10)
Bob Milliar (p. 7)
Bru-nO (p. 117)
Daniil Serhiyevich (p. 24)
davindersangha1 (p. 4)
Jerzy Górecki (p. 9)
johnNaturePhotos (p. 1)
KK Muralidharan (p. 129)
Luke Jernejcic (p. 3)
Michael Myers (p. 120)
Pixabay (p. 118)
Selim Arda Eryilma (p. 62)
Wirestock (p. 25)
Worksite Ltd. (p. 106)

Citar como: Pérez, L.F. y Ferrari, L. (2025). *El gas natural en México: implicaciones para la política energética y la sostenibilidad*. México: Pronace ECC-Conahcyt.

Este cuaderno temático es producto de un proyecto apoyado por el Conahcyt en el año 2024. Los contenidos y el diseño editorial son responsabilidad de las y los colaboradores. El Conahcyt, con el fin de ampliar el acceso a los resultados y productos de los proyectos apoyados, difunde este documento sin que ello represente una postura institucional.

ISBN en trámite.

Abril de 2025.

Contenido

Introducción | **6**

Producción y consumo de gas metano en México | **9**

 Evolución y pico de la producción de 2009 | **10**

 Producción de gas seco o gas metano en México | **13**

 Incremento del consumo de gas metano en México | **16**

 Gasificación del sector eléctrico | **21**

Evolución de las importaciones de gas metano | **24**

 El contexto geopolítico: la integración energética
 de Norteamérica | **25**

 El incremento de importaciones de gas metano | **28**

 Los medios de importación terrestres y marítimos | **32**

 Importaciones terrestres: nueva red de gasoductos | **34**

 Importaciones marítimas: terminales de regasificación
 en México | **52**

La expansión de la infraestructura de transporte de gas | **61**

 Proyectos de nueva infraestructura para el flujo internacional
 de gas metano a través del territorio mexicano | **62**

 Terminales de licuefacción | **63**

 Gasoductos en proyecto | **75**

 ¿Sobredimensionamiento de medios de transporte
 transfronterizo de gas metano? | **83**

 Escenarios de producción de gas | **88**

 Escenarios de importación | **90**



Riesgos para la seguridad energética del país | **105**

La burbuja del gas natural licuado a escala mundial | **106**

Pico del shale en Estados Unidos e incremento de precios | **109**

Otros riesgos para México | **115**

Listado de tablas | **117**

Listado de figuras | **118**

Referencias | **120**

Introducción





Introducción

En los últimos 30 años, el gas metano ha sido el principal motor de transformación de la matriz energética de México, impulsado tanto por un aumento significativo en su consumo para la generación eléctrica como por su creciente presencia en diversas actividades productivas y consuntivas. Esta tendencia ha estado influenciada por una serie de procesos político-económicos a nivel nacional, regional e internacional. Sin embargo, de manera paralela a esta expansión, la producción nacional de gas ha experimentado una caída constante en los últimos 15 años, debido al declive geológico que afecta a todo el sector de hidrocarburos (Ferrari *et al.*, 2024).

El declive de la producción de gas desde 2010 aunado al incremento del consumo hizo que las importaciones desde Estados Unidos se dispararan hasta alcanzar un incremento de cerca del 600% para finales de 2022. Esto coincidió con el auge de la producción de gas de lutitas —*shale gas*— extraído mediante fracturación hidráulica —*fracking*—, lo que permitió a Estados Unidos pasar de ser un país importador a tener un excedente de producción para exportar. Para ello, y como resultado de una política de creciente integración energética y comercial en Norteamérica, en las últimas tres décadas se ha promovido la construcción de un conjunto de infraestructuras para ampliar el transporte del gas hacia diferentes áreas del territorio mexicano e, incluso, llegar a la construcción de terminales de licuefacción para su exportación marítima.

En la última década, la importación de gas natural desde Estados Unidos ha representado entre el 40% y el 53% de las importaciones energéticas de México, lo que ha llevado a nuestro país a convertirse en importador neto de energía desde 2015. En 2023, el déficit energético alcanzó el 26%. A pesar de que esta creciente dependencia del gas natural importado pone en riesgo

la seguridad energética y la soberanía nacional, el proceso de gasificación del sistema eléctrico mexicano ha continuado su expansión durante el último sexenio. Sin embargo, tanto el volumen de gas metano contratado como la infraestructura construida para su importación parecen estar sobredimensionados en relación con los escenarios energéticos futuros.

En este informe presentamos un análisis detallado sobre la evolución de la producción y el consumo de gas en México, así como un panorama del desarrollo de la infraestructura de distribución y transformación en las últimas décadas. Además, discutimos posibles escenarios futuros relacionados con la producción y la demanda de este recurso. Por último, evaluamos los riesgos asociados a la creciente dependencia de la importación de gas natural —un energético no renovable que en la actualidad genera la mayor parte de la electricidad del país— al considerar la probable disminución de su producción en la próxima década.

Producción y consumo de gas metano en México





Producción y consumo de gas metano en México

Evolución de la producción en México

Los volúmenes de producción de gas fósil en México durante las últimas tres décadas mostraron una dinámica ascendente hasta 2009, cuando se alcanzó el pico extractivo que para ese año promedió 7,030¹ millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) extraídos del subsuelo nacional (figura 1). Desde 2010 empieza el descenso, el cual se vuelve más pronunciado entre 2015 y 2018, cuando la disminución acumulada de los volúmenes de gas alcanzó el 47 % con respecto al volumen extraído en el pico de 2009. De 2018 hasta 2021 se observa una meseta productiva, en la cual se mantuvo un promedio cercano a los 3,800 MMpcd. Para los años 2022 y 2023 la producción incrementó un 13 %, con lo que llegó a promediar 4,085 MMpcd y 4,301 MMpcd respectivamente.

¹ A esta cifra se le ha descontado el volumen de nitrógeno reportado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

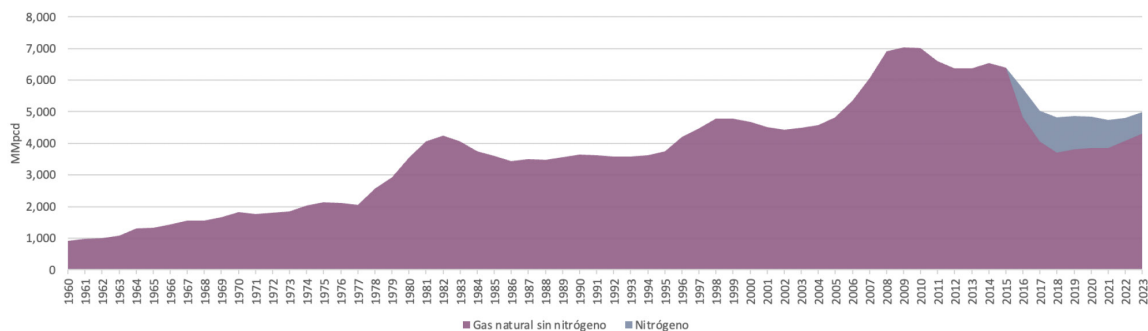


FIGURA 1. Extracción de gas natural en México entre 1960 y 2023. Fuente: elaborado con base en datos del portal del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH, s.f.) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La caída general en los volúmenes de extracción de gas fósil ha tenido una dinámica distinta en el caso del *gas asociado* y del *gas no asociado*.² En el caso del gas asociado a la extracción de petróleo, esta caída acumula un 36% de disminución en el volumen total de gas extraído durante la última década. El gas asociado alcanzó su pico en 2015 (figura 2) y a partir de entonces su producción comenzó a disminuir como consecuencia del declive de la producción en las Cuencas del Sureste, las cuales sin embargo se mantienen como el área de mayor producción de gas al aportar el 79 % de la producción total de gas metano para el año 2023.³ En el caso del gas no asociado, su caída comenzó alrededor del año 2007, y para 2023 ya había acumulado una reducción del 35 %. Esta disminución se debió sobre todo a la caída de la producción en la

² El gas fósil extraído del subsuelo se suele dividir en gas asociado y gas no asociado, dependiendo de si se encuentra o no en yacimientos con petróleo —también llamado aceite o crudo. De esta manera, el gas no asociado es el que se encuentra en yacimientos donde el gas es el único hidrocarburo presente. Los principales yacimientos de este tipo de gas se ubican en el noreste de México, en la llamada cuenca de Burgos. El gas asociado es el que se extrae junto con el petróleo. Los yacimientos donde los dos hidrocarburos se encuentran juntos predominan en el sur del país, y han sido la fuente que más gas ha aportado a la producción nacional como consecuencia del mayor tamaño de estos yacimientos y de su declive, ya que en la fase final de la explotación se incrementa la relación gas/aceite en los pozos de extracción.

³ Sin incluir nitrógeno. La provincia geológica de las Cuencas del Sureste es también donde se realiza la mayor extracción de gas mezclado con nitrógeno, el cual representaba para 2023 el 99 % del total de nitrógeno extraído (CNIH, s.f.).

Cuenca de Burgos y en la Cuenca de Veracruz, que en su conjunto representaban el 38 % del total de gas extraído en 2007. En la actualidad, el gas asociado representa el 62 % del total de gas extraído del subsuelo mexicano y el 38 % restante corresponde al gas no asociado, siendo los campos terrestres los que han empujado el aumento reciente en la producción nacional (figura 2).

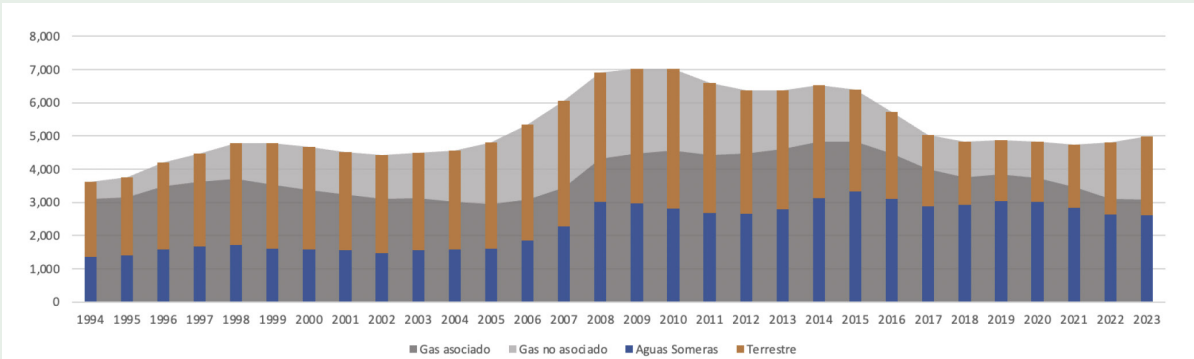


FIGURA 2. Producción de gas natural asociado en campos terrestres y marinos en México durante el periodo 1994-2023 (MMpcd). Fuente: elaborado a partir de datos del portal del CNIH (s.f.) de la CNH. Nota: estos datos incluyen nitrógeno.

Existe una dinámica particular de la extracción del gas fósil si se observa la ubicación geográfica de las áreas extractivas. A diferencia del caso del petróleo, la producción de gas se había sostenido desde la década de 1960 a partir de la explotación de campos terrestres, sin embargo, los campos ubicados en aguas someras del golfo de México⁴ se han convertido desde 2015 en la mayor fuente de gas y para el año 2023 concentraban el 52 % del total de gas extraído. Esto es resultado de la caída en la producción en la Cuenca de Burgos, así como de la madurez de los yacimientos gigantes de la Sonda de Campeche, que en su fase descendente producen cada vez más gas asociado y menos petróleo.

A la par de la disminución en la extracción de gas fósil, también han disminuido los descubrimientos de nuevos campos de este hidrocarburo y ha aumentado la profundidad de los pozos perforados para su obtención

⁴ Las aguas someras van de 0 a 200 metros de profundidad. En ellas se produce la mayor parte de la extracción de hidrocarburos en México (Sonda de Campeche). Las aguas profundas del golfo de México aún están en fase de exploración con pocos proyectos extractivos en el horizonte.

(Ferrari y Hernández, 2024). En 2022 Petróleos Mexicanos (Pemex) no reportó ningún descubrimiento de campo de gas y entre los años 2015-2021 había reportado sólo 4, mientras que entre 2011-2014 se había reportado el descubrimiento de 25 nuevos campos de gas (Pemex, 2022). A las dificultades para mantener los descubrimientos de gas fósil, se suma el hecho de que desde 2012 la profundidad promedio de cada pozo de hidrocarburos tuvo que aumentar más del 45 %, es decir poco más 1,000 metros en promedio (Pemex, 2021),⁵ al mismo tiempo que el número total de campos de producción disminuyó en un 42 % (Pemex, 2022) y el total de pozos perforados en un 84 %. Si bien Pemex reporta que en los últimos 5 años el porcentaje de éxito en el desarrollo de pozos se ha mantenido arriba del 90 %, los pozos de desarrollo pasaron de ser 1,201 en 2012 a 162 para 2022. Este conjunto de datos muestra que los campos de hidrocarburos descubiertos presentan cada vez mayores dificultades técnicas y geológicas para su explotación (Ferrari y Hernández, 2024).

Producción de gas seco o gas metano en México

Al analizar las características del complejo productivo-consuntivo del gas fósil en el sistema energético mexicano,⁶ es importante diferenciar entre: 1) el *gas fósil* en las distintas formas en que lo encontramos una vez que se le extrae de los pozos; y 2) el *gas seco* que resulta de la separación industrial de los diversos componentes con los que se extrae del subsuelo. Las principales formas en que se encuentra el gas fósil antes de ser procesado son el gas húmedo amargo⁷ y el gas húmedo dulce.⁸ Estas dos formas del llamado gas húmedo⁹ son las que

⁵ La profundidad promedio por pozo pasó de 2,418 en 2011 a 3,525 metros en 2021 (Pemex, 2021).

⁶ En este cuaderno nos centramos en el gas fósil como energético, sin embargo, su consumo también incluye usos no energéticos como es el caso de la petroquímica, para la cual uno de sus principales insumos es el gas fósil. En México para el año 2022 el consumo no energético representó el 0.2 % del total de la demanda de gas metano del país (véase: Sener, s.f.).

⁷ Petróleos Mexicanos (Pemex, 2006) define el gas húmedo amargo como el “gas natural que contiene hidrocarburos, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm)”.

⁸ Pemex (2006) define el gas húmedo dulce como el “el gas natural que contiene hidrocarburos y bajas cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono”.

⁹ Pemex (2006) define el gas húmedo como “el gas natural que contiene más de 3 gal/Mpc de hidrocarburos líquidos”.

se envían a los centros procesadores de gas (CPG)¹⁰ para separarlo de los hidrocarburos líquidos del gas fósil,¹¹ así como del ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono que lo acompañan.¹² Lo que resulta de este procesamiento es el gas seco, compuesto principalmente por metano,¹³ y constituye la forma más adecuada para su consumo energético.

El total de gas metano producido en los CPG por parte de Pemex en 2023 fue en promedio 2,062.6 MMpcd, cifra a la que se le sumaron 444.8 MMpcd de gas seco que se extrajo directamente de pozos y que no requirió pasar por un centro procesador. El promedio diario de gas metano que se produjo en México durante ese año se ubicó en 2,507.4 MMpcd y acumuló una reducción de casi 49 % con respecto a lo que se producía hace 14 años (figura 3).

¹⁰ Los CPG en operación en el país y los años en que comenzaron a operar son: Poza Rica en Poza Rica, Veracruz, 1951; Nuevo Pemex en Villahermosa, Tabasco, 1976; Matapionche en Cotaxtla, Veracruz, 1981; La Venta en La Venta, Tabasco, 1963; Coatzacoalcos en Coatzacoalcos, Veracruz, 1997; Ciudad Pemex en Macuspana, Tabasco, 1958; Cactus en Reforma, Chiapas, 1974; Burgos en Reynosa, Tamaulipas, 2004; y Arenque en Ciudad Madero, Tamaulipas, 2003 (Sener, 2018).

¹¹ Los líquidos de gas o condensado son componentes que se encuentran en el gas y que suelen estar en estado líquido bajo condiciones normales de presión y temperatura; estos incluyen compuestos como el etano, propano, butano, pentano, hexano y heptano. En 2023, del gas fósil extraído del subsuelo —que fue en promedio 4,995 MMpcd— el 66 % fue metano, el 17 % líquidos de gas y el 17 % restante impurezas de las cuales el nitrógeno fue la mayoritaria con el 14 % del volumen total extraído. El porcentaje de líquidos de gas en la extracción total de gas fósil ha rondado el 15 % en los últimos cinco años (CNIH, s.f.).

¹² También se realiza un primer proceso de separación en las plantas separadoras instaladas en los campos de extracción, así como en los procesos de manejo, transporte y compresión del gas fósil que tienen lugar entre distintas etapas al inicio de la cadena productiva de este hidrocarburo, sin embargo la mayor separación tiene lugar en los CPG.

¹³ El metano “es un hidrocarburo parafínico gaseoso, inflamable. Es el principal constituyente del gas fósil y es usado como combustible y materia prima para la producción de amoníaco y metanol” (Pemex, 2006). Este compuesto es el principal elemento del gas fósil que una vez separado se conoce como gas seco y es considerado un gas de efecto invernadero (GEI) con un potencial de calentamiento 86 veces mayor que el dióxido de carbono (CO₂) durante los primeros 20 años de su emisión a la atmósfera. Algunos estudios señalan que si bien las emisiones de GEI en la combustión del metano son menores que las de los otros hidrocarburos, sus emisiones totales a la atmósfera —sumando las fugas o venteos en toda su cadena productivo-consuntiva— tienen en la actualidad un impacto mayor al que tiene la quema de carbón o diésel a escala global (véanse: Howarth, 2014; y CCAC, s.f.).

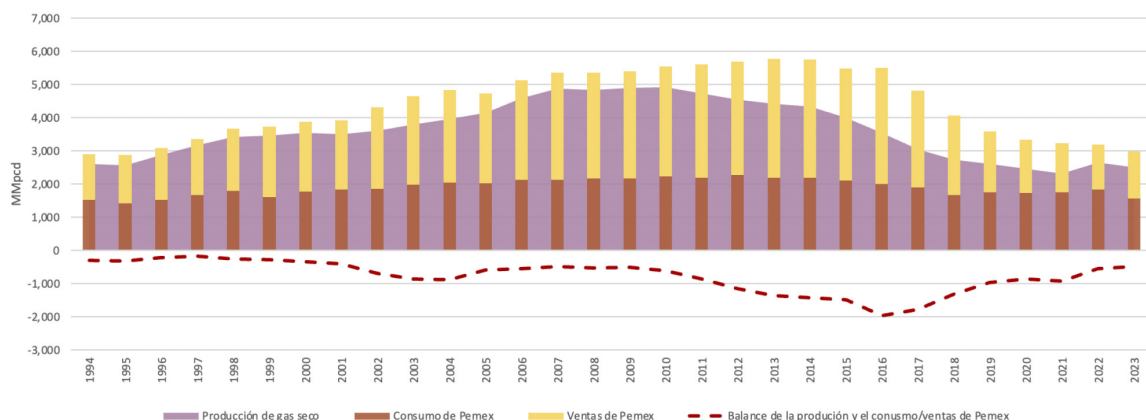


FIGURA 3. Producción, consumo y ventas de gas natural seco por parte de Pemex durante el periodo 1994-2023.

Fuente: elaborado con base en datos del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (Sener, s.f.), así como del portal del CNIH (s.f.) de la CNH.

De esta forma, para el año 2023 la extracción de gas fósil ya separado del nitrógeno que lo acompaña¹⁴ se ubicó en 4,301 MMpcd (CNIH, s.f.), y, una vez que este gas fue separado en los CPG de los demás elementos que contiene, el volumen producido de gas seco o gas metano para ese mismo año se ubicó en 2,507 MMpcd, que representa el promedio de la oferta de gas fósil que las empresas productoras en el país ofrecieron en el mercado de gas nacional. Como se verá a continuación, en la actualidad este volumen está muy lejos de satisfacer la demanda energética de este hidrocarburo, misma que se ha ido ampliando en el país durante las últimas décadas.

¹⁴ La cantidad de nitrógeno presente en los yacimientos de gas ha ido aumentando principalmente por razones políticas y técnicas: el nitrógeno ha sido inyectado en los pozos productores de hidrocarburos en el golfo de México, sobre todo en el activo Cantarell, con la finalidad de mantener la presión del yacimiento en un intento por sostener su producción. Este procedimiento comenzó desde el año 2000 como parte del Proyecto de Modernización y Optimización de Cantarell lanzado en 1997 ante la declinación de la producción del principal campo petrolero en México. La inyección disparó el nivel de contaminación con nitrógeno y su presencia comenzó a dañar tanto los sistemas de transporte como el equipo técnico utilizado para su consumo final. En 2008 inició operaciones una planta de separación de nitrógeno en Nuevo Pemex, razón por la cual a partir de ese año se incluyen datos específicos sobre el volumen de nitrógeno en la producción de gas fósil.

Incremento del consumo de gas metano en México

En los últimos años, el gas metano se ha colocado como la principal fuente energética del país. Para el año 2022, representó el 47.6 % de la oferta interna bruta de energía en México, una cantidad mayor de energía que el crudo y petrolíferos que para el mismo año representaron alrededor del 32.3 % del total (Sener, s.f.).¹⁵

La demanda ha incrementado en un 500 % en las últimas cinco décadas, y el mayor crecimiento en su consumo se ha presentado en los últimos 30 años (figura 4). Los requerimientos energéticos que el país satisface con gas metano han pasado de promediar 483 Petajoules (PJ) anuales durante la década de 1970 a 921 PJ anuales en la década de 1980 y 1,142 PJ anuales durante la década de 1990, llegando a alcanzar en la primera década del siglo XXI los 1,953 PJ anuales, y continuando su incremento durante la segunda década de este siglo hasta una demanda anual equivalente a 2,937 PJ.¹⁶ El último dato disponible corresponde al año 2023, en el cual la demanda de gas seco rondó los 3,642 PJ. En términos de volumen, según los datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Secretaría de Energía (Sener), el gas metano demandado en México pasó de promediar 2,732 MMpcd en 1994 a alcanzar un promedio de 8,622 MMpcd en 2023; en agosto de 2024 —último dato disponible— presentó un máximo de 9,550 MMpcd (Sener, s.f.).¹⁷

¹⁵ Véase “Oferta interna bruta por energético” del Balance Nacional de Energía.

¹⁶ Estas cifras están en Petajoules (PJ), debido a que el SIE de la Secretaría de Energía (Sener) reporta de esta manera los datos sobre el balance de gas natural seco, el cual contiene las cifras disponibles sobre demanda con mayor antigüedad.

¹⁷ Véase “Prontuario estadístico de gas natural”.

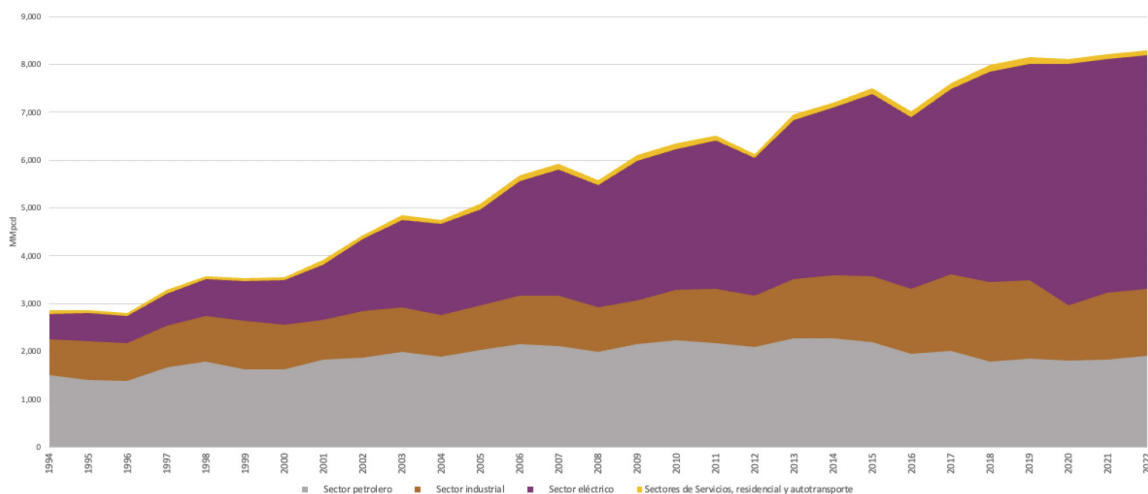


FIGURA 4. Demanda de gas natural seco en México entre 1994 y 2022. Fuente: elaborado con base en el “Balance de gas natural seco” disponible en el SIE de la Sener (s.f.).

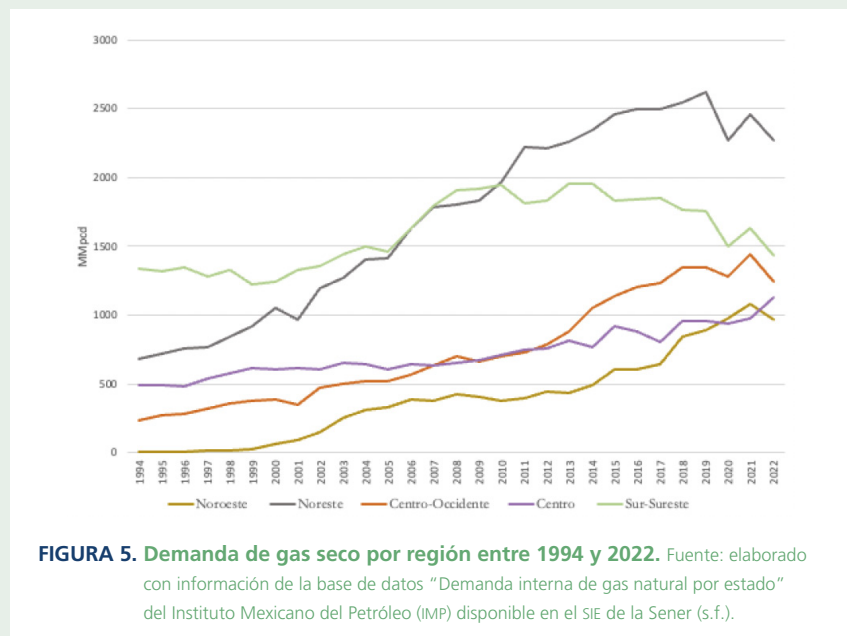
Es importante identificar los sectores y actividades que consumen el gas metano en México. Según los datos del Sistema de Información Energética (SIE) (Sener, s.f.),¹⁸ para el año 2023 el consumo de la industria eléctrica fue de 5,821 MMpcd, lo que representó el 61% del consumo nacional, y esta actividad es la que más consume gas metano desde 2006, cuando el consumo del sector eléctrico superó al del sector petrolero que había sido históricamente la actividad que más gas metano demandaba (figura 4).

El sector hidrocarburos representó el 20% del consumo nacional en 2022, al demandar un aproximado de 1,923 MMpcd, los cuales se consumieron de manera principal en actividades de extracción, como la reinyección en pozos para aumentar la producción de crudo.¹⁹ La demanda de gas seco de Pemex, representó el 70% de la producción de esta empresa en ese mismo año. Esta situación ha provocado que la oferta de gas fósil de Pemex en el

¹⁸ Véase “Balance de gas seco”. Los datos en PJ anuales han sido transformados a MMpcd.

¹⁹ Este consumo entre los diferentes organismos de Pemex se repartió durante 2022 de la siguiente manera: 58% en actividades de exploración y explotación, 18% en actividades de refinación, 12% como autoconsumo de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), 8% en plantas petroquímicas y el 4% restante en plantas de cogeneración ubicadas en Nuevo Pemex (Sener, s.f.).

mercado nacional —una vez excluyendo su consumo propio— haya tenido una caída de casi el 80 % en los últimos 15 años, en los que pasó de promediar 2,750 MMpcd en 2007 a sólo de 593 MMpcd en 2022.



El tercer sector con mayor demanda de este gas fósil es el industrial, ya que en 2022 acumuló el 17 % del consumo nacional, con una demanda diaria promedio de 1,434 MMpc. El gas metano es utilizado en gran parte de las ramas productivas del sector industrial, entre las que destaca la industria básica de metales —por ser la que mayor cantidad demanda de este energético—, seguida de la industria química, la de productos metálicos y maquinaria, así como la de alimentos y bebidas. Además de estas ramas, en los últimos años la minería y la producción de papel y cartón han tenido un incremento en el consumo de este hidrocarburo. Gran parte de estas actividades industriales realizan un consumo de gas metano como fuente energética, pero otras lo consumen como insumo para la producción de subproductos que se obtienen del

procesamiento del gas y que son materias primas centrales para la industria petroquímica y su cadena de productos, principalmente aquellos asociados a la industria química, de plásticos y materiales. Si bien la actividad industrial es el tercer mayor consumidor directo de gas metano, este sector se ubica como el que más demanda electricidad, con un consumo que entre 2000 y 2022 promedió el 60 % de toda la electricidad generada en el país.

Cuando se analiza el consumo de este hidrocarburo por región (figuras 5 y 6) y por estado (figura 7) entre los años 1994 y 2022, se observa un incremento en todas las regiones. En la figura 5, la única región que no ha presentado un incremento importante en los últimos 15 años es el sur-sureste, debido a la caída en la demanda que realiza el sector petrolero. Sin embargo, aún con la tendencia a la baja que este sector muestra, la región sur-sureste es la segunda que más gas metano demanda.²⁰ Por otro lado, si se excluye el consumo del sector petrolero, esta región queda en el último lugar (figura 6). La región que destaca en el incremento de su demanda es el noreste seguida de las regiones centro-occidente y noroeste.²¹

²⁰ Incluso en el sur-sureste del país, donde el sector petrolero predomina como el principal consumidor, se observa una tendencia al alza durante este periodo, si se deja de considerar el consumo del sector petrolero.

²¹ Es importante señalar que las cifras reportadas en la base de datos “Demanda interna de gas natural por estado” disponible en el SIE de la Sener (s.f.) no concuerdan con las publicadas en el “Balance de gas natural seco” también disponible en el SIE. La razón —a pesar de que ambas bases fueron elaboradas por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)— es que en el caso de la primera los datos no se encuentran actualizados y a partir de 2020 sólo se han publicado datos preliminares. La publicación de información desactualizada hace imposible comparar distintas bases de datos incluso en una misma plataforma —en este caso el SIE—, y hace que la información desglosada por sector para los años 2020, 2021 y 2022 —utilizada en la figura 4— no muestre el mismo comportamiento que la correspondiente al desglose por estado —figuras 5 y 6.

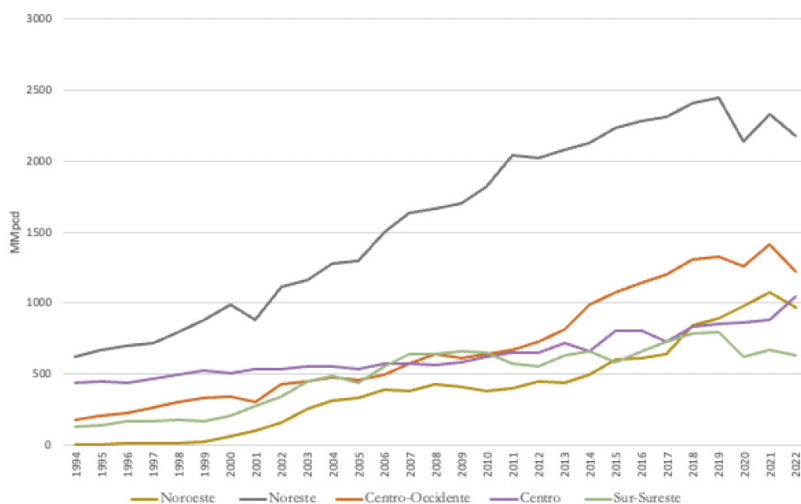


FIGURA 6. Demanda de gas seco por región entre 1994 y 2022 sin incluir el sector petrolero. Fuente: elaborado con información de la base de datos "Demanda interna de gas natural por estado" del IMP disponible en el SIE de la Sener (s.f.).

Si observamos el consumo por estado (figura 7), Sonora, Tamaulipas, Baja California, Chihuahua, Nuevo León y Veracruz concentran el 52% del incremento de la demanda total de gas metano en México entre los años 1994 y 2022. Esto se explica por el hecho de que son los estados donde más ha aumentado la demanda de gas para la generación eléctrica y para el consumo industrial a partir de la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).²²

²² El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) fue firmado por Canadá, Estados Unidos y México en 1992, y entró en vigor a inicios de 1994.

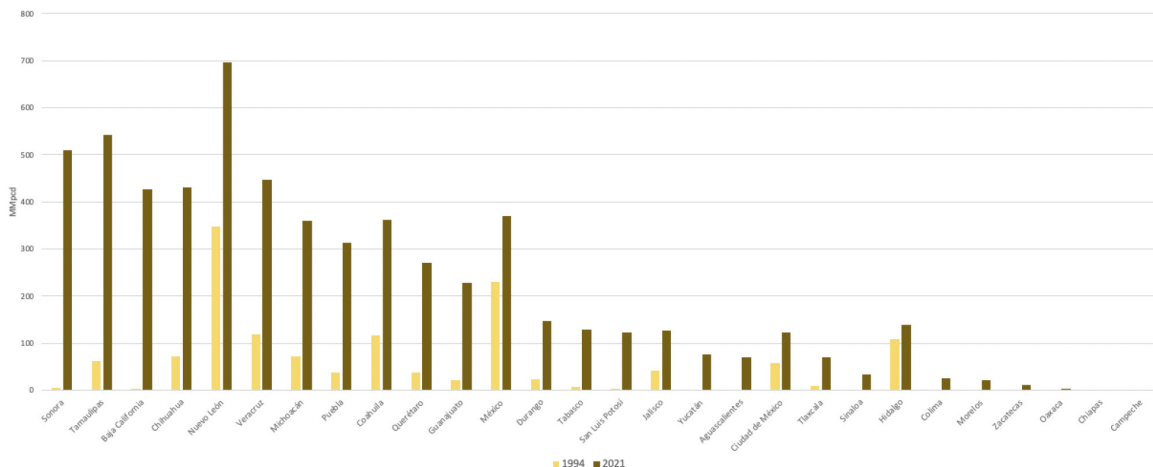


FIGURA 7. Incremento en la demanda de gas metano por estado entre 1994 y 2021 sin incluir el sector petrolero.

Fuente: elaborado con información de la base de datos "Demanda interna de gas natural por estado" del IMP disponible en el SIE de la Sener (s.f.).

Gasificación del sector eléctrico

El proceso de gasificación de la matriz eléctrica ha determinado el incremento en la demanda de gas metano en México. Esto ha sucedido a través de la incorporación de centrales eléctricas de ciclo combinado, las cuales comenzaron a construirse de manera masiva durante la primera década del siglo XXI. Dicho proceso no fue un resultado de una política nacional aislada, sino una consecuencia de la evolución regional. En particular, en Estados Unidos la gasificación de la matriz eléctrica recibió un impulso exponencial, ya que el gas metano pasó de generar el 14 % de la electricidad en 2000 al 30 % en 2012, y alcanzó más del 42 % en 2023 (EIA, s.f.a).

En México, la gasificación de la matriz eléctrica a partir de la instalación de centrales de ciclo combinado comenzó desde 1998, año en que operaban 9 plantas de este tipo. Para 2022 ya estaban instalados 95 ciclos combinados, de los cuales 27 eran proveedores de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) —en la modalidad de productores independientes de energía (PIE)— con 15,285 MW de capacidad instalada de un total de 34,413 MW que los ciclos combinados representaban en ese año.

La tecnología de ciclo combinado es la que concentra la mayor capacidad de generación eléctrica instalada en comparación con las demás tecnologías, con el 39.5 % del total. Otras tecnologías de generación eléctrica que también consumen gas metano, aunque no de manera exclusiva, son las centrales termoeléctricas y de turbogás, que sumadas a las de ciclo combinado concentran el 56 % de la capacidad instalada en el país y dominan la matriz energética en el norte (tabla 1). En su conjunto, éstas son las centrales que más electricidad generaron en 2023, al inyectar a la red de transmisión alrededor del 71 % de toda la electricidad producida (Sener, 2024). La mayoría de las centrales de ciclo combinado, las termoeléctricas y las centrales de turbogás funcionan a partir del consumo de hidrocarburos, entre los cuales el gas metano es el más utilizado, sobre todo por los ciclos combinados, seguido del combustóleo y el coque de petróleo en las termoeléctricas.

TABLA 1. Número de centrales eléctricas en las que el gas metano es uno de los principales insumos energéticos

	Norte ²³			Centro ²⁴			Sur ²⁵		
	# de centrales	Capacidad instalada (MW)	% de la capacidad total	# de centrales	Capacidad instalada (MW)	% de la capacidad total	# de centrales	Capacidad instalada (MW)	% de la capacidad total
1900-1994	21	4,122	44.6 %	17	4,638	50.2 %	7	469	5 %
1995-2010	63	16,740	54.8 %	77	11,005	36.0 %	23	2,758	9 %
2011-2022	134	28,195	55.6 %	169	18,816	37.1 %	34	3,674	7.2 %

Fuente: elaborado con base en datos de la Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas) del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt, s.f.).

²³ Los estados considerados son: Baja California Norte, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Durango.

²⁴ Los estados considerados son: Aguascalientes, Ciudad de México, Colima, Estado de México, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Tlaxcala y Veracruz.

²⁵ Los estados considerados son: Oaxaca, Chiapas, Tabasco, Campeche y Yucatán.

Este proceso de gasificación de la matriz eléctrica, con sus beneficios ambientales, se colocó en la narrativa pública como el motivo por el cual se requería el despliegue de una nueva red de transporte de gas metano que permitiera importar grandes volúmenes desde Estados Unidos. Si bien es cierto que la gasificación se profundizó con el emplazamiento de una nueva red, se exageraron las necesidades de instalación de capacidad para abrir la puerta a compromisos de compra masiva de gas metano en Estados Unidos, país que empezaba a tener una sobreproducción de gas debido a la aplicación masiva de *fracking*.

El incremento del número de centrales eléctricas que consumen gas metano y de su capacidad acumulada ha tenido lugar sobre todo al norte y centro del país. Tan sólo los estados del norte pasaron de 4,122 MW instalados que requieren gas metano en 1994 a 28,195 MW en 2022, de los cuales el 40% ha tenido lugar a la par del despliegue de la nueva red de gasoductos. Este aumento en la instalación de capacidad de generación eléctrica en el norte del país está directamente relacionado con el emplazamiento territorial de un conjunto de actividades productivas enfocadas en la exportación.

Evolución de las importaciones de gas metano





Evolución de las importaciones de gas metano

El contexto geopolítico: la integración energética de Norteamérica

La dinámica del sector energético en México y el nivel actual de dependencia energética no pueden separarse de los procesos que se desarrollan a escala regional, en particular los relacionados con la política energética estadounidense y la dinámica de su sector industrial fósil. Este último, además de ser el sustento energético de su producción mercantil y de la reproducción de sus patrones de consumo, es un instrumento en la disputa por la hegemonía global.

La configuración de una integración energética en el subcontinente norteamericano ha sido impulsada desde finales de la década de 1980, en gran medida porque a Estados Unidos le interesa garantizar su seguridad energética y abrir mercados a las empresas de la industria fósil de dicho país. La negociación y la firma del TLCAN hace más de 30 años comenzó a dibujar un escenario de integración energética (Rodríguez Padilla, 2018)²⁶ que para inicios

²⁶ En la negociación del tratado firmado en 1992, si bien México se reservó la propiedad del petróleo, se hicieron acuerdos para que Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) comenzaran a realizar compras de bienes y servicios a empresas de carácter privado, así como para permitir la inversión extranjera en gasoductos y centrales eléctricas. Para lograr esto, a la par de la firma y entrada en vigor del TLCAN se realizaron reformas en México, como las correspondientes a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 y a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en 1995 —que permitió al sector privado la construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte almacenamiento y distribución del llamado gas natural—, se expidió el Reglamento de Gas Natural ese mismo año, y se formó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 1993 (Rodríguez Padilla, 2018).

del siglo XXI se hizo explícito con la firma de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPN).²⁷ Este conjunto de acuerdos tenía el objetivo de avanzar en la apertura a la participación de capitales privados en el sector energético de México —liberalizando su gestión conforme al movimiento del “libre mercado”—, así como garantizar la exportación de petróleo crudo a Estados Unidos en momentos en que su suministro basado en el mercado exterior estaba llegando a representar la mitad de los hidrocarburos consumidos y se rompían los récords históricos de importaciones de petróleo crudo.

En los siguientes años se siguió configurando el horizonte de integración energética proyectado en los acuerdos comerciales, lo que para el país implicó no sólo continuar como proveedor de petróleo crudo e importador de petrolíferos,²⁸ sino incrementar el flujo de importación de gas metano desde Estados Unidos, hidrocarburo que se ha convertido en la principal fuente energética del país y que se acompañó de una masiva construcción de infraestructura de transporte promovida sobre todo desde el Estado mexicano. Esto tuvo lugar en un contexto de caída de la producción de petróleo y gas metano, junto con un deliberado endeudamiento de Pemex y CFE, acompañado de una serie de modificaciones legal-administrativas²⁹ que culminaron con la reforma constitucional de 2013. Los hechos ocurrieron a la par de la intensificación de la explotación de los campos con yacimientos no convencionales en Estados Unidos y la configuración de una política de expansión de la industria del *shale gas* a otros países como instrumento de “dominio energético”.³⁰

²⁷ Esta alianza fue firmada por los presidentes de los tres países de Norteamérica durante 2005, en un contexto en el que Estados Unidos reafirmaba su proyecto de seguridad energética como uno de integración regional. Para ello, la alianza buscó impulsar la formación de un mercado regional de energía mediante la inversión —también regional— en el desarrollo de recursos fósiles e infraestructura de transporte, además de planear la configuración de un perímetro de seguridad que garantizara un abasto confiable de energía.

²⁸ De 1994 a 2023, las importaciones de petrolíferos incrementaron de 188.7 miles de barriles diarios (Mbd) a 1,0084 Mbd (Sener, s.f.).

²⁹ Desde 2003 comenzó la inversión de capitales extranjeros en las actividades de exploración y extracción de gas metano. Aunque las inversiones privadas no podían realizarse de manera directa en estas actividades, para llevarse a cabo se promovieron contratos de servicios operativos entre las empresas privadas y Pemex. Los primeros contratos se limitaron al gas metano, sobre todo en la cuenca de Burgos, pero para 2008 se realizaron cambios legales que expandieron esta posibilidad contractual a las actividades de exploración y extracción de petróleo.

³⁰ El gas metano ha sido colocado de manera explícita en la última década como un instrumento de disputa geopolítica. En 2010 el Departamento de Estado de Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) lanzó la Global Shale Gas Initiative, y en 2017 —cuando llega a la presidencia Donald Trump— aparece el proyecto de configuración de un dominio energético como un elemento

Pocos años después de la última reforma energética en México, entre 2017 y 2018, se renegotió el TLCAN para darle forma a lo que ahora se conoce como el Tratado entre México, Estado Unidos y Canadá (T-MEC). De esta forma, el sector energético se siguió gestionando con miras a garantizar la energía requerida por el sector industrial de exportación mercantil, cuyo principal destino es Estados Unidos. Para ello, las importaciones de energía, en particular de gas metano, se mantuvieron como parte del horizonte energético nacional como parte de los compromisos económicos firmados.³¹

En suma, durante los últimos 30 años, en México ha habido principalmente tres procesos que han empujado el incremento de las importaciones de gas metano: 1) el aumento de la demanda de este hidrocarburo por la gasificación del sector eléctrico mexicano a partir de la firma del TLCAN; 2) la caída en la oferta de gas metano por parte de Pemex; y 3) las políticas energéticas orientadas a promover una integración energética regional en Norteamérica, las cuales profundizaron la dependencia energética de México hacia Estados Unidos, en particular hacia su temporal abundancia gasera que resultó de la incorporación de los yacimientos no convencionales a su matriz energética predominantemente fósil (ver sección 5).

central de su American First Energy Plan. Durante su gobierno y el siguiente de Joe Biden, el gas metano fue promocionado como el “gas de la libertad”, y el DOE lo consideró como un energético que “permitirá a los aliados estadounidenses un “acceso a una fuente segura y diferente de gas natural”, en competencia con la producción y exportaciones de Rusia y países de Medio Oriente; en el contexto actual de la guerra en Ucrania se puede observar que este proyecto sigue vigente, y se ha acelerado el papel del gas metano como instrumento de disputa hegemónica (Pérez Macías, 2021).

³¹ El capítulo 8 del Tratado entre México, Estado Unidos y Canadá (T-MEC) reconoce el dominio directo y la propiedad inalienable e imprescriptible de los Estados Unidos Mexicanos sobre los hidrocarburos en su territorio, así como el derecho soberano a reformar su Constitución y legislación interna. Sin embargo, en la actualidad existe una serie de disputas entre México y los otros dos países firmantes, en relación al alcance de dicho capítulo sobre la totalidad del complejo energético nacional. El T-MEC —como ocurrió en su momento con el TLCAN— contiene una serie de capítulos que limitan la gestión, inversión y rectoría del Estado mexicano en el sistema energético del país, al haberse acordado un conjunto de candados que limita la intervención del mismo en esferas donde se ha abierto la inversión a capitales privados. El alcance del T-MEC en el sector energético —y no sólo en el ámbito de definición de la propiedad de los recursos fósiles en el subsuelo— está aún por definirse en el corto plazo como resultado de las consultas de solución de controversias que se están desarrollando en el presente a solicitud de los gobiernos y cámaras comerciales de Estado Unidos y Canadá.

El incremento de importaciones de gas metano

Las importaciones de gas metano realizadas por México se han incrementado en un 4,600 % durante los últimos 30 años. Esta situación ha colocado al país como el octavo mayor importador de gas metano del mundo, y lo han convertido en un importador neto de gas metano desde 2016, cuando las compras desde el exterior se posicionaron como el medio de acceso más importante para la satisfacción de la demanda interna de este hidrocarburo. Para 2023 las importaciones de gas metano promediaron los 6,232 MMpcd,³² lo que representó el 72 % de la demanda de gas metano en el país; sin embargo, si se considera este volumen importado en relación con el volumen de gas metano ofertado en el país una vez descontado el consumo que realiza Pemex, este flujo transfronterizo representó el 87 % de todo el gas demandado por el resto de los consumidores a escala nacional.

El precio total que se paga por estas importaciones ha aumentado de forma progresiva en los últimos años. El promedio del precio de exportación de gas metano por ducto en Estados Unidos —de donde proviene la mayor parte de las importaciones mexicanas— se multiplicó en 3.5 veces entre 2020 y 2022. Según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), para 2022 el millar de pies cúbicos (Mpc) promedió 6.3 dólares, mientras que sólo dos años antes, en 2020, el precio tuvo un promedio de 2.1 dólares por Mpc. En 2023 estos precios disminuyeron a un promedio de 2.49 dólares debido al incremento de la oferta estadounidense y una disminución de la demanda de gas natural licuado (GNL) en países europeos y Japón.

La volatilidad en el precio y el incremento en el volumen comprado en el exterior han provocado que el valor de las importaciones de gas metano realizadas por México hayan alcanzado récords históricos en años recientes (figura 8). En 2018 se había roto el récord al ser el año en que mayor valor nominal se había transferido hacia el exterior por concepto de la importación de gas metano con 7,325 millones de dólares (Mdd), pero esta marca fue superada en 2022 cuando se trasladaron 13,768.4 Mdd (Banxico, s.f.) por el mismo concepto. A pesar de que esta cifra disminuyó en 2023 debido a menores precios en Estados Unidos y al fortalecimiento del tipo de cambio frente al dólar, fenómenos

³² Véase “Prontuario estadístico de gas natural” en Sener (s.f.).

meteorológicos y crisis geopolíticas cada vez más frecuentes pueden volver a disparar los precios afectando considerablemente la economía mexicana, como ya ha sucedido en los últimos años.³³

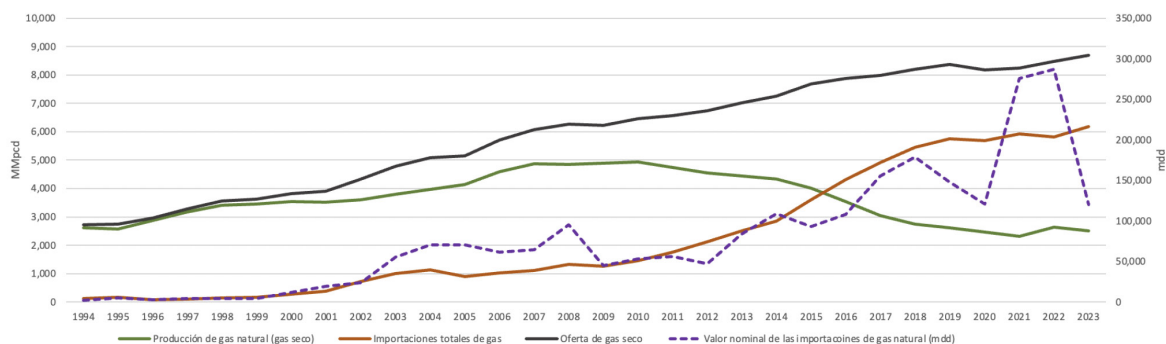


FIGURA 8. Balance de gas natural. Fuente: elaborado con base en el “Balance de gas natural” del portal del CNIH (s.f.) de la CNH, así como a partir de la “Balanza de productos petroleros” de Banxico (s.f.); los datos de importaciones totales de gas fueron obtenidos del “Balance de gas natural seco” disponible en el SIE de la Sener (s.f.) y de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) (EIA, s.f.a); el dato de oferta para el 2023 es un cálculo con base en la producción de gas seco reportado por Pemex (2025) y los datos de importaciones obtenido de la EIA (s.f.a).

³³ Los precios del gas metano se han incrementado en los últimos años debido a varios procesos a escala global y regional. A escala global, el conflicto en Ucrania y las modificaciones en las rutas y participantes en los flujos de gas metano hacia Europa, junto con las transformaciones aceleradas en el mercado global de gas metano licuado —particularmente impulsadas por la estrategia de exportación estadounidense—, sumadas a un incremento en los eventos meteorológicos extremos que incrementan la demanda directa de gas metano y del consumo eléctrico, son algunos de los procesos que han empujado al alza los precios, con incrementos más marcados en algunas zonas del mundo, debido a una dinámica de precios más fragmentada que la que tiene el crudo en el mercado global. A escala de Norteamérica, el incremento de los precios del gas se ha debido a procesos y factores que se suman a los anteriores, como el aumento del flujo marítimo de este hidrocarburo desde Estados Unidos hacia otros mercados y el incremento inflacionario en los precios de los insumos requeridos por la industria del shale. En el caso de los precios locales, sobre todo del sur de Estados Unidos, de donde provienen las importaciones mexicanas, es importante destacar el vórtice invernal en febrero de 2021, evento meteorológico durante el cual los precios del gas en Texas subieron un 144 % y llegaron a alcanzar picos de incremento de hasta el 3,000 % (CFE, 2022a).

Durante las últimas décadas se ha ido profundizando la dependencia de México del suministro de gas metano de los campos de *shale gas* en Estados Unidos, de donde provino el 99 % del total de las importaciones en 2023. Desde 2015, México se ha convertido en el mayor destino de las exportaciones terrestres desde Estados Unidos de dicho energético. El volumen de gas metano que México importa no es una cifra menor frente a la producción estadounidense, la cual desde 2009 se posicionó como la mayor a escala global (BP, 2022). Desde 2017 las importaciones que realiza México desde Estados Unidos han promediado el 5 % del total de la producción de este hidrocarburo en dicho país y el 30 % del total del gas metano que éste ha exportado.³⁴

Las principales empresas en México que están involucradas directamente en este flujo de gas metano transfronterizo son la CFE y, en segundo lugar, Pemex. Si bien durante la década de 1990 y los primeros cinco años del siglo XXI Pemex fue la empresa que concentraba las importaciones de gas metano, esta situación se revirtió a partir de 2006 cuando las empresas privadas y/o públicas pasaron a concentrar la mayor parte de dicho flujo, a la par que se iban instalando en el país centrales eléctricas a base de gas metano promovidas por la CFE mediante esquemas contractuales que comenzaron a utilizarse después de la firma del TLCAN.³⁵ Para 2023, las importaciones de gas metano realizadas por Pemex fueron de 452 MMpcd, lo que representó casi el 10 % de las importaciones diarias (Pemex, s.f.) y las importaciones del resto de empresas acumularon poco más del 90 % del total para ese mismo año. Es importante señalar que los volúmenes totales de gas metano importado por Pemex se redujeron entre 2021 y 2023 en un 47 %, como continuación de una caída que se había manifestado a lo largo de los últimos 7 años.

El incremento de las importaciones por empresas que no sean Pemex es una situación que se ha presentado sin excepción desde 1999, cuando comenzaron dichas importaciones según datos de la CNH. Estas importaciones son

³⁴ Para 2023, este porcentaje fue del 30 %, lo que representó una disminución respecto al total de exportaciones de gas metano como resultado del incremento de los flujos de GNL desde costas estadounidenses hacia otros países. Esta disminución ha ocurrido desde 2016, año en el que alcanzó el máximo del 60 % (EIA, s.f.b).

³⁵ En 1992, a las pocas horas de ser firmado el TLCAN, se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir la inversión privada en el sector eléctrico mediante diversas modalidades de generación. En este sentido, la modalidad de productor independiente de energía (PIE) fue utilizada desde la CFE para la instalación de centrales eléctricas de ciclo combinado —las cuales funcionan con gas metano como energético primario—, y se convirtió en el principal mecanismo para impulsar la gasificación del sector eléctrico en México.

realizadas principalmente por la CFE,³⁶ y están destinadas a abastecer a más de 70 centrales eléctricas con las que tiene el compromiso de proveer dicho energético.³⁷ En conjunto, la CFE y los PIE —quienes le venden exclusivamente electricidad a esta empresa— consumieron en 2022 un aproximado de 4,037 MMpcd,³⁸ lo que representó alrededor del 46 % de todo el consumo nacional de gas metano y el 65 % del total de importaciones.³⁹ De este consumo,⁴⁰ la CFE reporta que 3,034 MMpcd fueron importados en México por su filial CFenergía, la cual compra el gas a otra empresa filial de CFE de nombre CFE Internacional. Sin embargo, no hay datos disponibles sobre el total de importaciones que realiza CFenergía, si se considera que dicha empresa no sólo vende el gas metano a la CFE, sino a otros clientes en el país.⁴¹ Estas importaciones de

³⁶ Desde 2015, la CFE abrió una subsidiaria con sede en Estados Unidos llamada CFE Internacional, mediante la cual se llevan a cabo contratos de compra y venta de gas metano en dicho país. Parte de este gas es inyectado en los ductos en México y es comercializado por otra empresa de CFE llamada CFenergía. La mayor parte de este gas es consumido por las centrales eléctricas de la CFE y los PIE (61 % en 2023), y otra proporción se comercializa para la industria o es vendida para el consumo doméstico mediante contratos con empresas permisionarias para la distribución. El papel de estas dos subsidiarias de la CFE no es menor, en México CFenergía es el mayor comercializador e importador de gas metano y, según información de la CFE, la empresa CFE Internacional se convirtió en 2021 “en uno de los 10 comercializadores de gas metano más grandes de Estados Unidos, por encima de empresas como Chevron, ExxonMobil o ARM Energy, y el principal exportador de gas metano hacia México, cubriendo más del 50 % de la demanda nacional de gas metano” (CFE, 2022a).

³⁷ La CFE —mediante un conjunto de filiales— compra gas en Estados Unidos y lo importa a México para distribuirlo en sus propias centrales y en 16 de los PIE. Para los otros 12 PIE instalados que no reciben gas de CFE, el suministro está a cargo principalmente de transportistas como TC Energy, Gas Natural de Noroeste, Semptra y Fermaca entre otros (CFE, 2023a).

³⁸ De estos 4,037 MMpcd, el 50 % correspondió a centrales de la CFE y el 50 % restante a las centrales de los PIE (CFE, 2023a).

³⁹ No hay datos disponibles que muestren con detalle las empresas y los volúmenes importados. Una entrevista (Baker, 2023) a un funcionario de CFenergía en 2023 señala que el 54 % de todo el gas metano consumido en México es importado por CFE y el 16 % es importado por empresas privadas. Sin embargo, es difícil saber a cuánto corresponden estas cifras, ya que no se indica la fecha o el periodo al que se refiere. Además, CFenergía, CFE Internacional y CFE no publican datos de los volúmenes de importaciones de gas metano, y los que son incluidos en los informes y reportes anuales de la CFE no permiten reconstruir un balance de dicho flujo de gas administrado por la empresa. Aunado a lo anterior, los datos de importaciones en el SIE sólo incluyen información de Pemex y los de la CNH están actualizados hasta septiembre de 2022.

⁴⁰ Este volumen de gas de la CFE y los PIE fue utilizado para la generación del 74 % del total de electricidad producida por esta empresa (CFE, 2023a).

⁴¹ CFenergía reporta que en 2022 formalizó la firma de 29 contratos con 11 clientes distintos para la comercialización de gas metano, los cuales suman un volumen de 297 MMpcd; en los informes previos y en la página web de la empresa no hay información para saber el total de gas metano comprometido en contratos de comercialización que no estén directamente ligados a las ventas a la CFE (2022a).

gas metano —sostén de gran parte de la matriz eléctrica en México— también representan un importante desembolso de divisas para la empresa pública de electricidad, ya que durante 2023 los costos de los combustibles fósiles representaron el 62 % de los costos totales de generación de la CFE y de los PIE. El gasto realizado por esta empresa por el consumo de gas metano al cierre de 2023 rondó la cantidad de 67,633 Mdp (CFE, 2023a).

El caso particular de la CFE es importante debido al papel que se le ha asignado a la empresa para el incremento de las importaciones de gas metano, para la configuración de una matriz eléctrica dependiente de este hidrocarburo y para el despliegue de gran parte de la infraestructura para transportarlo que se ha construido en el siglo XXI. Con el anclaje de la política energética nacional y de la cadena productiva del sector eléctrico al *shale gas* de los campos del sur de Estados Unidos, en el sexenio 2012-2018 la CFE fue comprometida a comprar grandes volúmenes de gas estadounidense mediante la firma de una veintena de contratos de largo plazo para el transporte de gas metano por gasoductos. En este proceso, según datos de la propia empresa, CFE adquirió obligaciones contractuales en Estados Unidos para la compra de 22,600 MMpcd⁴² de gas metano, volumen que está 260 % por encima del consumo total actual del país, el cual rondó los 8,680 MMpcd en 2023. Esta situación ejerce presión para que la planeación e inversión de esta empresa en nueva infraestructura de generación se mantenga dirigida hacia el consumo de gas metano, así como hacia la construcción de nuevos gasoductos y terminales de re-exportación de gas metano con los que la CFE pretende dar una salida rentable a los compromisos de adquiridos.

Los medios de importación terrestres y marítimos

Las diferentes formas terrestres y marítimas de transporte de gas metano hacia México se encuentran articuladas para proveer este hidrocarburo a un conjunto variado de puntos de demanda en diversos estados del país, concentrados sobre todo en actividades de generación eléctrica y producción industrial. Los

⁴² No existe suficiente información pública para conocer las características de los contratos para el transporte de gas natural firmados por la CFE a los que hace referencia dicha cifra, por lo que es difícil conocer los plazos, las empresas contratadas y la capacidad comprometida de manera desglosada (CFE, 2022a).

gasoductos son el principal medio de transporte de gas metano; a través de ellos fluye desde el exterior este hidrocarburo y se distribuye a algunas zonas del territorio mexicano.

A lo largo de 2021, más del 99% de las importaciones de gas metano se realizaron por gasoductos que están conectados con diversos sistemas de transporte en Estados Unidos. El resto de las importaciones se realizó por medio de embarcaciones marítimas que transportan GNL,⁴³ conocidas como buques metaneros. Esta proporción entre el uso de medios de transporte como gasoductos o buques metaneros ha variado desde 2006, año en el que iniciaron las importaciones de GNL en México (figura 9), las cuales alcanzaron su máximo en 2010 con 547 MMpcd (Sener, s.f.), lo que representó el 37.5 % del total de importaciones para ese año.

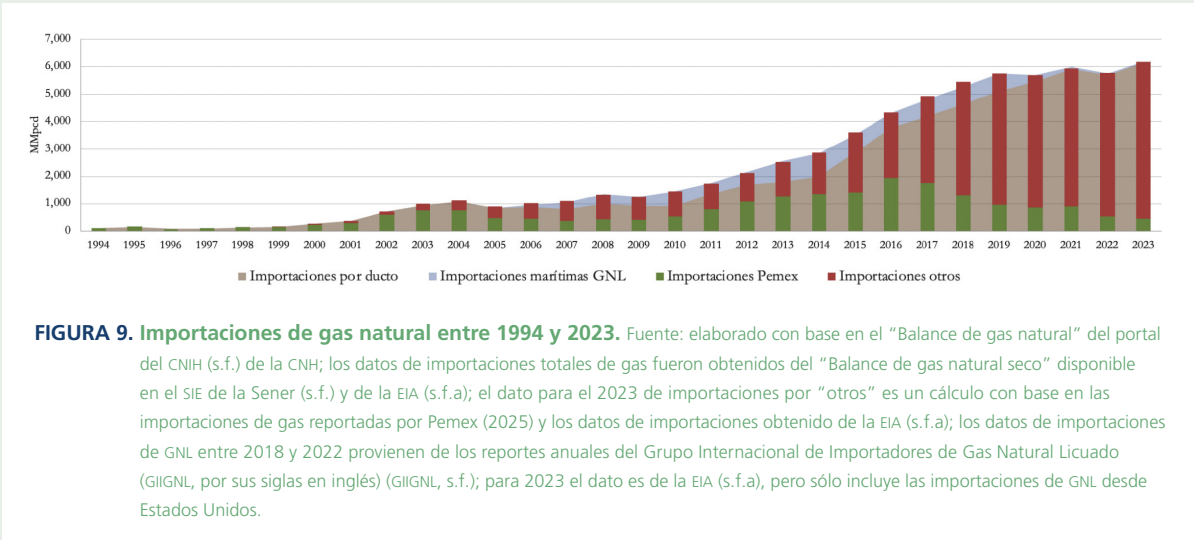


FIGURA 9. Importaciones de gas natural entre 1994 y 2023. Fuente: elaborado con base en el “Balance de gas natural” del portal del CNIH (s.f.) de la CNH; los datos de importaciones totales de gas fueron obtenidos del “Balance de gas natural seco” disponible en el SIE de la Sener (s.f.) y de la EIA (s.f.a); el dato para el 2023 de importaciones por “otros” es un cálculo con base en las importaciones de gas reportadas por Pemex (2025) y los datos de importaciones obtenido de la EIA (s.f.a); los datos de importaciones de GNL entre 2018 y 2022 provienen de los reportes anuales del Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado (GIIGNL, por sus siglas en inglés) (GIIGNL, s.f.); para 2023 el dato es de la EIA (s.f.a), pero sólo incluye las importaciones de GNL desde Estados Unidos.

⁴³ El gas transportado de esta manera es llamado gas natural licuado (GNL), debido al estado líquido al que tiene que ser transformado para su almacenamiento en buques que permitan su transporte marítimo. Su licuefacción ocurre a muy bajas temperaturas (-162 °C). Una vez en estado líquido, su volumen compactado permite su almacenamiento en grandes volúmenes dentro de tanques, y puede ser transportado vía marítima a los puertos de importación, donde es almacenado para después ser reconvertido a su estado gaseoso e inyectado en la red de ductos de transporte. El GNL también puede transportarse vía terrestre en contenedores criogénicos.

La ampliación del consumo y las importaciones de este hidrocarburo en el país han ido de la mano del incremento de esta infraestructura de transporte de gas metano, en especial de la red de gasoductos. En este sentido, la constante instalación de centrales eléctricas que funcionan con gas metano y la presión hacia el exterior que ha tenido la industria del *shale gas* estadounidense son dos fenómenos que han empujado la ampliación de la escala del consumo de gas y de su flujo desde el exterior. La modificación y ampliación en las últimas décadas de la red de transporte de este hidrocarburo es uno de los elementos más determinantes para que el gas metano haya adquirido un lugar predominante en la matriz energética en México, y en la actualidad es uno de los condicionantes que más limitan la transformación de dicha matriz.

Importaciones terrestres: la nueva red de gasoductos

La infraestructura para el transporte de gas metano en México ha experimentado cambios importantes a partir de las reformas estructurales del primer quinquenio de la década de 1990, con las que se modificó la gestión pública de dicho subsector al permitir en él la inversión privada. En 1995 se promulgó una reforma que permitió la construcción, operación y propiedad de gasoductos por parte de capitales privados,⁴⁴ lo que dio inicio a la entrega de permisos por parte de la recién formada Comisión Reguladora de Energía (CRE) para actividades relacionadas con el gas metano como el transporte de acceso abierto,⁴⁵ el transporte de usos propios,⁴⁶ así como el almacenamiento o la distribución de este hidrocarburo.⁴⁷ Desde entonces se ha ido desplegando un conjunto de

⁴⁴ En 1995 se expidió el Reglamento de Gas Natural y se modificó la Ley Reglamentaria del artículo 27 para quitarle el carácter estratégico a los segmentos intermedios de la cadena del gas metano, con lo que se permitieron las inversiones privadas en el transporte, suministro y distribución de gas metano en México.

⁴⁵ Los permisos para el transporte del gas natural de acceso abierto se caracterizan por la obligación de los permisionarios de “permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas”, cuando tienen capacidad en efecto no utilizada, “mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio entre el usuario interesado y el permisionario” (Reglamento, 1995).

⁴⁶ Los permisos para el transporte de gas metano para usos propios están referidos a “cuando la actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos tenga por objeto satisfacer exclusivamente las necesidades del solicitante” (Reglamento, 1995).

⁴⁷ Los permisos de distribución comprenden “la comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica,” y abastecen el consumo doméstico, sobre todo

nuevas conexiones entre el complejo energético fósil de Estados Unidos y la red de transporte en México. Esto ocurrió primero entre los años 1996 y 2010 como un proceso de extensión de la red que existía antes, y, después, desde 2011 hasta la fecha, con el emplazamiento de una nueva red de gasoductos que ha ampliado en más del 40 % la longitud total de la red mexicana.

Según datos de la Sener y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas),⁴⁸ a finales de 2023 el conjunto de sistemas de transporte de gas metano en México sumaba una longitud total de 19,060 km, de los cuales 10,675 son administrados, gestionados y operados por el Cenagas y los 8,385 km (Sener, 2023a) restantes son gasoductos administrados, gestionados y operados directamente por las empresas propietarias. La red de ductos para el transporte de gas metano a cargo del Cenagas se compone de dos sistemas: 1) el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas) que está conformado por siete sistemas⁴⁹ de transporte interconectados e integrados entre sí (Cenagas, 2016) —y de los cuales sólo el llamado Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) es de propiedad estatal y corresponde a los gasoductos que eran de Pemex antes de la reforma energética de 2013-2014—⁵⁰; y 2) el Sistema Naco Hermosillo (SNH), un sistema separado del Sistrangas que va desde la franja fronteriza del estado de Sonora hasta la ciudad de Hermosillo, con una longitud de 339 km.

Una parte de los gasoductos operados por el Cenagas⁵¹ y el resto de los 8,385 km de la red actual se construyeron a partir de la reforma de 1995. Sin embargo, la expansión del sistema de transporte de gas metano desde esa

de carácter urbano. Estos permisos se otorgaron por zonas geográficas, y con un primer periodo de exclusividad por doce años para la empresa permisionaria. Un permiso de almacenamiento “comprende la recepción de gas en un punto del sistema de almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo sistema” (Reglamento, 1995).

⁴⁸ El Cenagas es un organismo público descentralizado, creado en 2014 a partir de la Reforma Energética del 2013-2014. Está encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas).

⁴⁹ Los siete sistemas integrados hasta la fecha en el Sistrangas son: 1) Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) con 8,990 km; 2) gasoducto San Fernando con 114 km; 3) gasoducto del Bajío con 204 km; 4) gasoducto Zacatecas-Aguascalientes con 173 km; 5) gasoducto Los Ramones fase I con 116 km; 6) gasoducto Los Ramones fase II Norte con 447 km; y 7) gasoducto Los Ramones fase II Sur con 292 km.

⁵⁰ Con el pretexto de expandir el mercado de gas metano sin el monopolio de Pemex, en 2015 esta empresa se vio obligada a transferir al Cenagas la propiedad del SNG y el Sistema Naco Hermosillo (SNH).

⁵¹ Aproximadamente el 16 % de los gasoductos que están integrados al Sistrangas.

fecha no tuvo lugar al mismo ritmo ni con el mismo sentido geográfico, razón por la cual es posible diferenciar dos momentos: uno primero de expansión de la red previa y otro de configuración de una nueva red.

La construcción de una nueva red de gasoductos en México

Entre los años 1996 y 2010, la red de gasoductos de acceso abierto tuvo un incremento de aproximadamente 2,550 km según datos de la CRE (s.f.), lo que representó un promedio de crecimiento anual de 182 km. Este aumento buscó extender el alcance de la red anterior a 1996 y su interconexión con las tres terminales de regasificación/importación de GNL que se construyeron en las costas mexicanas durante la primera década del siglo actual con la finalidad de abastecer centrales eléctricas a base de gas metano instaladas en la franja central del país.⁵²

La expansión del alcance de los gasoductos tuvo una modificación desde 2011, cuando se hizo explícito un cambio en la política energética en México, ya que ésta comenzó a centrar la planeación del sector eléctrico en las importaciones de *shale gas*, cuyos volúmenes extraídos estaban incrementando en Estados Unidos (Sener, 2012a).⁵³ La expansión de la industria fósil en yacimientos no convencionales del subsuelo estadounidense —que comenzó en el año 2000— para 2011 ya había colocado este nuevo horizonte extractivo como parte central de la política energética del país del norte, lo que desempeñó un papel importante en las modificaciones legales y administrativas que se plasmaron pocos años después en la reforma energética de 2013-2014 en México. Con la integración del *shale gas* estadounidense en la política energética de México a partir de 2011, la extensión de la red de gasoductos aceleró su expansión: entre 2011 y 2023, la longitud del conjunto de gasoductos construidos en el país aumentó 7,337 km, con un promedio de incremento anual de 564 km.

⁵² Este es el caso de las terminales de importación de GNL construidas en Manzanillo y Altamira, a diferencia de la terminal en Ensenada que se usó principalmente para la importación de gas metano y su posterior reexportación a Estados Unidos. La información específica de este tipo de centrales se describe más adelante.

⁵³ Véase “Estrategia de desarrollo del sistema de gasoductos en México”, agosto de 2011, y “Estrategia para el cambio estructural en el mercado de gas natural en México”, noviembre de 2011, en Conasami (2011).

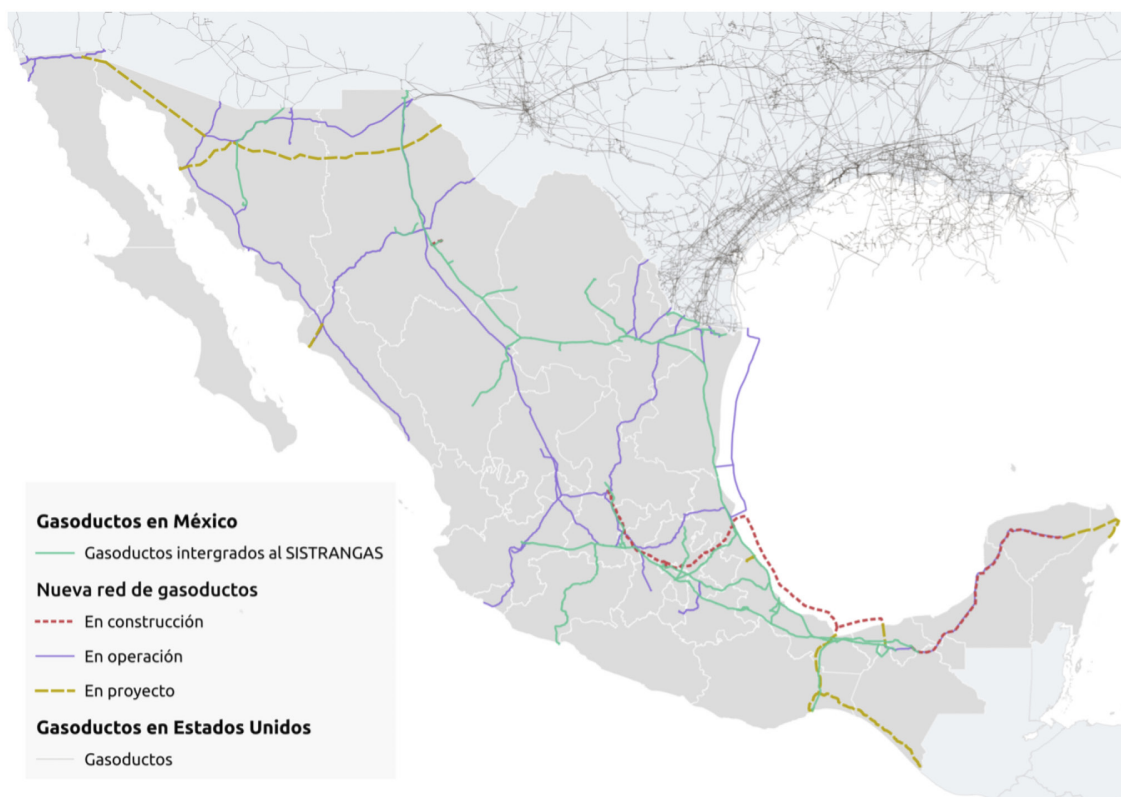


FIGURA 10. La nueva red de gasoductos. Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), datos de Planeas del Conahcyt (s.f.), así como información obtenida del mapa de la industria de los hidrocarburos elaborado por el CNIH de la CNH (2024) y de la EIA (2024).

Este proceso de configuración de una nueva red de gasoductos para la importación de *shale gas* tuvo lugar poco después del pico en la producción en 2009, mediante una política energética que dió continuidad a la gasificación del sector eléctrico incluso a pesar de la evidente caída de la producción. Enmarcado por el proyecto de integración energética regional y por la adecuación del complejo energético mexicano a los requerimientos del patrón de exportación mercantil al que se subordinó con el TLCAN, el horizonte energético del país no se dirigió hacia alternativas que hicieran frente al problema de la caída de la

extracción de gas, sino a la profundización de su comercio y consumo. Para ello, se encontró en los precios bajos del gas metano de los campos de *shale* en el sur de Estados Unidos la oportunidad para continuar de manera ampliada la configuración de una dependencia energética. El vehículo para llevar a cabo esta política fue la CFE, empresa que se utilizó para promover inversiones en generación eléctrica mediante el consumo de gas metano y en infraestructura para transporte de este hidrocarburo desde Estados Unidos⁵⁴ mediante la firma de compromisos para su uso por periodos de entre 25 y 35 años, con lo que se ancló al corto y mediano plazo la economía de la matriz eléctrica mexicana a la industria de los hidrocarburos principalmente extranjera.

Uno de los instrumentos de planeación de la nueva infraestructura de transporte de gas metano que se comenzó a elaborar a partir de la reforma de 2013 y en el que se plasmó la política energética basada en la importación de gas de lutitas es el *Plan quinquenal de la expansión del sistema de transporte y almacenamiento de gas natural* y sus revisiones anuales. En las distintas versiones y revisiones de este plan⁵⁵ se ha trazado gran parte de la nueva red que hasta el momento se ha desplegado desde el norte del país hacia el noroeste y centro (tabla 2). Con el plan quinquenal más actual, correspondiente a los años 2020-2024, se delinea un conjunto de proyectos para continuar su expansión hacia el sureste de México y Centroamérica (tabla 2), en sintonía con la nueva política de extender la escala de alcance del gas metano transportado por ducto hacia los mercados europeos y asiáticos mediante la instalación de terminales de licuefacción para su exportación marítima en forma de GNL.⁵⁶

⁵⁴ La gran mayoría de los ejes troncales de transporte de gas metano que se han construido están ligados directamente a la instalación de centrales eléctricas o a la conversión a gas metano de algunas ya existentes.

⁵⁵ Hasta la fecha se han publicado dos planes quinquenales correspondientes a los periodos 2015-2019 y 2020-2024. Del primero se realizaron cuatro revisiones anuales y del segundo se han realizado tres revisiones hasta octubre de 2023.

⁵⁶ La llamada “nueva política energética” en el caso de la CFE, busca “solucionar los excedentes de transporte de gas natural contratados” y para lo cual “CFEnergía ha emprendido una serie de acciones para recuperar los costos en los que actualmente incurre la empresa, entre los que resaltan: (i) Creación de la Dirección de Comercialización para comercializar dichos excedentes con privados en México. (ii) Proyectos nuevos de generación de corto y largo plazo de la CFE. (iii) Proyectos de licuefacción.” Estas acciones muestran que la nueva política en la CFE, apuntan a llevar a cabo el cumplimiento de los compromisos de compra teniendo un rol más activo como empresa energética, mediante la ampliación del mercado de gas metano en el país, la continuidad de la gasificación de la matriz eléctrica y la colocación en el mercado mundial de una parte del excedente comprometido mediante la exportación de GNL desde las costas mexicanas (CFE, 2022a).

TABLA 2. Principales gasoductos de acceso abierto construidos en México entre 1995-2023

Nombre	Empresas	Año de operación	Estatus	Longitud (km)	Capacidad (MMpcd)	Plan quinquenal	Licitante y/o principal contratista	Sistrangas
Expansión de la red de gasoductos entre 1995 y 2010								
Gasoducto Samalayuca	Sempra (EU)	1997	En operación	37	322	-	CFE, Pemex	No
Douglas-Nacozari	Grupo México (MEX)	1999	En operación	110	92	-	-	No
Gasoducto Mayakan	ENGIE (FRA)	1999	En operación	695	300	-	CFE	No
Gasoducto TGN	Sempra (EU)	2000	En operación	36	940	-	Shell, CFE, SDF&E	No
Gasoducto del Bajío	ENGIE (FRA)	2001	En operación	204	90	-	Cenagas	Sí
Gasoducto Rosarito (Main line)	Sempra (EU)	2002	En operación	225	534	-	CFE, Shell, Gazprom	No
Agua Prieta	Sempra (EU)	2002	En operación	13	200	-	CFE, Kinder Morgan	No
Gasoducto Palmillas Toluca	Fermaca (SUI-MEX)	2003	En operación	127	92	-	-	No
Gasoductos del Río	Mitsui (JAP)	2003	En operación	58	410	-	-	No
Gasoducto San Fernando	Sempra (EU)	2003	En operación	114	1,460	-	Cenagas	Sí
Kinder Morgan Monterrey (Mier Monterrey)	Kinder Morgan (EU)	2003	En operación	148	656	-	-	No
Gasoducto Naranjos-Tamazunchale	TC Energy (CAN)	2006	En operación	130	919	-	CFE	No
Gasoducto Rosarito LNG Spur (Ampliación Baja Norte)	Sempra (EU)	2008	En operación	72	2,600	-	CFE, Shell, Gazprom	No
Gasoducto TGN Extensión	Sempra (EU)	2008	En operación	12	-	-	Shell, CFE, SDF&E	No

Nombre	Empresas	Año de operación	Estatus	Longitud (km)	Capacidad (MMpcd)	Plan quinquenal	Licitante y/o principal contratista	Sistrangas
Expansión de la red de gasoductos entre 1995 y 2010								
Gasoducto de Querétaro (Libramiento)	Global Infrastructure Partners (EU)	2009	En operación	65	350	-	Pemex	No
Gasoducto Rosarito Yuma Lateral	Sempre (EU)	2010	En operación	5	190	-	Centrales eléctricas en Arizona	No
Gasoducto Manzanillo - El Salto	TC Energy (CAN)	2011	En operación	313	500	-	CFE	No
Gasoducto Zacatecas-Aguascalientes (Centenario)	Source Gas Inc. (EU)	2014	En operación	172	40	-	Cenagas, Grupo Modelo	Sí
Gasoducto Mayakan Cd. Pemex - Nueva Pemex	ENGIE (FRA)	2014	En operación	76	300	-	CFE	No
Nueva red de gasoductos								
Gasoducto Tarahumara (Corredor Chihuahua)	Fermaca (SUI-MEX)	2013	En operación	383	850	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte-Noroeste	CFE	No
Los Ramones Fase I	Sempre (EU)	2014	En operación	116	2,100	Plan Quinquenal 2015-2019	Cenagas, Pemex	Sí
Gasoducto Tamazunchale - El Sauz	TC Energy (CAN)	2014	En operación	229	630	-	CFE	No
Gasoducto Sonora (Puerto Libertad)	Sempre (EU)	2014	En operación	18	160	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte-Noroeste	CFE	No
Argüelles	Energy Transfer (EU)	2015	En operación	3	140	-	-	No

Los Ramones Fase II Norte	Sempra (EU)/ Brookfield (CAN)	2016	En operación	447	1,430	Plan quinquenal 2015-2019	Cenagas, Pemex	Sí
Los Ramones Fase II Sur	ENGIE (FRA)/ Brookfield (CAN)	2016	En operación	291	1,430	Plan quinquenal 2015-2019	Cenagas, Pemex	Sí
Ramal Villa de Reyes	Source Gas Inc. (EU)	2016	En operación	10	276	-	CFE	No
Gasoducto El Oro - Mazatlán	TC Energy (CAN)	2017	En operación	430	202	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte- Noroeste	CFE	No
Gasoducto Ojinaga - El Encino	Sempra (EU)	2017	En operación	221	1,356	-	CFE	No
Gasoducto Sonora (Guaymas - El Oro)	Sempra (EU)	2017	En operación	331	510	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte- Noroeste	CFE	No
Gasoducto Sonora (Sásabe -Guaymas)	Sempra (EU)	2017	En operación	515	812	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte- Noroeste	CFE	No
Gasoducto San Isidro-Samalayuca	Sempra (EU)	2017	En operación	23	1,135	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Ramal Empalme	Sempra (EU)	2017	En operación	20	226	-	CFE	No
Nueva Era	Howard Energy Partners (EU)	2018	En operación	320	504	-	CFE	No
Gasoducto El Encino - La Laguna	Fermaca (SUI-MEX)	2018	En operación	423	1,500	-	CFE	No
Ramal Hermosillo	Black Hills Energy	2018	En operación	48	100	-	-	No

Gasoducto El Encino - Topolobampo	TC Energy (CAN)	2018	En operación	551	670	Sistema de Transporte de Gas Natural Norte-Noroeste	CFE	No
Gasoducto Sur de Texas - Tuxpan	Sempra (EU) / TC Energy (Can)	2019	En operación	770	2,600	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Gasoducto La Laguna - Aguascalientes	Fermaca (SUI-MEX)	2019	En operación	452	1,189	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Gasoducto Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	Fermaca (SUI-MEX)	2020	En operación	374	886	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Cuxtal I (Mazahual 1)	ENGIE (FRA)	2020	En operación	16	240	-	-	No
Gasoducto Morelos	Macquarie Group Limited (AUS)	2021	En operación	172	330	-	CFE	No
Gasoducto Samalayuca - Sásabe	Carso (MEX)	2021	En operación	614	472	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Ramal Termo Tula	CFE (MEX)	-	En construcción	18	505	-	CFE	No
Gasoducto Villa de Reyes - Tula	TC Energy (CAN)	-	En construcción	438	886	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Ramal El Encino - La Laguna	Fermaca (SUI-MEX)	-	En construcción	423	-	-	CFE	No
Gasoducto Tuxpan-Tula	TC Energy (CAN)	-	En construcción	276	886	Plan quinquenal 2015-2019	CFE	No
Gasoducto ECA (Gasoducto Rosarito Expansión)	Sempra (EU)	-	En construcción	198	513	-	CFE	No
Puerta al Sureste Etapa I y II	TC Energy (CAN) / CFE (MEX)	-	En construcción	715	1,390	-	CFE	No
Ampliación Mayakan (Cuxtal III)	ENGIE (FRA)		En construcción	697	250	-	CFE	No

Fuente: elaborado con base en datos de Planeas (Conahcyt, s.f.) y de Geocomunes (2020).

Este despliegue de infraestructura que aún continúa, no se redujo sólo a la construcción de nuevos gasoductos del lado mexicano. La configuración de una nueva red para la importación de *shale gas* incluyó también la licitación y construcción de nuevos gasoductos en Estados Unidos para su transporte desde los campos de *fracking* hasta la frontera con México. Los principales ductos construidos y los que se encuentran actualmente en proyecto se muestran en la tabla 3 y la figura 11.

TABLA 3. Principales gasoductos construidos en Estados Unidos después de 2011 para exportar gas metano a México

Nombre	Empresas	Año de operación	Estatus	Capacidad (MMpcd)	Licitante / Contratista
Sierrita Pipeline Project	Kinder Morgan (EU) / Pemex (MEX) / Mitsui & Co. Ltd. (JAP)	2014	En operación	631	CFE
Eagle Ford Shale Pipeline System Expansion	NextEra Energy (EU) / Pemex (MEX)	2014	En operación	2,100	PEMEX
Roadrunner Gas Transmission	ONEOK Inc. (EU) / Fermaca (SUI-MEX)	2016	En operación	570	CFE
Comanche Trail Pipeline (Waha-San Elizario)	Energy Transfer Partners (EU) / Carso (MEX) / MasTec Inc. (EU)	2017	En operación	1,100	CFE
Trans-Pecos Pipeline (Waha-Presidio)	Energy Transfer Partners (EU) / Carso (MEX) / MasTec Inc. (EU)	2017	En operación	1,400	CFE
Valley Crossing Pipeline	Enbridge Energy Pipeline Co. (CAN)	2019	En operación	2,600	CFE

Fuente: elaborado con base en datos de Planeas (Conahcyt, s.f.) y de Geocomunes (2020).

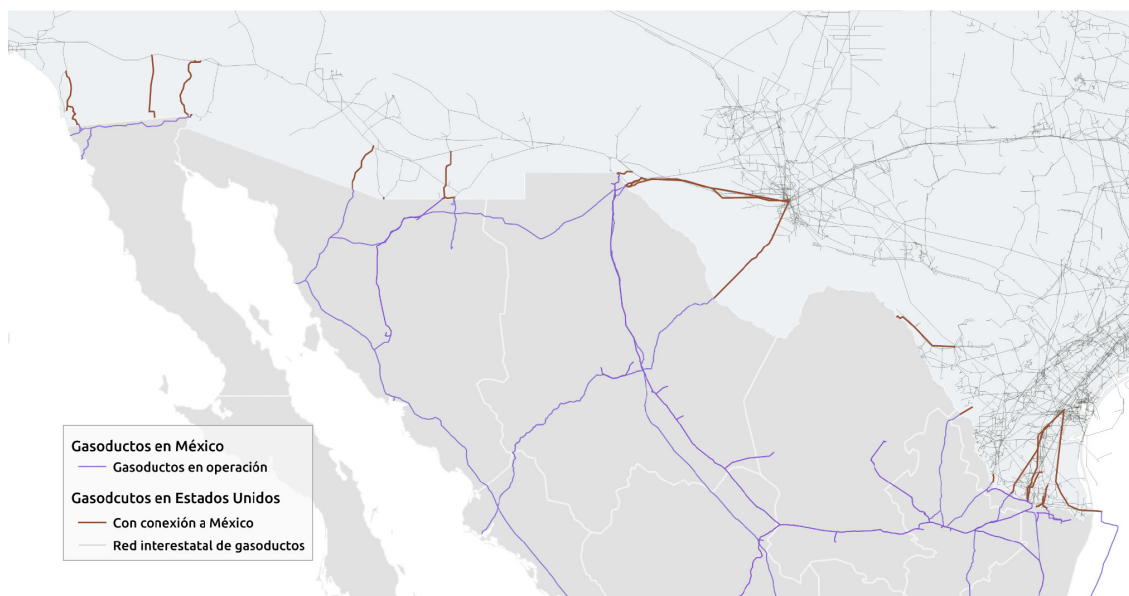
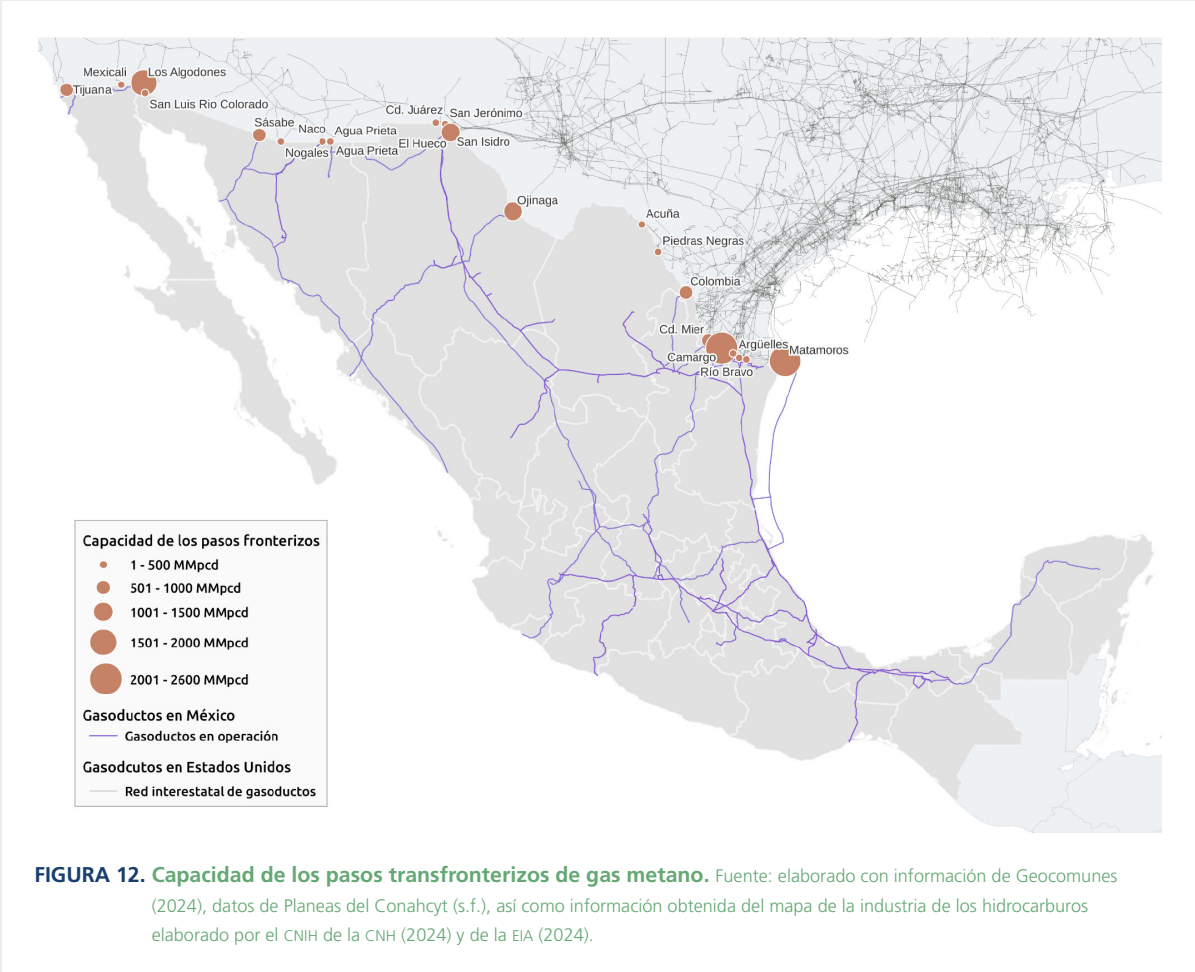


FIGURA 11. Gasoductos en Estados Unidos con conexión fronteriza. Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), datos de Planeas del Conahcyt (s.f.), así como información obtenida del mapa de la industria de los hidrocarburos elaborado por el CNIH de la CNH (2024) y de la EIA (2024).de la CNH (2024) y de la EIA (2024).

Estos gasoductos fronterizos del lado mexicano y del estadounidense se acompañan de una serie de puntos de internación que permiten controlar el flujo entre los dos países. En 2001 existían 12 puntos de internación de gas metano en México, los cuales acumulaban una capacidad instalada de alrededor de 1,900 MMpcd. En la actualidad, existen entre 24 y 26⁵⁷ puntos fronterizos en funcionamiento para el flujo de gas metano desde Estados Unidos

⁵⁷ No hay información pública suficiente para saber el número de pasos fronterizos de gas metano en México. El trabajo de investigación realizado por la Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas) (Conahcyt, s.f.) identifica 26 puntos de internación, lo que coincide con la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) publicado por la CNH. La información disponible en el último prontuario estadístico de la Sener publicado en diciembre de 2022 y la contenida en el archivo descargable en formato kml sobre infraestructura de la Sener señala la existencia de 24 puntos.

con una capacidad conjunta de 15,073 MMpcd, lo que supera la capacidad de los gasoductos conectados a estos puntos que ronda en el presente los 12,841 MMpcd⁵⁸ (figura 12).



⁵⁸ Los datos de capacidad de los puntos fronterizos y de los gasoductos se obtuvieron de la base de información de Planeas, sin embargo, no hay un dato oficial publicado que permita saber con precisión el total de dicha capacidad, el estado de la misma y los proyectos relacionados.

Según datos de la CFE (2022a), de la capacidad de paso fronterizo que tiene contratada en los gasoductos y sus puntos de internación correspondientes, se ocupa en la actualidad sólo el 41%, situación que refleja la sobreconstrucción de gasoductos que ha tenido lugar en México durante los últimos años. Incluso algunos de los gasoductos que se construyeron con el objetivo de abastecer nueva infraestructura de generación eléctrica se encontraron en condiciones de funcionar sin que estuvieran licitadas algunas de las centrales eléctricas que se planearon como ancla para su operación, lo que refleja el impulso por acelerar la construcción de la infraestructura de transporte de gas metano desde Estados Unidos a una mayor velocidad que la del incremento de la demanda en el país.⁵⁹ Los compromisos actuales de la CFE para la compra de gas metano en Estados Unidos según información de la empresa corresponden a 22,600 MMpcd, lo cual sobrepasa la capacidad de transporte construida hasta el momento; más aún, exceden por mucho el volumen de demanda actual total del país que en 2023 fue de 8,622 MMpcd y de enero a agosto de 2024 —último dato disponible— rondó los 8,868 MMpcd. Incluso la importación actual de gas representa menos de la mitad de la capacidad fronteriza de transporte de gas metano (figura 13).

⁵⁹ En 2018, después de una revisión de los contratos efectuados por la CFE para el servicio de transporte de gas metano correspondientes a 22 gasoductos, de los cuales 19 fueron licitados después de 2011, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) señaló que de las 51 centrales eléctricas que originalmente estaban planteadas para ser surtidas de gas mediante dichos contratos, 14 no estaban “proyectadas en ningún documento de planeación de la CFE, ni en la Cuenta Pública 2018, ni en el Presupuesto de Egresos 2019, lo que a su vez implica que los gasoductos se construyeron sin la planeación de las centrales eléctricas a las cuales suministrarían gas metano para la generación de energía”. De estas 14 centrales, al año 2023 ya fueron construidas dos y una tercera se encuentra en proyecto, sin embargo, sigue sin existir los proyectos de las 11 restantes, es decir, que el 20 % de las centrales que demandarían parte del gas importado no estaban ni en proyecto (ASF, 2018).

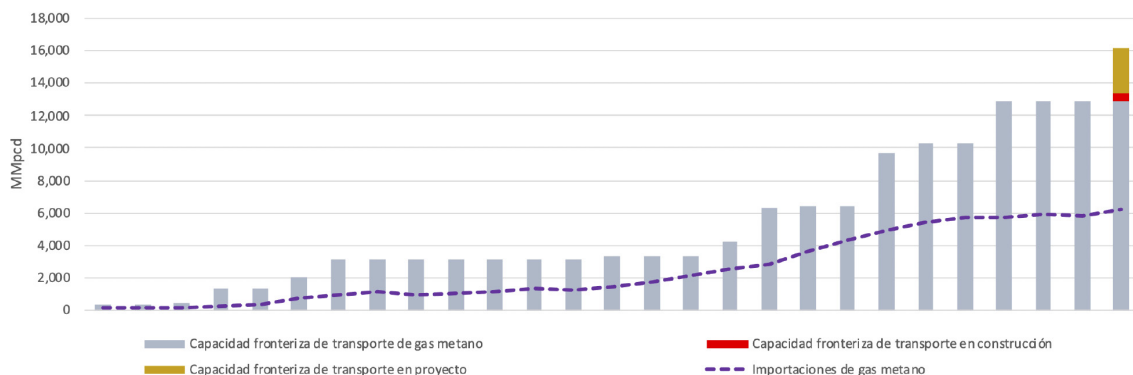


FIGURA 13. Importaciones y capacidad fronteriza de transporte de gas metano en operación, construcción y en proyecto. Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), del registro público de permisos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y de la EIA (s.f.c).

Los flujos actuales del gas en la nueva red

En su conjunto, los nuevos gasoductos han intensificado la circulación de energía entre México y el exterior, así como la circulación al interior del país. En el caso del flujo transfronterizo, Tamaulipas es la entidad que, desde 2010, concentra el mayor tránsito de gas metano importado; durante 2023 el 41 % del gas que ingresó al país por medio de gasoductos lo hizo por dicho estado, seguido de Chihuahua con el 27 % y Veracruz con el 16 % (figura 14).

El incremento en el paso de gas metano en estos estados se debe a la entrada en operación de los ductos: Los Ramones en Tamaulipas en 2014; Tarahumara en Chihuahua en 2013, y San Isidro-Samalayuca, Samalayuca-Sásabe y Ojinaga-El Encino durante 2017 para el mismo estado; así como el gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan en Veracruz en 2019 (figura 15).

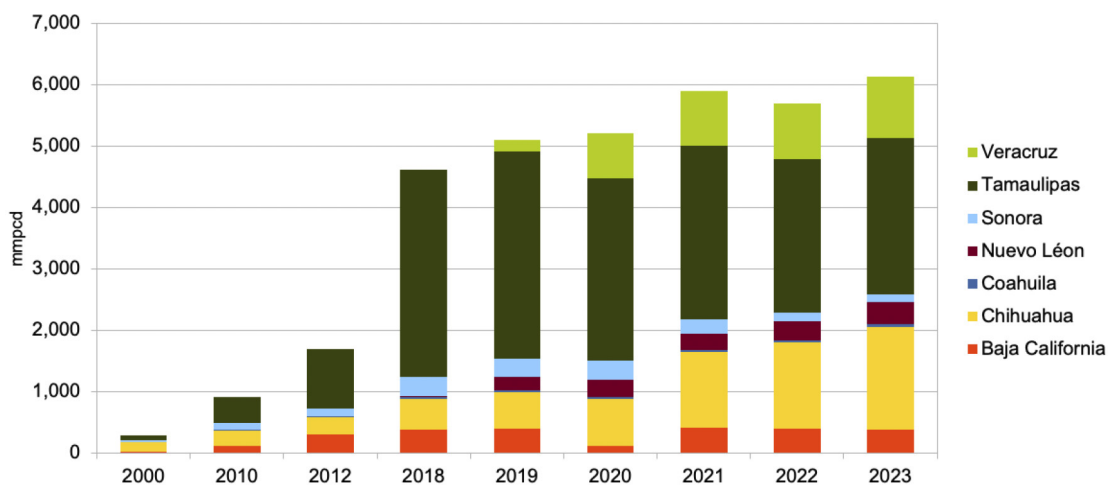


FIGURA 14. Gas metano importado a México por estado fronterizo de ingreso. Fuente: elaborado con base en datos de la EIA (s.f.d).

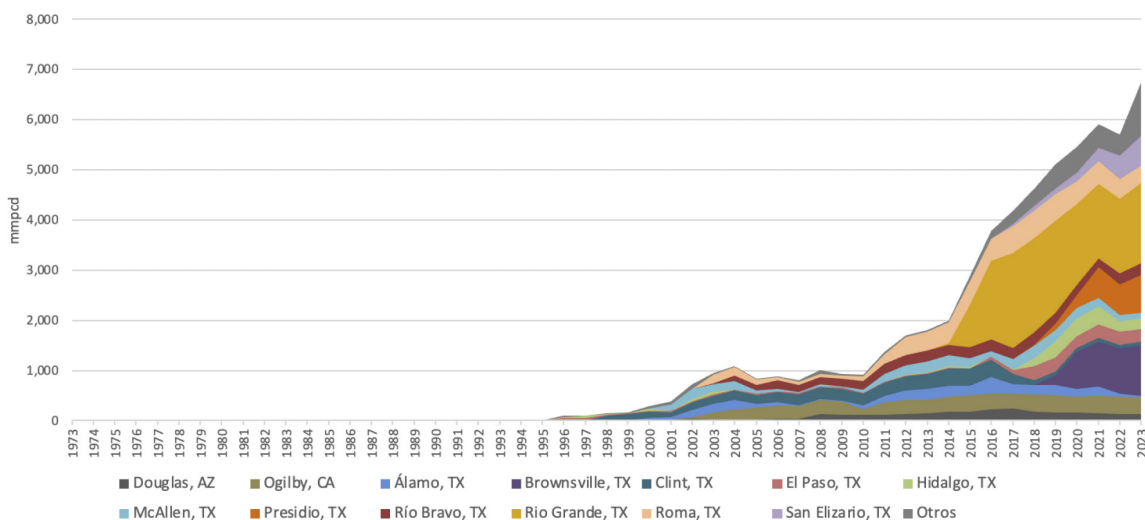


FIGURA 15. Flujo de gas desde Estados Unidos hacia México por paso fronterizo (1975-2023). Fuente: elaborado con base en datos de la EIA (s.f.d).

Del lado estadounidense de la frontera, el flujo de gas metano hacia México se realizó sobre todo desde el estado de Texas (tabla 4). En 2023, el 91 % del flujo de gas cruzó la frontera desde dicho estado, el 6 % desde California y el 2 % por la frontera de Arizona. Esta concentración del flujo por la frontera de Texas es algo que se ha mantenido durante las últimas dos décadas; durante 2000 por este estado pasó el 79.2 % del gas metano, el 12.4 % por California y el 8.45 % por Arizona. Las razones de esta predominancia no responden sólo a que la línea fronteriza del estado de Texas es más extensa, sino también a que dicho estado es el mayor productor de gas metano, concentrando el 27 % del total extraído en Estados Unidos en 2023 (EIA, s.f.b).

TABLA 4. Flujo de gas hacia México por paso fronterizo desde Estados Unidos en 2023

Paso fronterizo	Dato EIA (MMpcd)	Dato Sener (MMpcd)	% ⁶⁰
Rio Grande, TX	1,593.09	1,596	25.9
Brownsville, TX	1,001.82	1,008	16.3
Presidio, TX	755.59	764	12.3
San Elizario, TX	600.20	612	9.7
Laredo, TX	360.40	363	5.8
Roma, TX	344.90	345	5.6
Ogilby, CA	326.54	333	5.3
El Paso, TX	250.47	322 ⁶¹	4.1
Rio Bravo, TX	234.85	236	3.8
Hidalgo, TX	226.43	268	3.7
Douglas, AZ	126.81	132	2.0
McAllen, TX	100.04	101	1.6
Clint, TX	71.81	-	1.2
Calexico, CA	62.68	63	1.0
Alamo, TX	43.64	-	0.7

⁶⁰ El porcentaje se obtuvo con datos de la EIA
⁶¹ Esta cifra incluye los pasos fronterizos Clint y El Paso en el estado de Texas.

Paso fronterizo	Dato EIA (MMpcd)	Dato Sener (MMpcd)	% ⁶⁰
Eagle Pass, TX	35.27	24	0.6
Nogales, AZ	2.59	2	0.04
Sasabe, AZ	2.27	2	0.03
Del Rio, TX	1.85	2	0.03
Total	6,141	6,174	100

Fuente: elaborado con base en datos de la EIA (s.f.d) y de Sener (2023a).

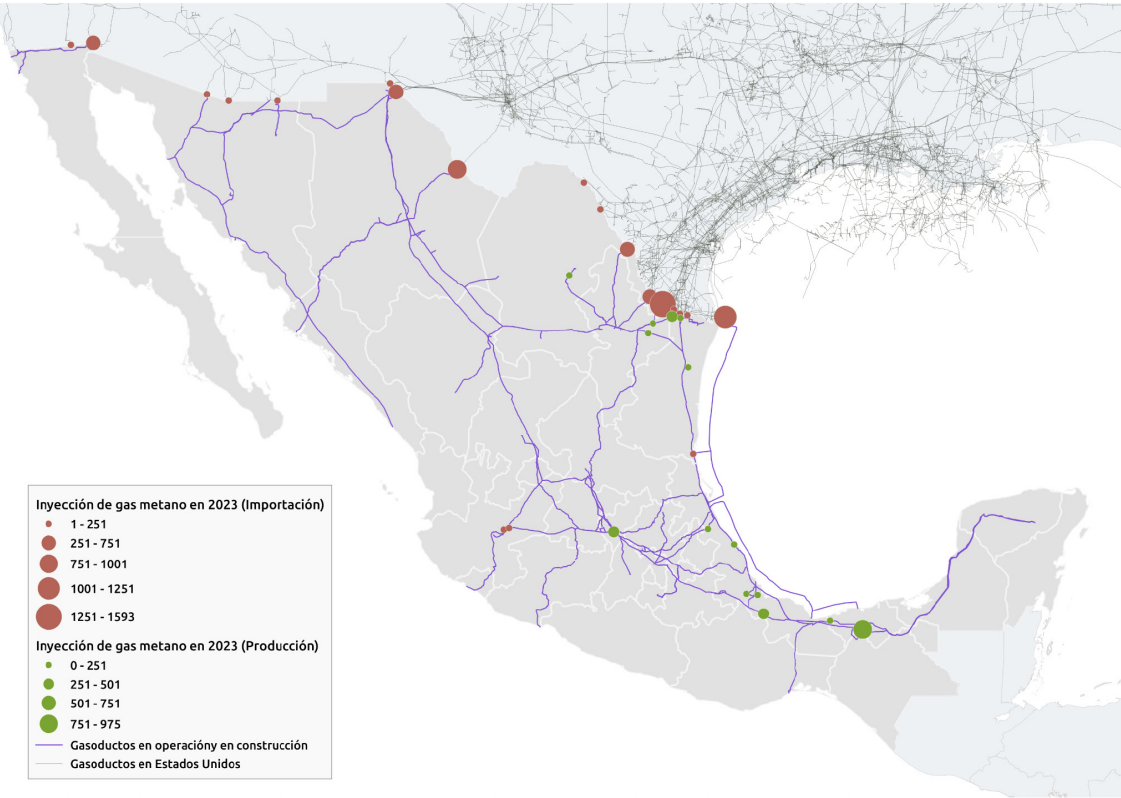


FIGURA 16. Inyección de gas a la red de gasoductos en 2023. Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), datos de Planeas del Conahcyt (s.f.), así como información obtenida del mapa de la industria de los hidrocarburos elaborado por el CNIH de la CNH (2024) y de la EIA (2024).

Propiedad de los ductos

La propiedad y operación de la nueva red para el transporte de gas metano es en su mayoría privada. Durante 2022, el 44 % del total de la red de gasoductos en México estaba concentrado en cuatro empresas: TC Energy — Transcanada antes de 2019 —, Semptra, Esentia Energy — antes Fermaca — y ENGIE. Estas empresas en su conjunto concentran el 83.4 %⁶² de la red que ha sido construida desde 1996.⁶³ En el caso de las tres primeras, su expansión tuvo lugar a partir de 2011 como parte del despliegue de la nueva red de gasoductos relacionada directamente a la importación de *shale gas*. Aproximadamente el 75 % de la nueva red construida hasta la fecha fue promovida por la CFE mediante licitaciones y contratos para la prestación del servicio de transporte de gas metano. Sin embargo, la propiedad de los ductos que la CFE licitó o con quienes ha firmado contratos para el transporte de gas es privada y, una vez terminados los plazos del contrato, la CFE no tiene ninguna participación en los activos. En la mayoría de los casos, los contratos que se firmaron son por 25 años, periodo de tiempo en los que la CFE tiene capacidad reservada para el transporte de gas metano, que en varios de los ductos llega a ser del 100 % de la capacidad del mismo.

Algunos de estos contratos fueron renegociados entre los años 2019 y 2021 debido a cláusulas contractuales que garantizaban el pago a las empresas operadoras de los gasoductos aun cuando estos no hubieran comenzado a operar en la fecha programada. Estas renegociaciones, según datos del Gobierno Federal, representaron un ahorro de 4,342 millones de dólares; no obstante, como resultado de la renegociación, algunos de los contratos se extendieron una década más para llegar a comprometer por 35 años el uso de una infraestructura que apenas se va a terminar de construir. Esto significa que en el caso de algunos gasoductos⁶⁴ se compromete a la CFE y al conjunto del complejo energético mexicano a transportar gas metano desde Estados Unidos hasta finales de la década de 2050. En otros casos las renegociaciones dieron pie para la construcción de alianzas empresariales entre la CFE y

⁶² Esta cifra incluye los gasoductos que se encuentran en construcción.

⁶³ Este porcentaje está en relación con la red de gasoductos de acceso abierto posteriores a la reforma de 1995 y que no forman parte del SNG o del SNH.

⁶⁴ Los gasoductos La Laguna-Aguascalientes y Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara de Fermaca, Guaymas-El Oro de Semptra y Sur de Texas - Tuxpan de Semptra y TC Energy extendieron sus contratos con la CFE de 25 a 35 años.

empresas como Semptra,⁶⁵ Carso,⁶⁶ Esentia Energy (antes Fermaca)⁶⁷ y TC Energy⁶⁸ para el desarrollo de nueva infraestructura de transporte de gas metano que aumente el número de ductos y la capacidad de transporte, donde en algunos casos la CFE pasará a ser copropietaria de los activos.⁶⁹

Importaciones marítimas. Terminales de regasificación en México

Desde 2006, México se integró al mercado de GNL cuando comenzó a importarlo por vía marítima. Para 2012 ya operaban en el país tres terminales portuarias de regasificación ubicadas en Ensenada —Baja California—, Altamira —Tamaulipas— y Manzanillo —Colima. Estas terminales se construyeron en medio de una lluvia de múltiples proyectos a inicios de la primera década del siglo XXI en la que se hicieron públicas catorce propuestas de terminales de regasificación a ubicarse sobre todo en las costas del Pacífico mexicano, de las cuales seis obtuvieron permiso de la CRE y sólo tres fueron construidas.

Cada una de estas terminales fue construida con objetivos específicos. Por ejemplo, la de regasificación en Ensenada, propiedad de Semptra, tiene la finalidad de recibir cargamentos de gas metano para inyectarlos en la red de

⁶⁵ En 2022 se firmó un acuerdo no vinculante para el desarrollo de una terminal de licuefacción en Topolobampo, Sinaloa, entre las empresas Semptra y CFE, así como para reanudación de la operación del gasoducto Guaymas-El Oro propiedad de Semptra. Un año después, en 2023 se firmó en conjunto con las empresa Carso y CFE un memorándum de entendimiento (MDE) entre Carso, Semptra y CFE para el desarrollo de un gasoducto en el noroeste del país conectado con los ductos Samalayuca-Sásabe y Sásabe-Guaymas.

⁶⁶ La renegociación en 2019 derivó en un incremento del 40 % la capacidad contratada por la CFE en el gasoducto Samalayuca-Sásabe, propiedad de Carso, y durante 2023 se firmó un MDE entre las empresas Carso, Semptra y CFE para el desarrollo de un gasoducto en el noroeste del país conectado con los ductos Samalayuca-Sásabe y Sásabe-Guaymas.

⁶⁷ En 2023 Fermaca firmó un MDE con la CFE para el desarrollo de un nuevo gasoducto por 300 mdd. Aún no se tiene información pública de su ubicación y características.

⁶⁸ En 2022 las empresas CFE y TC Energy acordaron la creación de una sociedad para la construcción de un nuevo gasoducto submarino en el golfo de México llamado Puerta al Sureste, así como la unificación de los todos los contratos de la CFE con Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (TGNH), subsidiaria de TC Energy, en un solo contrato con vencimiento hasta 2055 (Bnamericas, 2022).

⁶⁹ El acuerdo de asociación con TC Energy de 2022 contempla la adquisición del 15 % de los activos de TGNH por parte de la CFE, porcentaje que pasará a ser del 35 % —49 % del ducto Puerta al Sureste y 15 % de los otros activos de la sociedad— cuando que concluya el contrato de la CFE con TGNH en 2055 (Bnamericas, 2022).

transporte en el estado de California, como parte de una estrategia de provisión de este hidrocarburo en la costa oeste de Estados Unidos que se desarrolló en momentos en que las importaciones por vía marítima estaban cobrando mucha importancia para satisfacer la demanda energética de dicho país.⁷⁰ En el caso de las terminales de Manzanillo y Altamira, fueron instaladas para la inyección de gas metano hacia la franja central del país, en momentos en que el proceso de gasificación de la matriz eléctrica estaba acelerando su avance. Seis años después de la instalación de la última de estas tres terminales de regasificación, en 2018, se le adjudicó a la empresa estadounidense New Fortress Energy un contrato a largo plazo para el desarrollo, construcción y operación de una nueva terminal de regasificación de GNL en las costas mexicanas. Esta terminal —ubicada en Pichilingue, Baja California Sur— comenzó a operar en 2021, y está construida para la importación de gas metano destinado a la generación eléctrica al sur de la península de Baja California, así como para el consumo de la industria de la región, principalmente turística (tabla 5).

TABLA 5. Terminales de regasificación en México

Terminal	Empresa	Año de operación	Ubicación	Estatus	Capacidad de regasificación ⁷¹	Capacidad de almacenamiento
Terminal de GNL de Altamira	Terminal de LNG de Altamira S. de R. L. de C. V. ⁷²	2006	Altamira, Tamaulipas	En operación	760 MMpcd ⁷³	300,000 m ³
Energía Costa Azul	Energía Costa Azul S. de R. L. de C. V. ⁷⁴	2008	Ensenada, Baja California	En operación	1,000 MMpcd ⁷⁵	320,000 m ³
Terminal KMS de GNL	Terminal KMS de GNL S. de R. L. de C. V. ⁷⁶	2012	Manzanillo, Colima	En operación	500 MMpcd	300,000 m ³

⁷⁰ Hasta la fecha no existen terminales de GNL en la costa oeste de ese país debido a las regulaciones ambientales de sus estados costeros. Es importante señalar este hecho, ya que muestra que, para que se lleve a cabo el proyecto estadounidense de ampliar las exportaciones mundiales de GNL desde los campos de *shale gas*, se requiere que el marco jurídico en materia socioambiental en México sea más flexible y favorable para este tipo de infraestructura que el existente en los estados de las costas del Pacífico de Estados Unidos.

Terminal	Empresa	Año de operación	Ubicación	Estatus	Capacidad de regasificación ⁷¹	Capacidad de almacenamiento
New Fortress Energy Pacífico	NFE Pacifico Lap, S. de R. L. de C. V. ⁷⁶	2021	Pichilingue, Baja California Sur	En operación	- ⁷⁷	136,000 m ³ ⁷⁸
FRSU Campeche	Mexitem Gas Supply S. A. P. I. de C.V.	-	Seybaplaya, Campeche	En proyecto	500 MMpcd	-

Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), del registro público de permisos de la CRE (s.f), y del U.S. Department of Energy (DOE, 2024).

⁷¹ Se incluyeron los datos reportados por las empresas de la capacidad mínima de regasificación de las instalaciones en operación.

⁷² La propiedad de esta empresa está repartida entre Royal Vopak (60 %) y Energas (40 %).

⁷³ Los datos de la CRE en la resolución RES/555/2020 indican una capacidad de 750 MMpcd, la CFE indica 760 MMpcd y los datos disponibles en el SIE dicen 670 MMpcd como mínimo y 1,119 MMpcd como máximo.

⁷⁴ Subsidiaria de la empresa estadounidense Semptra.

⁷⁵ Su capacidad de regasificación máxima es de 1,300 MMpcd según datos de la página oficial de Energía Costa Azul y del SIE.

⁷⁶ La propiedad de esta empresa está repartida entre Mitsui Group (37.5 %), Samsung (37.5 %) y KOGAS (25 %).

⁷⁷ Esta terminal distribuye el GNL en isocontenedores, por lo que su capacidad de despacho de gas metano no depende únicamente del uso de su equipo de regasificación. La empresa tiene permisos de regasificación expedidos por la CRE para unidades puntuales ubicadas en los centros de consumo. Se identificaron los permisos G/24700/REG/2022 y G/23821/REG/202, en los cuales se autoriza la actividad de regasificación en tres puntos diferentes, los cuales indican una capacidad de aproximadamente 26 MMpcd cada uno.

⁷⁸ Esta terminal opera de manera diferente a las otras tres terminales de regasificación instaladas en México. La cadena de suministro de GNL comienza con una unidad de almacenamiento flotante (FSU, por sus siglas en inglés), anclada en las aguas del golfo de California, a unos 9 km de la terminal de NFE Pacífico. Esta unidad flotante recibe buques cargados de GNL que transfieren este hidrocarburo a los tanques de almacenamiento de la FSU, y desde los cuales se recargan isocontenedores de GNL que son transportados en una barcaza que transita entre la unidad flotante y la terminal de NFE Pacífico instalada en el puerto de Pichilingue. Desde esta última terminal se distribuyen los isocontenedores por medio de semirremolques hacia los puntos de consumo del sur de la península de Baja California.

El flujo de gas metano como GNL hacia estas terminales en las costas mexicanas tiene diversos países de origen y diferentes volúmenes de importación, los cuales han variado durante sus años de operación (tabla 6). De los trece países de donde se han realizado estas importaciones, los que más volumen han enviado a México son Nigeria, Perú y Estados Unidos. Es de destacar que para el año 2017 este último país ya se había colocado como el mayor exportador de GNL hacia México, convirtiéndose de esta manera no sólo en el proveedor del total de importaciones de gas metano por medio de ductos, sino también como el principal abastecedor de GNL por vía marítima una vez que comenzaron a operar las primeras terminales de exportación de gas metano desde las costas del golfo de México.

TABLA 6. Países de origen de las importaciones de gas natural licuado entre 2006 y 2022

País de origen	10x6 T
Nigeria	15.36
Perú	11.36
Estados Unidos	10.76
Qatar	6.56
Trinidad y Tobago	4.87
Indonesia	4.28
Egipto	3.55
Yemen	0.89
Guinea Ecuatorial	0.54
Noruega	0.5
Australia	0.35
Argelia	0.07
Papúa Nueva Guinea	0.07

Fuente: elaboración propia con datos de los informes anuales de GIIGNL (s.f.).

Durante el periodo 2006-2022,⁷⁹ las importaciones de GNL han representado el 18 % de las importaciones de gas metano hacia territorio mexicano y el 6.4 % del consumo total. La proporción de las importaciones por vía marítima ha sido muy variable, alcanzando a representar el 37 % del total de gas metano importado en 2010, proporción que tocó su mínimo histórico de 0.9 % durante 2022.

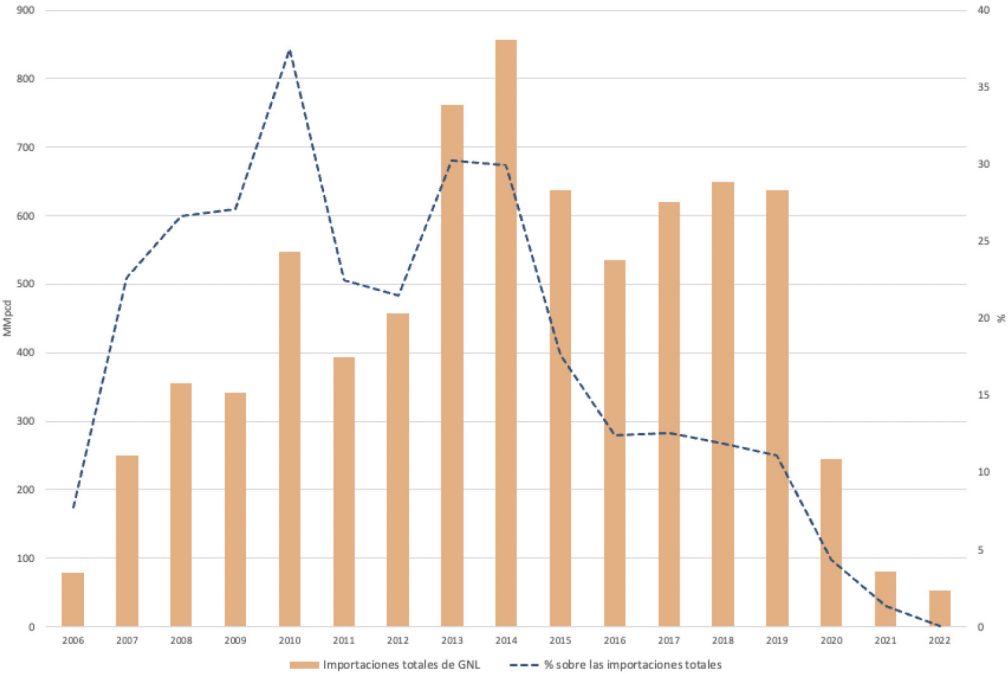


FIGURA 17. Porcentaje de gas natural licuado con respecto al total de las importaciones de gas natural.

Fuente: elaboración propia con datos de los informes anuales de GIIGNL (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” de la SIE de la Sener (s.f.).

⁷⁹ No hay datos públicos de instituciones mexicanas sobre las importaciones de GNL desde 2017. Los datos disponibles sobre el total de importaciones de GNL y los países de origen han sido obtenidos de los informes anuales del GGIGNL (s.f.), sin embargo, estos sólo tienen públicos datos hasta 2022. Los datos que se pueden obtener para 2023 corresponden a los publicados por la EIA y sólo incluyen las importaciones desde Estados Unidos.

Las importaciones de GNL vía marítima han disminuido a la par que ha incrementado la capacidad de importación terrestre por medio de gasoductos. La entrada en operación de la fase 1 del gasoducto Los Ramones en 2014 y del gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan en 2020 incidieron en la disminución del volumen importado de GNL como lo muestra la figura 18.⁸⁰

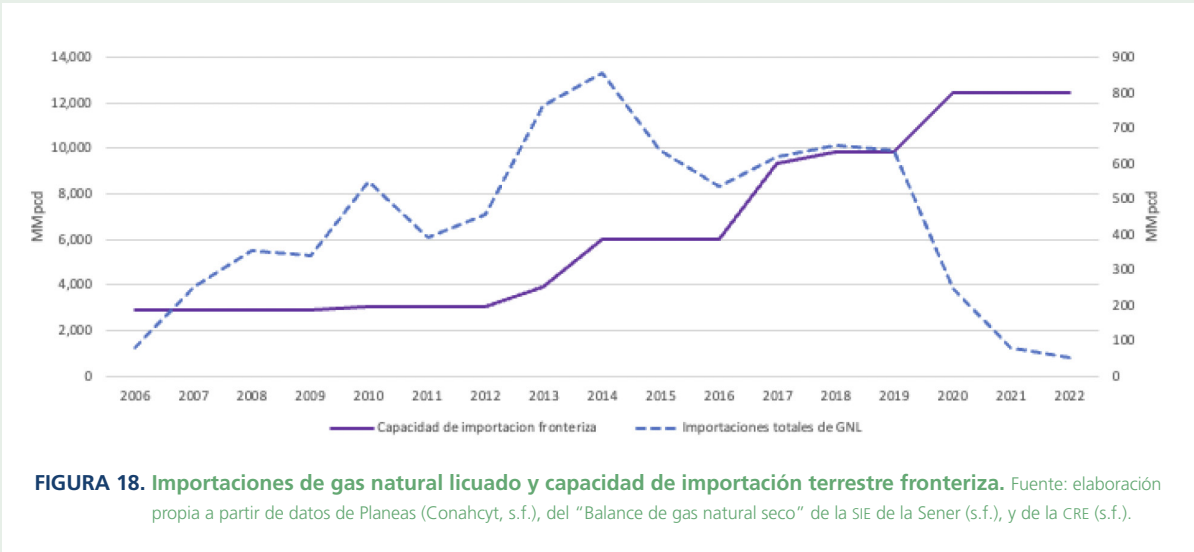


FIGURA 18. Importaciones de gas natural licuado y capacidad de importación terrestre fronteriza. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Planeas (Conahcyt, s.f.), del “Balance de gas natural seco” de la SIE de la Sener (s.f.), y de la CRE (s.f.).

⁸⁰ Esta caída pronunciada en las importaciones de GNL desde 2020 es también atribuible a la emergencia sanitaria provocada de covid-19. El total de importaciones de GNL pasó de 637 MMpcpd en 2019 a 52 MMpcpd en 2022. En particular, las importaciones de GNL desde Estados Unidos pasaron de 393 MMpcpd en 2019 a 10.5 MMpcpd en 2022. Los precios del GNL también han influido en la disminución del flujo hacia puertos mexicanos, incrementándose de 4.5 dólares por Mpc a 13.4 Mpc en 2022 para el GNL importado desde Estados Unidos. Esto se modificó en 2023 cuando los precios disminuyeron a 8.6 dólares por Mpc y las importaciones de GNL desde este país del norte volvieron a incrementarse respecto al volumen de 2022 llegando a los 37.4 MMpcpd. Para más información, véase el histórico de precios de gas de la EIA (s.f.e).

El ingreso de gas metano y la utilización de las terminales de regasificación en las costas de México ha sido muy diferente durante los años en que han operado. Según los datos del SIE (Sener, s.f.),⁸¹ desde que comenzó a operar, la terminal de Manzanillo se convirtió en el punto de mayor ingreso de GNL al país, seguida por la de Altamira, que hasta 2013 había sido la mayor receptora de importaciones. Estas dos terminales son el punto de entrada de GNL inyectado a la red de gasoductos para alimentar algunas de las centrales del sector eléctrico público⁸² y, en menor medida, para el uso o reventa por parte de Pemex.

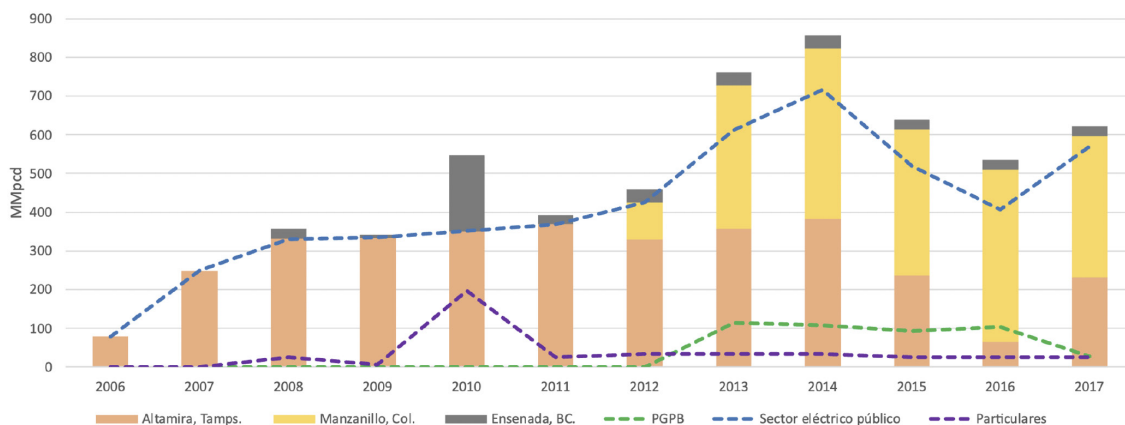


FIGURA 19. Importaciones marítimas de gas natural licuado por punto de ingreso e importador. Fuente: elaboración propia con base en datos de Planeas (Conahcyt, s.f.), del “Balance de gas natural seco” y de los datos “Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión 2007-2017” de la SIE de la Sener (s.f.). Nota: los datos disponibles indican que la terminal de Ensenada ha sido la que menos gas metano ha importado,⁸³ incluso a pesar de ser la que tiene mayor capacidad instalada de almacenamiento y regasificación.

⁸¹ Los datos del SIE contienen información hasta 2017. No existen datos de acceso público desde esa fecha para conocer el flujo de GNL en las terminales instaladas en México.

⁸² Los datos del consumo de GNL en el sector eléctrico público incluyen lo destinado al consumo de la CFE y de los productores independientes de energía (PIE). Los datos publicados en el SIE no hacen mención de centrales eléctricas privadas como destino de dicho gas.

⁸³ Los datos disponibles en el SIE, no especifican el destino de dichas importaciones, ni tampoco si el volumen indicado incluye el volumen de gas que ingresa por la terminal para ser exportado, por lo que no se puede saber con seguridad cuál es el volumen total recibido por la terminal y cuál es la proporción que es exportada a los Estados Unidos. Una aproximación a este dato podría deducirse de los datos de exportación de cada uno de los tres pasos fronterizos en Baja California, pero no es posible afirmar que estos correspondan con los volúmenes exportados por la empresa operadora y comercializadora de la terminal instalada en las costas de Ensenada.

Un ejercicio interesante sería poder calcular la tasa de uso de la capacidad de las terminales regasificadoras de GNL en el país y la tasa de uso de la infraestructura para el transporte de gas metano desplegada en México durante las últimas décadas, en particular con relación a los nuevos proyectos en construcción y planeados en el país para los próximos años. Una aproximación a la tasa de uso de las terminales se puede calcular con los pocos datos disponibles de manera pública como se muestra en la figura 20, aunque esta aproximación está muy limitada por el alcance y precisión de los mismos.⁸⁴ Como se muestra en dicha gráfica, la terminal con el mayor porcentaje de uso hasta 2017 es la de Manzanillo, que entre 2012 y 2017 promedió casi 70% de uso de su capacidad de regasificación, seguida de Altamira que de 2008 a 2017 promedió 37% de uso. En cambio, la terminal de Ensenada es la que muestra la menor tasa de uso de su capacidad instalada con un promedio entre 2008 y 2017 de 4.3%.

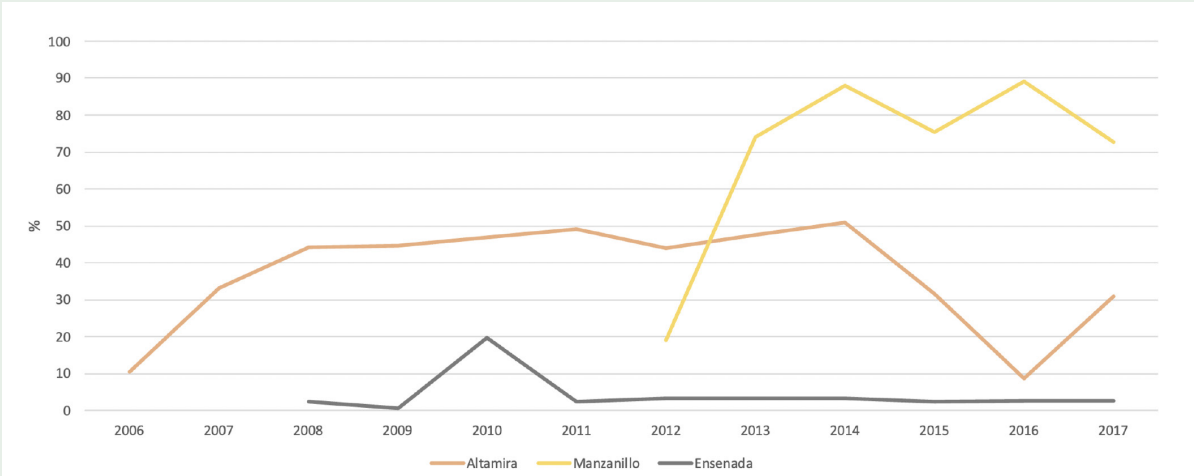


FIGURA 20. Porcentaje de uso de la capacidad de regasificación de las terminales entre 2006 y 2017.

Fuente: elaboración propia con base en datos de Planeas (Conahcyt, s.f.), del “Balance de gas natural seco” y de los datos “Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión 2007-2017” de la SIE de la Sener (s.f.).

⁸⁴ Para calcular este porcentaje se usaron los datos reportados por el SIE (Sener, s.f.) y por las empresas operadoras (Conahcyt, s.f.), sobre la capacidad de regasificación instalada usando el dato de capacidad mínima y la información de importaciones por punto de internación reportada en el SIE; pese a ello, como ya se ha mencionado y se señala con mayor detalle en el Anexo, los datos disponibles sólo permiten una limitada aproximación a la realidad de operación de estas terminales durante los años en que han operado.

En conjunto, las importaciones de GNL tuvieron un ciclo que comenzó en 2006 con la puesta en operación de la primera terminal de regasificación en México, y terminó con la entrada en operación del ducto Sur de Texas-Tuxpan. Sin embargo, en la actualidad se está impulsando en el país un nuevo ciclo de flujo marítimo de gas metano, pero ahora como un hidrocarburo que volverá a ser exportado por un conjunto de terminales de licuefacción, las cuales se analizarán en el siguiente apartado.

La expansión de la infraestructura de transporte de gas natural





La expansión de la infraestructura de transporte de gas natural

Proyectos de nueva infraestructura para el flujo internacional de gas metano a través del territorio mexicano

La expansión de la industria del *shale* en Estados Unidos no es resultado de una casualidad fortuita. Durante décadas la industria fósil ha promovido un constante esfuerzo por extender en tierra y mar la frontera técnico-geológica de la extracción de hidrocarburos. De manera particular, la industria del gas *shale* estadounidense ya ha modificado el complejo energético de México, y en la actualidad ha comenzado a configurar un nuevo reacomodo al colocar al territorio mexicano y la infraestructura de transporte ya construida como una plataforma terrestre-marítima para la exportación de energía hacia otros países.

En este sentido, a la existente articulación que sostiene la exportación de gas metano estadounidense hacia México —mediante ductos y pasos fronterizos— se le agregan en el presente nuevos proyectos. Con ellos, se pretende integrar un conjunto de nueva infraestructura para el transporte de gas metano que permita seguir ampliando el volumen transportado y que expanda el alcance territorial de dicho hidrocarburo hacia distintas zonas del país e incluso más allá de sus fronteras. Los proyectos que se han desarrollado en los últimos años consisten en: 1) terminales portuarias de licuefacción de gas metano, en su mayoría conectadas directamente al flujo de este hidrocarburo desde Estados Unidos con la finalidad de ser reexportado desde puertos

mexicanos; y 2) la construcción de ductos que amplíen el volumen de gas metano importado desde Estados Unidos, así como la extensión de la red existente hacia el sur y sureste del país.

Terminales de licuefacción

A inicios de 2017, pocos meses después de haber iniciado operaciones, la primera terminal de licuefacción en las costas de Estados Unidos⁸⁵ —la cual forma parte de un nuevo momento de expansión del *shale gas* estadounidense— de la empresa Sempra —también estadounidense— ingresó una solicitud a la CRE para la obtención de un permiso de licuefacción de gas metano,⁸⁶ el cual fue aprobado a finales de ese mismo año.⁸⁷ Un año y medio después, en septiembre de 2018, la empresa Mexico Pacific Land Holdings inició el proceso en la CRE para la instalación de otra terminal de licuefacción en las costas del país.⁸⁸ Ambas terminales son parte de un conjunto de 9 proyectos de licuefacción (tabla 7 y figura 21) —con diferentes fases de ampliación en los últimos seis años— diseñados para exportar gas metano desde las costas mexicanas. El gas será transportado mediante algunos de los ductos que componen la nueva red para el transporte de *shale gas* estadounidense en México, así como desde algunos campos de Pemex que están empezando a desarrollarse.

⁸⁵ Aquí se hace mención al territorio de los llamados *lower 48* que refiere a los estados con una continuidad geográfica. En Estados Unidos ya operaba desde la década de 1969 una terminal de licuefacción en Alaska. Los primeros permisos para instalar terminales de licuefacción en las costas estadounidenses del golfo de México y del Atlántico comenzaron a solicitarse en 2012. Durante la administración del gobierno de Barack Obama, se aceleró la entrega de permisos para la construcción de las terminales propuestas y se incrementaron las presiones a varios países europeos para comprar GNL estadounidense, a la par de que incrementaron las ventas en países asiáticos (McLean, 2018).

⁸⁶ En agosto de 2016, sólo seis meses después de que iniciará sus exportaciones la primera terminal de licuefacción de gas metano en Louisiana, Estados Unidos, y 5 meses después de que Jordan Cove LNG —el primer proyecto de exportación de gas metano desde las costas del Pacífico estadounidense— recibiera el rechazo de FERC, Sempra Energy —mediante su filial mexicana IEnova— ya estaba consultando a la CRE respecto a la emisión de un permiso para la construcción y operación de una terminal de exportación de GNL en costas mexicanas.

⁸⁷ El 18 de diciembre de 2017, la CRE —mediante la resolución RES/2912/2017— otorgó el permiso a la empresa Energía Costa Azul S. de R. L. de C. V. para la licuefacción de gas natural en la planta por construirse en Ensenada, Baja California.

⁸⁸ El 27 de junio de 2019, la CRE —mediante la resolución RES/505/2019— otorgó el permiso a la empresa Mexico Pacific Land Holdings S. de R. L. de C. V. para la licuefacción de gas natural en la planta por construirse en Puerto Libertad, municipio de Pitiquito, Sonora.

TABLA 7. Terminales de licuefacción de gas natural licuado en México

Terminal	Empresa	Año estimado de operación	Ubicación	Estatus	Capacidad de licuefacción	Capacidad de exportación	Capacidad de almacenamiento
Energía Costa Azul (Fase I)	Energía Costa Azul S. de R. L. de C. V. (Sempra)	2025	Ensenada, Baja California	En construcción	440 MMpcd	3.9 Mtpa	-
Energía Costa Azul (Fase II)	Energía Costa Azul S. de R. L. de C. V. (Sempra)	-	Ensenada, Baja California	En proyecto	1,740 MMpcd	12.4 Mtpa	160,000 m³
Saguaro Energía ⁸⁹	Mexico Pacific Land Holdings S. de R. L. de C. V. (Mexico Pacific Limited Inc.)	2026	Puerto Libertad, Sonora	En proyecto	2,490 MMpcd	17.6 Mtpa ⁹⁰	-
Saguaro Energía Ampliación ⁹¹	Mexico Pacific Land Holdings S. de R. L. de C. V. (Mexico Pacific Limited Inc.)	-	Puerto Libertad, Sonora	En proyecto	2,490 MMpcd ⁹²	15 Mtpa	-
Terminal Vista Pacífico	Sempra / Total Energies	-	Topolobampo, Sinaloa	En proyecto	550 MMpcd	4 Mtpa	180,000 m³
AMIGO LNG (Fase I)	AMIGO LNG S. A. (LNG Alliance Pte. Ltd.)	2026	Guaymas, Sonora	En proyecto	540 MMpcd	3.9 Mtpa	230,000 m³
AMIGO LNG (Fase II)	AMIGO LNG S. A. (LNG Alliance Pte. Ltd.)	-	Guaymas, Sonora	En proyecto	540 MMpcd	3.9 Mtpa	170,000 m³
Terminal Salina Cruz (FLNG)	CFE ⁹³	-	Salina Cruz, Oaxaca	En proyecto	430 MMpcd	3.0 Mtpa	-
Terminal Altamira (FLNG) (Fase I)	Mexico FLNG S. de R. L. de C. V. (New Fortress Energy Inc.)	2024	Altamira, Tamaulipas	En construcción	200 MMpcd	1.4 Mtpa	160,000 m³
Terminal Altamira (Fase II)	Mexico FLNG S. de R. L. de C. V. (New Fortress Energy Inc.)	2025	Altamira, Tamaulipas	En proyecto	200 MMpcd	1.4 Mtpa	-

Terminal	Empresa	Año estimado de operación	Ubicación	Estatus	Capacidad de licuefacción	Capacidad de exportación	Capacidad de almacenamiento
Terminal Altamira (Fase III)	Mexico FLNG S. de R. L. de C. V. (New Fortress Energy Inc.)	-	Altamira, Tamaulipas	En proyecto	200 MMpcd	1.4 Mtpa	-
Terminal Coatzacoalcos	CFE	-	Coatzacoalcos, Veracruz	En proyecto	600 MMpcd	4.5 Mtpa	-
Terminal Lakach (FLNG)	Pemex - Grupo Carso ⁹⁴	-	golfo de México	En proyecto	300 MMpcd	1.4 Mtpa	-
Terminal Gato Negro	Gato Negro Permitium Uno, S. A. P. I. de C. V.	2027	Manzanillo, Colima	En proyecto	556 MMpcd	4 Mtpa	-

Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), del registro público de permisos de la CRE (s.f.), y del DOE (2024).

En su conjunto, estos proyectos de terminales de licuefacción suman una capacidad de exportación de 77.8 millones de toneladas por año (Mtpa), lo que representa la licuefacción de aproximadamente 11,275 MMpcd de gas metano. Hasta el momento las terminales de Energía Costa Azul - Fase I (3.9 Mtpa) y Altamira FLNG - Fase I (1.4 Mtpa) se encuentran en construcción y algunas como la Terminal Saguaro, AMIGO GNL y Vista Pacífico han anunciado que están a poco tiempo de tomar una decisión de inversión final. Estos proyectos han

⁸⁹ La empresa señala que esta terminal será construida en dos fases: la primera con dos trenes con capacidad de exportación de 4.7 Mtpa cada uno, y una segunda con un tercer tren con capacidad para exportar 4.7 Mtpa, sumando un total de 14.1 Mtpa (Mexico Pacific, s.f.).

⁹⁰ Ésta es la capacidad de exportación que la empresa solicitó en Estados Unidos para obtener la autorización de exportación y reexportación de gas metano desde dicho país; sin embargo, la información que la empresa publica corresponde a 14.1 Mtpa (DOE, 2025a).

⁹¹ Esta ampliación está mencionada en entrevistas. La información de dicha página no tiene datos actualizados conforme a lo que muestran los permisos obtenidos en Estados Unidos por la empresa promotora del proyecto. (Nasdaq, 2022).

⁹² Este dato de la capacidad de licuefacción es una aproximación considerando la capacidad que la empresa reporta para la primera terminal de las mismas características.

⁹³ En julio de 2022, la CFE y Semptra anunciaron una ampliación del MDE firmado un año antes, para incluir la posibilidad de desarrollar conjuntamente el proyecto en Salina Cruz (CFE, 2022b).

⁹⁴ A finales de 2023 se canceló el acuerdo para desarrollar este proyecto entre la empresa Mexico FLNG S. de R. L. de C. V. (New Fortress Energy Inc.) y Pemex. A partir de esa fecha, Pemex ha buscado un socio para el desarrollo del proyecto, siendo la empresa Carso la que ha comenzado pláticas para su involucramiento en el mismo.

ido incrementando el diseño de su capacidad de licuefacción y exportación durante los años en que han ido tramitando los permisos,⁹⁵ es decir, no sólo ha aumentado el número de proyectos en los últimos años, sino también su tamaño⁹⁶ conforme ha ido creciendo la carrera por colocar metaneros con gas estadounidense en las terminales de importación de Europa y Asia.⁹⁷

Lo anterior ha sido impulsado en gran medida por la guerra en Ucrania, que tiene un papel central en la velocidad y escala que está adquiriendo el desarrollo de una gran cantidad de nuevas terminales de licuefacción y regasificación a escala global. En México, a partir de este conflicto no sólo se aceleró la velocidad en que se hacían públicos nuevos proyectos de terminales y acuerdos de venta de GNL a largo plazo, sino que su instalación comenzó a planearse en la costa del golfo de México con la intención de dirigir los metaneros

⁹⁵ Las empresas promoventes de estos proyectos están obligadas en Estados Unidos a solicitar un permiso para la exportación de gas metano hacia México y para la reexportación del mismo a países con los cuales no se tiene firmado un acuerdo de libre comercio. Los proyectos que hasta el momento han solicitado dicha autorización en Estados Unidos son las terminales Saguaro Energía, Energía Costa Azul, Vista Pacifico, AMIGO LNG y Altamira FLNG. En el caso de los permisos en México, ante la CRE hasta el momento sólo han solicitado y obtenido los permisos requeridos las terminales de Altamira FLNG, Energía Costa Azul y Saguaro Energía.

⁹⁶ Un ejemplo de esto son las terminales de Energía Costa Azul y Saguaro Energía, las cuales han incrementado el volumen de exportación en las solicitudes de reexportación de gas metano ingresadas a la FERC en Estados Unidos. En el caso de Saguaro Energía, la empresa solicitante obtuvo un permiso por parte de la FERC en junio de 2018 por un volumen de 425,000 MMpc/año; en diciembre de 2018 solicitó incrementarlo a 621,000 MMpc/año; en junio de 2022 de nueva cuenta solicitó ampliar el permiso hasta los 1,046 MMpc/año mediante el incremento de la capacidad de los trenes a instalar, los cuales sumarían ahora 17.6 Mtpa. En el caso de Energía Costa Azul Fase II, en enero de 2019 la empresa promovente ya había obtenido la autorización para la reexportación de 545,000 MMpc/año a países con un acuerdo de libre comercio y 475,000 MMpc/año a países sin acuerdo, lo que implicaba que la segunda fase de dicha terminal requiriera la capacidad de exportación de 9.1 Mtpa de GNL; al año siguiente, en 2020 la empresa solicitó una ampliación del volumen a 727,000 MMpc/año para países con acuerdo de libre comercio y 636,000 MMpc/año a países sin acuerdo, lo que implicó ampliar el diseño de la terminal proyectada para alcanzar los 12.4 Mtpa de exportación de GNL.

⁹⁷ Entre 2016 y 2023, Estados Unidos ha construido siete terminales de exportación de GNL con una capacidad acumulada para exportar 11.4 mmpcd, además de cinco nuevas terminales en construcción con una capacidad nueva de 9.7 MMpcd, lo que lo convertirá en el país con la mayor capacidad de exportación de GNL. Esta ampliación de infraestructura ha colocado a México como territorio de interés para configurar una salida hacia el océano Atlántico y particularmente hacia el Pacífico mediante la instalación de terminales en la costa oeste del país. Esto resulta atractivo para las empresas del sector debido a los menores tiempos de traslado al evitar el canal de Panamá, además de evitar sus potenciales problemas de saturación recientemente agravados por problemas hídricos.

hacia países europeos.⁹⁸ Durante las últimas dos décadas la cuenca del golfo de México había sido un espacio para el transporte de metaneros hacia Altamira, más recientemente de gasoductos submarinos, y ahora se pretende configurar como parte de la ruta de expansión de las exportaciones de gas metano desde territorio mexicano.⁹⁹

La rapidez en el desarrollo de proyectos en el golfo de México también tiene relación con la producción de terminales de licuefacción *offshore* —costa afuera— conocidas en inglés como *floating liquefied natural gas* (FLNG). Este tipo de instalaciones flotantes —en sus diversas versiones— podría considerarse como una “nueva generación” de terminales de GNL que reducen los costos y tiempos de construcción, pueden ser conectadas a ductos o pozos de gas metano, son transportables y —por su localización en embarcaciones— requieren un mínimo uso de tierras, lo que les permite evitar negociaciones por el uso dichos espacios además de reducir costos de instalación.

⁹⁸ Si bien no hay información pública sobre contratos para la exportación hacia Europa, la primera terminal de exportación que está programada para comenzar a operar en México es la ubicada en Altamira con salida hacia el Atlántico; en septiembre de 2022 se hizo explícito el interés de Alemania por comprar gas metano de exportación desde las costas de México (DW, 2022).

⁹⁹ Es importante señalar que las terminales flotantes requieren más mantenimiento que las instaladas en tierra firme, y están más limitadas en potenciales expansiones. Por estos motivos, son consideradas como infraestructura para proyectos de exportación y no tienen un horizonte de operación a largo plazo.

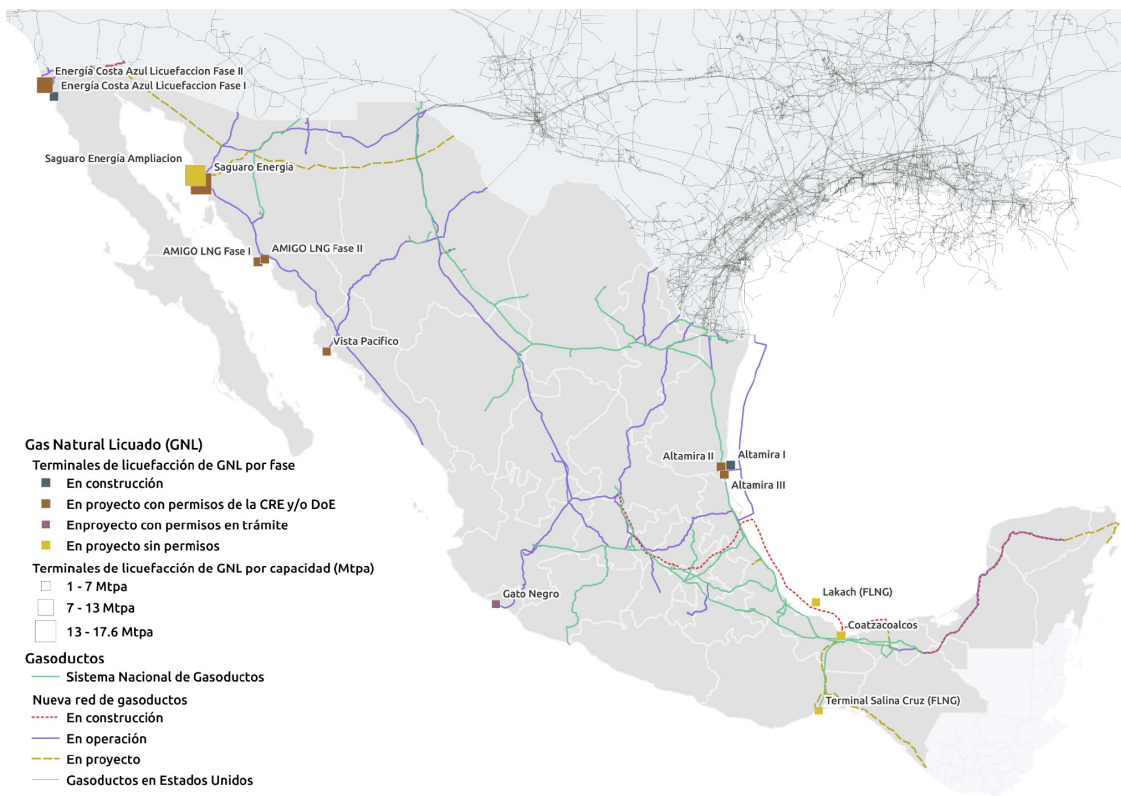


FIGURA 21. Terminales de licuefacción de gas natural licuado en México. Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024), de Planeas del Conahcyt (s.f.), del mapa de la industria de los hidrocarburos elaborado por el CNIH de la CNH (2024), del registro público de permisos de la CRE (s.f.) y del DOE (2024).

A continuación, se presenta una breve descripción de los proyectos de terminales de licuefacción en México que fueron identificados para este estudio.¹⁰⁰

Terminales de licuefacción en el Pacífico

Terminal Energía Costa Azul (ECA)

Esta terminal de licuefacción para la exportación de gas metano estadounidense es propiedad de la empresa Semptra,¹⁰¹ y se pretende construir a un costado de la terminal de regasificación de la misma empresa ubicada en Ensenada, Baja California. Está proyectada para ser desarrollada en dos fases: 1) la primera contempla la instalación de un tren de licuefacción de 3.9 Mtpa de capacidad que podría llegar a exportar hasta 490 MMpcd de gas metano, y la empresa estima que comenzará a operar en 2025; 2) la segunda fase consiste en la construcción de un segundo tren de licuefacción con capacidad de 12.4 Mtpa, lo que implicaría un flujo hacia el exterior de 1,990 MMpcd. Esta terminal se conectará —mediante el gasoducto Rosarito propiedad de Semptra— con el paso fronterizo Los Algodones, cerca de la ciudad de Mexicali, desde donde se articulará con la red de ductos estadounidense.

Durante 2023 comenzó la construcción del gasoducto ECA, que irá paralelo a la línea central del gasoducto Rosarito para duplicar la capacidad de transporte de gas metano desde la frontera estadounidense hacia esta terminal de licuefacción.¹⁰² La empresa reporta que, hasta 2023, tenía firmados compromisos de compra mediante tres contratos por veinte años con las empresas Total, Tokio Gas y Mitsui, cada uno por 0.8 Mtpa de la capacidad de la primera fase del proyecto.¹⁰³

¹⁰⁰ Existe dificultad para obtener información del conjunto de estos proyectos y sus características. La información publicada por las empresas es poca y muchas veces no coincide con los datos publicados por la FERC, la CRE y los medios de comunicación.

¹⁰¹ En 2020 la empresa Total adquirió el 16 % del proyecto.

¹⁰² En la actualidad, el complejo Rosarito para el transporte de gas está compuesto por tres tramos, de los cuales la línea central del gasoducto Rosarito tiene una capacidad para transportar de 534 MMpcd. Este gasoducto, al llegar al sur de Tecate, se conecta con el gasoducto Rosarito LNG Spur, que se extiende hasta la terminal de regasificación Costa Azul y tiene capacidad para transportar 2,600 MMpcd. Con la construcción del gasoducto Rosarito ECA, la capacidad de transporte del complejo Rosarito en su tramo Los Algodones-Tecate podrá transportar 1,110 MMpcd.

¹⁰³ Es interesante señalar que antes de solicitar permisos ante la CRE, en febrero de 2015 Semptra —antes IEnova— había firmado un MDE con Pemex para la colaboración en el desarrollo de una planta de licuefacción en el mismo lugar en el que unos meses después la empresa estadounidense estaría proponiendo su nueva terminal, pero ahora sin la intervención directa de Pemex. El documento firmado define las bases para la colaboración con la intención de llegar a un acuerdo de participación, incluyendo el desarrollo, la estructuración y los términos bajo los cuales Pemex podría convertirse en cliente e inversionista (Energía Hoy, 2015).

Puerto Libertad (Saguaro Energía)

Otro proyecto se encuentra ubicado en Puerto Libertad, Sonora, y está siendo promovido por la empresa Mexico Pacific Limited LLC, creada a partir de la asociación entre DKRW Energy LLC —una empresa que hace años estuvo asociada a Halliburton— y AECOM Capital —que está conformada por ex directores de ENRON. En la actualidad, los principales inversores de la empresa son Quantum Energy Partners (38.2 %), AVAIO Capital (24.3 %), Tortoise Capital Advisor (11.2 %) y DKRW Energy Partner (8 %).

El proyecto contempla la instalación de tres trenes de licuefacción de 5.87 Mtpa con una capacidad total de 17.6 Mtpa¹⁰⁴ y un potencial de exportación de 2,490 MMpcd.¹⁰⁵ Sin embargo, el proyecto ha tenido varios cambios desde que se comenzaron a solicitar los permisos en México y Estados Unidos para su construcción y operación en 2018. Los primeros permisos solicitados hacían referencia a una terminal con capacidad de licuar 1,164 MMpcd, luego la empresa solicitó su ampliación a 1,700 MMpcd y en 2022 ya había solicitado una nueva ampliación para alcanzar los 2,490 MMpcd. Ese mismo año, la empresa anunció que tenía considerada una ampliación del proyecto que consistiría en la instalación de otros tres trenes de licuefacción con las mismas capacidades que los primeros, lo que permitiría que la terminal alcance una capacidad de exportación de 35.2 Mtpa. La empresa indica que en el presente cuenta con diversos contratos a largo plazo para la venta de GNL a países asiáticos.¹⁰⁶ La terminal recibirá el gas metano proveniente de la frontera norte por medio del gasoducto Sonora que opera una empresa filial de Semptra y que tiene su punto de interconexión fronterizo en el poblado de Sásabe, Sonora.¹⁰⁷

También existe un proyecto para construir un nuevo gasoducto entre la frontera de Chihuahua con Estados Unidos hasta Puerto Libertad para poder abastecer a la terminal planeada en dicho puerto. Para ello, en marzo de 2023 la CFE y Mexico Pacific Limited LNG Exports firmaron un memorándum de entendimiento (MDE) para la posible venta de entre 400,000 y 600,000 BTU diarios (CFE, 2023b), los cuales serán transportados por este nuevo proyecto de gasoducto llamado STGN Sierra Madre. La empresa Mexico Pacific Limited estima que la terminal comience a operar en 2027.

¹⁰⁴ Ver nota 120.

¹⁰⁵ El permiso G/22264/LICUE/2019 indicaba una capacidad de 12 Mtpa totales repartidas en cuatro trenes de licuefacción de 3 Mtpa cada uno. En 2023 la empresa solicitó a la CRE la modificación del permiso para ampliar la capacidad de la terminal pasando de cuatro a tres trenes de licuefacción pero de 5.5 Mtpa cada uno, dando un total de 16.5 Mtpa, que es la capacidad autorizada por la CRE.

¹⁰⁶ La empresa ha anunciado que, durante los últimos años, ha firmado contratos por un total de ventas de 8.7 Mtpa con un promedio de duración por contrato de veinte años. Los contratos anunciados al momento son: 1) tres contratos con Shell, de los cuales dos son por 2.6 Mtpa a 20 años y el tercero por 1.1 Mtpa a 20 años, 2) dos contratos con Exxon Mobil por 1 Mtpa cada uno a 20 años con una opción a futuro por un 1 Mtpa extra, 3) un contrato con Guangzhou Development Group por 2 MTPA a 20 años; y 4) un contrato con Zhejiang Energy International Limited por 1 Mtpa por 20 años.

¹⁰⁷ Es interesante señalar que desde 2006 se planteó la construcción del gasoducto Sonora por parte de la empresa El Paso Corp. Este proyecto incluía la instalación de una terminal de regasificación en el Puerto Libertad para inyectar gas metano en dicho gasoducto. Esta primera versión del proyecto no se llevó a cabo, y en 2011 se retomó el proyecto del gasoducto para la importación vía terrestre desde Estados Unidos. Cuando ya estaba en construcción el gasoducto Sonora por parte de la empresa Semptra, quien retomó el proyecto de la terminal de GNL fue la empresa Mexico Pacific Limited, con la finalidad de exportar gas metano a diferencia del proyecto original de 2006.

Terminal Vista Pacífico

La empresa Semptra comenzó en 2020 la solicitud de permisos en Estados Unidos para la exportación hacia México y para su reexportación desde una terminal de licuefacción a ubicarse en el puerto de Topolobampo, Sinaloa. Los permisos obtenidos por la empresa indican que el proyecto planea instalar un tren de licuefacción con capacidad de 4 Mtpa que permita la exportación de 548 MMpcd, así como la construcción de una unidad de almacenamiento de GNL con capacidad para 180,000 m³ de gas licuado.

En enero de 2022 la empresa Semptra firmó un MDE no vinculante con la CFE para desarrollar conjuntamente esta terminal. Hasta el momento se ha indicado que parte del GNL transportado podría dirigirse a la unidad de almacenamiento flotante (FSU, por sus siglas en inglés) de New Fortress Energy Pacifico —ubicada en Pichilingue, Baja California Sur— y el resto sería enviado al mercado asiático. En julio de 2022 Semptra y CFE renovaron el memorándum para el desarrollo de la terminal, el cual incluyó la modificación de la ruta del gasoducto Guaymas-El Oro con la finalidad de terminar su construcción. Este gasoducto —perteneciente a Semptra— y el gasoducto El Encino-Topolobampo —de tc Energy— serían los encargados de transportar el gas desde la frontera con Estados Unidos para ser licuado en dicha terminal. En marzo de 2021, Total Energies y Semptra firmaron un acuerdo para que Total Energies adquiriera un tercio de la producción de GNL del proyecto Vista Pacífico, y se acordó que la empresa francesa sea accionista del 16.6% del proyecto.

Terminal AMIGO

Este proyecto —a ubicarse en el puerto de Guaymas, Sonora— es promovido por la empresa AMIGO S.A., subsidiaria de la empresa LNG Alliance Pte. Ltd. La terminal propuesta está dividida en dos fases: 1) la primera corresponde a la instalación de un tren de licuefacción con capacidad de 3.9 Mtpa, lo que permitiría exportar aproximadamente 500 MMpcd hacia el mercado asiático, así como la construcción de un tanque de almacenamiento de GNL con capacidad de 230,000 m³; 2) la segunda consistiría en la construcción de un segundo tren de licuefacción con igual capacidad de licuefacción y exportación, además de un tanque de almacenamiento con capacidad de 170,000 m³ de GNL. Una vez construidas las dos fases, esta terminal proyecta tener una capacidad de licuefacción total de 7.8 Mtpa, lo que permitiría a la empresa la exportación de 1,000 MMpcd de gas metano.

La información presentada por la empresa para la obtención de los permisos en Estados Unidos para la exportación y reexportación de gas metano¹⁰⁸ indica que los trenes de licuefacción del proyecto estarán instalados en dos embarcaciones, y que éstos se conectarán mediante ductos a las bombas y tanques de almacenamiento de GNL ubicados en tierra firme (DOE, 2023). La terminal pretende exportar gas metano transportado por el gasoducto Samalayuca-Sásabe (Carso) y Sásabe-Guaymas (Semptra) hacia países del sureste asiático e India; para ello, la empresa ha señalado que tiene convenios de compra por 1.8 Mtpa en el sureste asiático, y está en búsqueda de cerrar acuerdos por el resto de la capacidad del primer tren con India, Indonesia y China.¹⁰⁹ En agosto de 2022 se anunció que la decisión final de inversión se daría a conocer en febrero de 2023 y que se esperaba que el primer tren de licuefacción comenzara operaciones en Mayo del 2026, pero hasta finales de 2024 la decisión final aún no ha sido anunciada.

¹⁰⁸ En diciembre de 2020 el Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos otorgó el permiso a la empresa Epsilon LNG LCC mediante la orden no. 4629 (DOE, 2023).

¹⁰⁹ La empresa ha señalado que, de cerrarse dichos acuerdos, valoraría la posibilidad de ampliar la capacidad del primer tren de licuefacción de 3.9 Mtpa a 4.8 Mtpa (Pitts, 2022).

Terminal Salina Cruz

Esta terminal fue mencionada por primera vez a finales de 2014 durante un evento en el estado de Texas. En él, se anunció la búsqueda de socios estratégicos para que Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) desarrollara un proyecto de terminal de exportación de GNL como parte de una segunda fase del proyecto conocido como Cinturón Transoceánico, con la intención de procesar y exportar hacia Asia y Oceanía el gas metano que se extrae en el golfo de México. Un año después, la propuesta de terminal de licuefacción formó parte de los trámites ambientales que una subsidiaria de Pemex comenzaría a realizar para la construcción de un gasoducto a través del Istmo de Tehuantepec,¹¹⁰ el cual no se ha realizado hasta la fecha. En el año 2018 la empresa Southwestern Energy manifestó su intención de construir una terminal de exportación de GNL, así como una planta de metanol en el puerto de Salina Cruz, aunque esto tampoco pasó de ser más que un anuncio.

Poco después, el Gobierno mexicano retomó los planes de la terminal de licuefacción como parte del Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec (CIIT), y en julio de 2019 se firmaron dos cartas de interés con la International Development Finance Corporation (DFC) de Estados Unidos, para el potencial financiamiento de dos proyectos de transporte de gas metano en el sureste de México. Uno de ellos hacía referencia a la construcción de una planta de licuefacción de gas metano en el sur del país. La fase más actual de este proyecto comenzó en agosto de 2021, cuando CFenergía lanzó una convocatoria oficial para la instalación en el puerto de Salina Cruz de una terminal FLNG con capacidad de licuefacción de 3 Mtpa. Después, en julio de 2022, CFE y Semptra anunciaron un MDE para valorar la posibilidad de desarrollar conjuntamente este proyecto en Salina Cruz.

Terminal Gato Negro

Esta terminal es la última de las que han sido anunciadas hasta la fecha. La empresa Gato Negro Permitium Uno, S. A. P. I. de C. V. pretende ubicar esta planta en Manzanillo, Colima, con una capacidad de licuefacción de 4 Mtpa y un flujo de gas hacia el exterior de 556 MMpcd. La empresa ya comenzó la solicitud de permisos en Estados Unidos y México; y prevé comenzar operaciones en 2027. De manera asociada a este proyecto, también se ha proyectado la ampliación de la capacidad de las estaciones de compresión para expandir el volumen de transporte de gas metano del gasoducto Wahalajara, propiedad de Esentia Energy —antes Fermaca.¹¹¹ Esta última obra, permitirá transportar una mayor cantidad de gas metano desde la frontera norte hasta las cercanías de la ciudad de Guadalajara, Jalisco, y de ahí llevar este hidrocarburo por medio del gasoducto de Occidente hasta Manzanillo, donde se pretende instalar dicha terminal.

¹¹⁰ En 2015 fue presentada la manifestación de impacto ambiental (MIA) con clave 200A2015G0028, disponible en el portal de consulta de la Semarnat (s.f.), correspondiente al Cinturón Transoceánico de gas natural. En esta MIA se proyectaba la construcción de un ducto hacia Salina Cruz para alimentar una planta de GNL a instalarse en dicho puerto.

¹¹¹ Para saber más, véanse las MIA con claves 32ZA2024G0004 y 14JA2024G0030, disponibles en el portal de consulta de la Semarnat (s.f.).

Terminal FLNG Altamira

Este proyecto de terminal de licuefacción y la terminal Energía Costa Azul son hasta el momento los dos más avanzados. La terminal de Altamira desarrollada por la empresa México FLNG S. de R. L. de C. V. —filial de New Fortress Energy Inc.— consiste en tres terminales para la exportación de gas metano a ubicarse en el puerto de Altamira, Tamaulipas, y sus cercanías. Cuando se solicitaron permisos a la CRE en 2022, el proyecto consistía en dos fases en las que en cada una se consideraba el despliegue de una unidad de licuefacción flotante a ubicarse a unos 25 km de la costa de Altamira, justo donde se ubica el gasoducto submarino sur de Texas-Tuxpan, al cual estarían conectadas para poder tener acceso al hidrocarburo. Cada una de las unidades de licuefacción tendría la capacidad de licuar 1.4 Mtpa, lo que le permitiría a cada una exportar un aproximado de 180 MMpcd de gas metano. Estas dos unidades estarían acompañadas y conectadas a una FSU con capacidad para contener 160,000 m³ de GNL, y que servirá para hacer transferencias a sistemas de transporte marítimo para el traslado transoceánico del hidrocarburo.

Este proyecto se ha modificado en los últimos meses. La empresa ha anunciado que el proyecto incluirá una tercera fase que consiste en un tercer tren con las mismas capacidades de licuefacción que los planeados en las primeras dos fases del proyecto, lo que ampliará la capacidad total a 4.2 Mtpa de licuefacción y 540 MMpcd de exportación. Además, en una presentación reciente sobre la segunda y tercera unidades de licuefacción, la empresa anunció que existe una carta de intención firmada con la CFE para que estos dos trenes puedan ser instalados en una plataforma terrestre adjunta a la terminal de regasificación KMS que opera en el puerto de Altamira.¹¹² La empresa New Fortress Energy anunció que la primera unidad FLNG¹¹³ comenzó a operar en agosto de 2024 con el envío del primer metanero hacia el puerto de Pichilingue en Baja California Sur, donde la empresa tiene una terminal de regasificación. Aún no hay fecha para la construcción y operación de las siguientes dos unidades.

¹¹² En septiembre de 2021, la CFE firmó un contrato de almacenamiento en base firme por diez años con la Terminal FLNG de Altamira. Lo particular de este acuerdo es que, al término del contrato, la CFE será poseedora de la infraestructura del sistema de almacenamiento de dicha terminal (CFE, 2023c).

¹¹³ Desde 2011 se han ido desarrollando terminales de licuefacción flotantes (FLNG, por sus siglas en inglés), las cuales han ampliado el número de países y yacimientos de hidrocarburos que se han ido integrando al mercado mundial de GNL. Recientemente, la empresa New Fortress Energy ha construido un tipo de terminales llamadas *Fast FLNG*, que consisten en la instalación de tres unidades flotantes —una para el tratamiento del gas, otra para su licuefacción y una tercera para el personal operativo— que se conectan a una unidad flotante de almacenamiento (FSU, por sus siglas en inglés) de GNL, desde la cual se cargan los barcos metaneros que lleguen a la plataforma. Esta instalación de las unidades sobre plataformas marinas le ha permitido a la empresa reducir los costos de instalación y los tiempos de construcción de dichas unidades (New Fortress Energy, s.f.).

Terminal Lakach

A finales de 2022, Pemex firmó una alianza con la empresa estadounidense New Fortress Energy para la comercialización de gas metano licuado en una terminal flotante de esta segunda empresa a instalarse en las aguas del golfo de México, cerca del campo de aguas profundas de nombre Lakach. Éste es el único de los proyectos de terminales de exportación que contempla la licuefacción de gas extraído del subsuelo mexicano.

El contrato indica que de los 300 MMpcd que se estima extraer de dicho campo, 190 MMpcd serán comercializados en el mercado mundial por parte de la empresa New Fortress Energy y los 110 MMpcd restantes serán inyectados por Pemex a la red de gasoductos en México para su comercialización. Esta alianza implica el desarrollo conjunto del campo Lakach de gas metano no asociado, ubicado en aguas profundas del golfo de México, para el cual la CNH señala reservas por alrededor de 900 mil millones de pies cúbicos, lo que significa una producción promedio de 300 MMpcd en un horizonte de 10 años (CNH, 2023).

Las empresas involucradas estimaban que el proyecto comenzaría a producir y exportar gas metano en 2024. Sin embargo, esto se modificó en 2023 por la terminación de la alianza por parte de la empresa New Fortress Energy y la firma en 2024 de un acuerdo entre las empresas Carso y Pemex para retomar el proyecto con nuevos inversionistas.

Terminal Coatzacoalcos

Esta terminal es la última que se ha anunciado y de la que menos información existe hasta el momento. A finales de noviembre de 2022, la empresa CF Energía —subsidiaria de CFE— publicó una convocatoria para conocer el interés en torno a desarrollar esta terminal, la cual deberá tener una capacidad de exportación de 4.5 Mtpa y la posibilidad de licuar 600 MMpcd. A la par de este proceso, se anunció la construcción de un nuevo ducto submarino de nombre Puerta al Sureste, que se pretende que recorra 700 km del golfo de México desde Tuxpan, Veracruz, hasta el puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, desde donde continuará por el mar hacia las cercanías de la refinería Olmeca que se está construyendo en Paraíso, Tabasco. La convocatoria señala que CF Energía, quien es socia de TC Energy para el gasoducto Puerta al Sureste, será la empresa encargada de proveer el gas metano a ser licuado y facilitará la interconexión de la terminal a los gasoductos que proveerán del hidrocarburo a ser exportado.

En resumen, los proyectos para la instalación de terminales de reexportación de gas metano desde territorio mexicano se han multiplicado en número y tamaño con mucha velocidad. Además, su desarrollo se ha acompañado por otro conjunto de proyectos relacionados con nuevas obras de construcción de gasoductos, principalmente en el noroeste y sureste del país. Estos últimos han sido planeados para intensificar y extender el flujo de gas metano importado hacia regiones donde la nueva red no había alcanzado a articularse — como el sureste —, así como para responder al incremento de las dimensiones y capacidades que han ido teniendo los diversos proyectos de terminales de exportación que pretenden instalarse en costas mexicanas, como resultado de la actual competencia global por hacerse de una cuota del mercado de GNL.

Gasoductos en proyecto

En paralelo a estos proyectos de terminales de exportación de GNL, también se ha desarrollado otra serie de proyectos para ampliar el alcance geográfico de la nueva red de gasoductos, así como para ampliar la capacidad de transporte desde la frontera norte hacia los proyectos de exportación de GNL, e incluso para extender la red de ductos hacia el istmo centroamericano (tabla 8).

TABLA 8. Proyectos de gasoductos en México

Nombre	Empresas	Estatus	Capacidad (MMpcd)	Longitud (km)	Licitante / Contratista
Jáltipan - Salina Cruz	-	En proyecto	500	315	CFE
Gasoducto Prosperidad	-	En proyecto	60	355	CFE
Gasoducto Mayakan Fase II Valladolid - Cancún (Cuxtal II)	ENGIE (FRA)	En proyecto	-	-	-
STGN Sierra Madre	-	En proyecto	2,834	800	Mexico Pacific Limited Inc.
Gasoducto Centauro del Norte Fase I y II	Carso (MEX)	En proyecto	400	450	CFE

Fuente: elaborado con información de Geocomunes (2024) y del registro público de permisos de la CRE (s.f.).

A continuación, se presentan los principales proyectos de ampliación de la red de gasoductos, que se pueden visualizar en la figura 22.

Gasoducto Puerta al Sureste

Este gasoducto fue anunciado en 2022, como parte de una alianza entre TC Energy y la CFE, firmada en 2021 (TC Energía, 2022). Este proyecto de ducto tiene un total de 715 km y una capacidad de transporte de 1,390 MMpcd. La ruta del proyecto —que en el presente ya se encuentra en construcción— tiene un primer trazo submarino a lo largo del golfo de México que lo conecta en Tuxpan, Veracruz, al flujo de gas metano proveniente de Estados Unidos mediante el ducto Sur de Texas-Tuxpan, para continuar hasta las cercanías del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, donde tendrá una potencial conexión al proyecto de gasoducto Jáltipan-Salina Cruz con el que se pretende llevar gas desde el sur de Veracruz hasta Salina Cruz en Oaxaca, para ser finalmente exportado por la terminal de GNL proyectada a instalarse en dicho puerto. El segundo tramo submarino irá desde Coatzacoalcos hasta las cercanías de la nueva refinería Olmeca en Paraíso, Tabasco, donde se tiene planificada una futura conexión con el gasoducto Mayakan, el cual comienza su trazo en las cercanías de Reforma, Tabasco, y es el principal medio de transporte de este hidrocarburo hacia el estado de Yucatán.

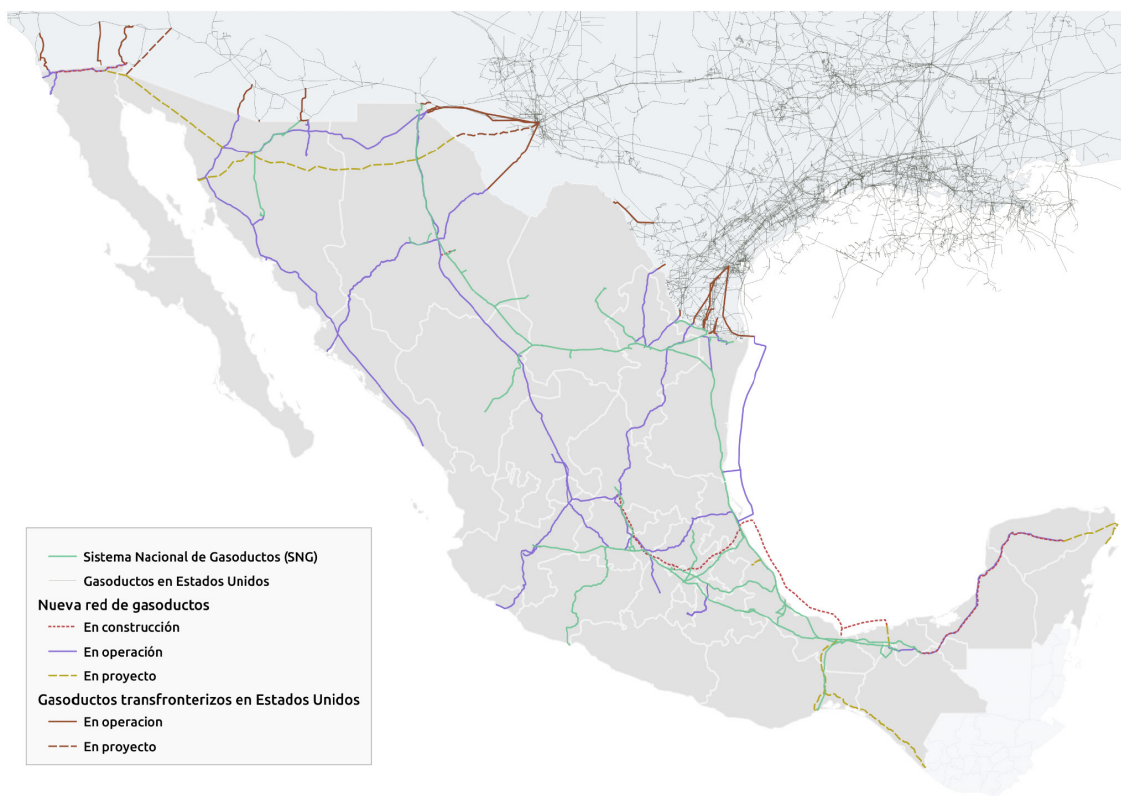


FIGURA 22. Gasoductos en proyecto en México y Estados Unidos. Fuente: elaborado con información de geocomunes (2024), de Planeas del Conahcyt (s.f.), del mapa de la industria de los hidrocarburos elaborado por el CNIH de la CNH (2024) y del registro público de permisos de la CRE (s.f.).

Extensión Mayakan

Este proyecto es una ampliación de la capacidad de transporte de gas metano entre Tabasco y Yucatán. Consiste en un nuevo ducto de manera paralela al gasoducto Mayakan. El proyecto está propuesto para tener la misma capacidad y longitud que el Mayakan, que opera desde 1999. Para el desarrollo

de este nuevo ducto se firmó recientemente un convenio entre las empresas ENGIE y CFE. Se proyecta que tendrá 700 km de longitud y una capacidad de 250 MMpcd, lo que duplicará la capacidad existente de transporte de gas hacia la península de Yucatán con la finalidad de abastecer las centrales eléctricas Mérida IV¹¹⁴ y Valladolid Riviera Maya,¹¹⁵ recientemente construidas en las ciudades de Mérida y Valladolid,¹¹⁶ así como para el consumo de las áreas urbanas y de la industria turística en ciudades como Mérida, Valladolid, Cancún y Playa del Carmen.¹¹⁷

Gasoducto STGN Sierra Madre

Este proyecto de ducto está planeado para llevar gas metano a la terminal Saguaro Energía en Puerto Libertad, Sonora. La información que se tiene sobre él es que el total de su capacidad de transporte, que se ha anunciado será de 2,834 MMpcd, estará destinada a la terminal de licuefacción a construirse en Puerto Libertad. Este nuevo proyecto está acompañado de un proyecto de gasoducto en Estados Unidos llamado Saguaro Connector, el cual será el medio de transporte del gas que se pretende inyectar al gasoducto STGN Sierra Madre

¹¹⁴ Esta central eléctrica de ciclo combinado tendrá una capacidad instalada de aproximadamente 500 MW y su consumo de gas operando al 100 % de carga será de 100 MMpcd; para saber más, véase la MIA con clave 31YU2019E0052, disponible en el portal de consulta de la Semarnat (s.f.).

¹¹⁵ Esta central eléctrica de ciclo combinado tendrá una capacidad instalada de 1,020 MW y su consumo de gas operando al 100 % de carga será de 165 MMpcd; para saber más, véase la MIA con clave 31YU2021E0026 disponible en el portal de consulta de la Semarnat (s.f.).

¹¹⁶ El incremento en el consumo de gas metano en la península estará impulsado mayormente por la demanda de electricidad que tendrá el Tren Maya. En la actualidad, más del 70 % de la electricidad en Campeche, Yucatán y Quintana Roo se genera en centrales de ciclo combinado a partir de gas metano; a lo largo de 2022 la generación tuvo un promedio de 1,091 MWh en la región peninsular, y se consumieron 1,651 MWh, lo que implicó el traslado de electricidad desde otras regiones para satisfacer la totalidad de la demanda eléctrica. La CFE estimaba que la demanda máxima para 2024 —con la entrada en operación del Tren Maya— sería de 2,642 MW, lo que implica un incremento del 60 % del consumo eléctrico, parte del cual será cubierto por las nuevas centrales de ciclo combinado. No se tiene información de cuánto de ese incremento corresponderá a la operación del Tren Maya, pero es la única infraestructura en construcción que podría demandar energía eléctrica en el corto plazo, por lo que se puede deducir que gran parte de ese incremento corresponderá sólo a la demanda que tendrá el Tren (Sener, 2023b; CFE, 2023d).

¹¹⁷ Las empresas involucradas en esta expansión también han señalado la construcción de un gasoducto que correría de Valladolid a Cancún y de ahí hasta Playa del Carmen, como parte del ducto existente que llega hasta Valladolid; sin embargo, no se logró encontrar información clara de la fase de dicho proyecto para confirmar si se encuentra actualmente en construcción, en operación o si permanece como proyecto.

para ser reexportado por la terminal en Puerto Libertad. Parte del gas que será transportado con este gasoducto entre los estados de Chihuahua y Sonora será vendido por la CFE —según un acuerdo firmado en 2023— en Estados Unidos, en cantidades aproximadas de 780 MMpcd diarios (Sánchez Jiménez, 2023), los cuales se enviarán durante 25 años por estos dos ductos hasta la terminal de GNL en proyecto.

Gasoducto Centauro del Norte Fase I y II

En abril de 2022, la CFE publicó una convocatoria para la contratación del servicio de transporte de gas metano por ducto, con la finalidad de proveer hasta 600 MMpcd de gas a las centrales en operación y por construirse en la zona norte de Baja California y Sonora.¹¹⁸ Casi un año después de la publicación de la convocatoria, en febrero de 2023, la CFE, Carso y Sempra firmaron un MDE para la construcción de un nuevo gasoducto de 450 km de longitud que se pretende esté conectado a los ya existentes sistemas de transporte Samalayuca-Sásabe y Sásabe-Guaymas, propiedad de Carso Energy y de Sempra respectivamente. La finalidad de esta nueva infraestructura es el transporte de gas metano hacia centrales de la CFE que estarán ubicadas entre Sásabe, Sonora y Algodones, Baja California, así como la optimización de la reserva de capacidad de la CFE. A inicios de 2024 la empresa Carso anunció la construcción de la primera fase de este proyecto con el nombre gasoducto Centauro del Norte, que consiste en un ducto de 77 km desde las centrales eléctricas de San Luis Río Colorado y Altar, hasta la central de Ciclo Combinado González Ortega en Mexicali, con una interconexión con el gasoducto Rosarito.¹¹⁹

¹¹⁸ Las centrales indicadas en la convocatoria son: Turbogás González Ortega, Ciclo Combinado Mexicali, Ciclo Combinado San Luis Río Colorado, Termoeléctrica Presidente Juárez, Ciclo Combinado Presidente Juárez, Turbogás Tijuana y aeroderivadas, y Ciclo Combinado Baja California III (CFE, 2022c).

¹¹⁹ Para saber más, véase la MIA con clave 26SO2024G0007, disponible en el portal de consulta de la Semarnat (s.f.).

Gasoducto Rosarito ECA

La empresa Semptra —mediante su filial gasoducto Rosarito S. de R. L. de C. V.— está construyendo un nuevo ducto para el transporte de gas como parte de la red que ha instalado al norte de Baja California, conocida como gasoducto Rosarito. El nuevo ducto de 200 km tiene una capacidad de transporte de 513 MMpcd, y corre desde la estación de compresión Las Dunas, ubicada en las cercanías del poblado fronterizo Los Algodones, hasta la estación de compresión El Carrizo, al sur de Tecate, en la cual se conectará con el ducto Rosarito LNG Spur. Este último lleva gas hasta el centro energético La Jovita, donde se está construyendo la terminal de licuefacción Energía Costa Azul también por parte de Semptra. Este nuevo ducto está siendo construido con la intención de proveer de gas a la nueva terminal de exportación, y tiene contemplado un derecho de vía de 30 metros que permita a la empresa construir un nuevo ducto paralelo cuando se comience la construcción de la fase II de la terminal de licuefacción (Gasoducto de Aguaprieta, 2021).

Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz

Este proyecto de gasoducto se anunció como parte del *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas metano 2015-2019*, y durante los años 2016 y 2017 el Cenagas realizó estudios de demanda potencial y prefactibilidad técnica del proyecto. Hasta la fecha no ha sido construido, pero desde el anuncio y avance de las obras del CIIT se retomó para abastecer de gas metano a los parques industriales del corredor, la nueva planta coquizadora en Salina Cruz, el proyecto de terminal de licuefacción en Salina Cruz y el envío de gas hacia la frontera con Guatemala mediante el proyecto gasoducto Prosperidad, cuya construcción dependerá del emplazamiento del ducto Jáltipan-Salina Cruz. En agosto de 2021, la CFE publicó una convocatoria para conocer el interés por parte del sector privado en el desarrollo de infraestructura de licuefacción de gas natural en el puerto de Salina Cruz, Oaxaca, así como en la construcción de un gasoducto entre Salina Cruz, Oaxaca, y la localidad de Chinameca, Veracruz, muy cercana a Jáltipan, donde se está ampliando la capacidad de la central de compresión existente. El ducto que forma parte de la convocatoria tendría una capacidad de 500 MMpcd, de los cuales 430 MMpcd estarán destinados a la terminal de licuefacción proyectada en Salina Cruz, y el volumen restante será repartido entre los parques industriales del CIIT y demás usuarios (CFEnergía, 2021).

Gasoducto Prosperidad

Este proyecto de gasoducto data de la década de 1970, pero fue hasta inicios del siglo XXI cuando se retomó la propuesta de su construcción. En 2015, Pemex firmó un contrato con la empresa brasileña Odebrecht para avanzar en el desarrollo de un ducto de 422 km que iría de Ixtepec, Oaxaca, hasta la ciudad fronteriza de Tapachula, Chiapas, desde donde se extendería a Guatemala, El Salvador y Honduras. Este ducto —conocido como gasoducto “Quetzal”— fue retomado por los planes del gobierno federal a finales de 2018, mediante la firma de un MDE con los presidentes de los tres países mencionados para que —con apoyo de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) y del gobierno estadounidense— se desarrollara un plan de inversiones por 36,000 Mdd por parte de México, el gobierno de Estados Unidos y la DFC. En noviembre de 2019, la DFC anunció la firma de una carta intención para un financiamiento de 632 Mdd para la construcción de un gasoducto entre el istmo de Tehuantepec y la frontera de México con Guatemala, el cual en ese momento estaría a cargo de la compañía Rassini S.A.B. de C. V. que produce autopartes para la industria automotriz. Recientemente este proyecto de gasoducto cambió su nombre a gasoducto Prosperidad el cual está incluido en el *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural 2020-2024* (Sener, 2020). El proyecto de gasoducto Prosperidad contempla la construcción de un ducto de 355 km de longitud con una capacidad aún sin definirse por la baja demanda actual en la región, pero que podría rondar entre 95 MMpcd y 140 MMpcd (Sener, 2020).

Gasoductos en Estados Unidos

Los proyectos de transporte terrestre o marítimo en México para continuar la expansión del alcance del gas metano importado hacia el interior del país o hacia el mercado global de GNL también están asociados a un conjunto de proyectos actuales en Estados Unidos, cuya intención es ampliar la capacidad de transporte hasta la frontera con México. En particular, los gasoductos en planes de construirse en Estados Unidos están directamente relacionados con la reexportación de gas, y, por lo tanto, sus trazos y características están vinculadas a las capacidades y requerimientos de los proyectos de terminales de licuefacción planeadas en México (tabla 9).

TABLA 9. Gasoductos de Estados Unidos en proyecto relacionados directamente con las nuevas terminales de exportación de gas natural licuado desde México

Nombre	Empresas	Año de operación	Estatus	Capacidad (MMpcd)	Licitante/Contratista
Saguaro Connector	ONEOK Inc. (EU)	-	En proyecto	2,834	-
North Baja Xpress (North Baja Pipeline expansion)	TC Energy (CAN)	-	En proyecto	495	-
Yuma II	Kinder Morgan (EU)	-	En proyecto	600	-

Fuente: elaborado con información de la EIA (s.f.f).

Lo que se puede observar con esta revisión de la infraestructura de transporte de gas metano actualmente en construcción o en proyecto en México es un nuevo movimiento del despliegue de infraestructura de gasoductos, el cual en esta ocasión se encuentra ligado sobre todo al conjunto de terminales de licuefacción de GNL. De llevarse a cabo estos nuevos proyectos, se habrá completado una red de ductos que reciben gas importado desde la frontera con Estados Unidos para ser transportado a los estados del norte, centro y sureste del país. Sus principales centros de consumo serán las centrales eléctricas a base de gas metano —promovidas en su mayoría por la CFE— y los centros industriales, a los que ahora se sumarán las terminales de exportación de GNL que se planea ubicar en las costas del Pacífico y golfo de México. Esta red configuraría un nuevo circuito de transporte de gas metano entre Estados Unidos y el mercado mundial, convirtiendo a México en una plataforma territorial de la infraestructura de circulación y consumo del gas estadounidense.

¿Sobredimensionamiento de medios de transporte transfronterizo de gas metano?

El conjunto de infraestructura para el transporte de gas metano en operación, en construcción y en proyecto en México, nos coloca frente a una realidad de sobreproducción de infraestructura con los riesgos económicos y socioambientales que esto genera. Con los datos de acceso público, se puede observar un escenario a corto y mediano plazo de incremento en las importaciones de gas metano estadounidense para cubrir la demanda local y escenarios donde estas importaciones desbordan la capacidad actual al incluirse los proyectos de reexportación de gas metano como GNL desde territorio mexicano.

Un comparativo entre las prospectivas oficiales publicadas en años anteriores al respecto de la producción, demanda e importaciones de gas metano en México muestra un comportamiento diferente al que en realidad ha tenido lugar durante los últimos diez años: 1) la producción disminuyó en lugar de incrementar; 2) las importaciones incrementaron en lugar de mantenerse en los niveles pronosticados; y 3) la demanda incrementó a un ritmo menor al previsto. Como se observa en la figura 23, en el “Balance nacional de gas natural, 2011-2026”, publicado en la *Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2026* de la Sener (2012a),¹²⁰ en los dos escenarios que la componen¹²¹ se indicaba un comportamiento de la producción e importación de gas metano que está muy lejos de lo observado durante los siguientes años después de su publicación.

¹²⁰ Esta prospectiva es importante, debido a que, en los primeros años de la segunda década del siglo XXI, como ya fue señalado con anterioridad, tuvo lugar el inicio de la adecuación profunda de la política energética en México al desarrollo de la industria del *shale gas* en Estados Unidos.

¹²¹ El escenario llamado “inercial” fue elaborado bajo el supuesto de que no se modificarían las condiciones de producción de 2012. El escenario llamado “ENE” incluye la visión de largo plazo plasmada en la *Estrategia Nacional de Energía 2012-2026* (Sener, 2012b), la cual concentraba su atención en el incremento del consumo y extracción de gas natural a partir de la expansión de la industria del *shale gas* en Estados Unidos.

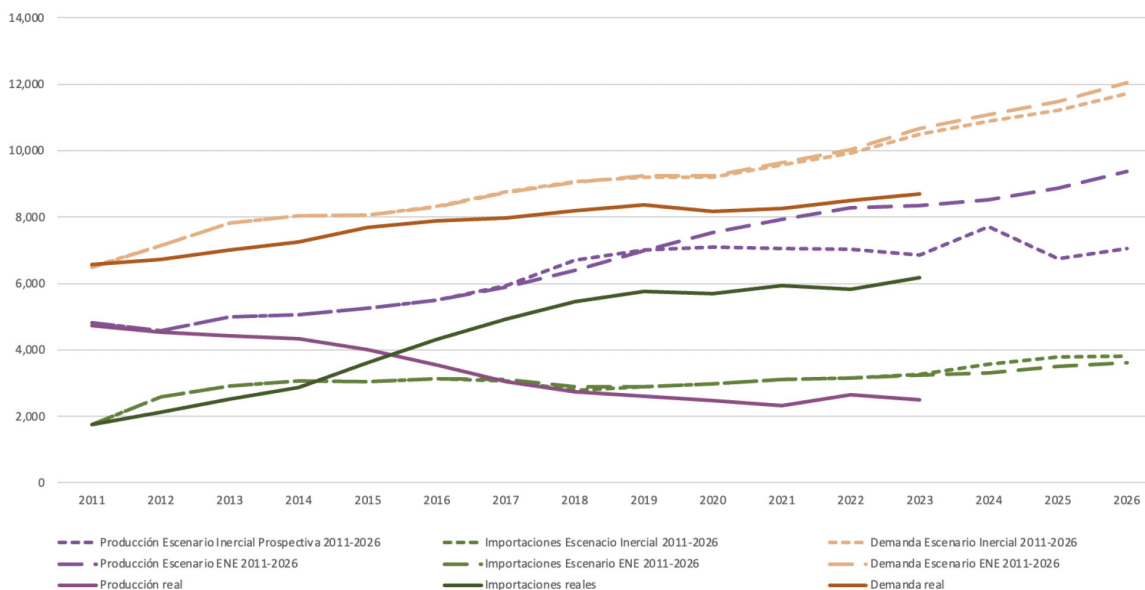


FIGURA 23. Comparativo entre la prospectiva de gas seco del periodo 2011-2026 y datos reales correspondientes a los años 2011-2022. Fuente: elaboración propia con datos del “Balance nacional de gas natural, 2011-2026” publicado en Sener (2012a), del “Balance de gas natural” publicado por el Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.).

La actualización de este escenario incluida en el último documento prospectivo publicado hasta la fecha —*Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c)—,¹²² presenta elementos contrastantes a la luz de los datos y proyectos de infraestructura antes descritos (figura 24). Entre los que más resaltan son:

¹²² Entre 2019 y 2022 no se publicó ninguna prospectiva, por lo que la de 2018 fue la única disponible durante cinco años. La prospectiva 2018-2032 (Sener, 2018) es un documento que pronosticaba para mediados de la década actual la inversión de la relación entre las importaciones y la producción de gas natural, proyección difícil de cumplir si se consideran los datos de producción e importación hasta la fecha, a partir de los cuales se hizo un ajuste en la más reciente prospectiva publicada en 2023.

1) La disminución en la prospectiva de la demanda de gas metano contrasta con su potencial incremento debido al próximo inicio de operaciones de 15 centrales eléctricas de la CFE a base de gas metano actualmente en construcción,¹²³ así como por la proyección de instalación entre 2028 y 2034 de otros 11,000 MW de nueva capacidad de generación eléctrica con base en este hidrocarburo de acuerdo con el *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional* (Prodesen) 2024-2038 (Sener, 2024).¹²⁴ A esta nueva demanda hay que agregarle el potencial incremento del consumo industrial de gas metano debido a: 1) la instalación de nuevas plantas de producción de fertilizantes;¹²⁵ 2) la entrada en operación de la refinería Olmeca en Dos Bocas;¹²⁶ y 3) así como por los proyectos que puedan instalarse en el marco de la anunciada política económica promotora del llamado *nearshoring* o relocalización —una estrategia que consiste en trasladar procesos productivos o comerciales a países cercanos para bajar costos—, el cual demanda como una de sus condiciones el incremento de la oferta energética.

¹²³ Estas quince centrales que la CFE está construyendo incluyen: diez ciclos combinados por un total de 6,308 MW, dos centrales de combustión interna por 661 MW y tres centrales de turbogás por 84 MW. Tan sólo los diez ciclos combinados representan un incremento del 18 % de la capacidad de este tipo de tecnología. Si bien no existen datos públicos sobre el consumo de gas metano por central eléctrica, si se compara la información de la CFE (2024) sobre la demanda de 1,913 MMpcd durante 2022 por parte de los ciclos combinados en la modalidad de PIE —que en conjunto tienen una capacidad instalada de 15,285 MW—, se puede hacer una estimación de un incremento cercano a lo 800 MMpcd en la demanda de gas. A falta de precisión, este último cálculo sólo sirve para dar una aproximación general del potencial incremento en la demanda que corresponde a la entrada en operación de las mencionadas centrales de ciclo combinado.

¹²⁴ El Prodesen 2024-2038 considera que a partir de 2028 será necesario instalar 68,673 MW de nueva capacidad de generación, de los cuales casi 10,000 sustituirán capacidad retirada o convertirán alguna existente. De esta nueva capacidad de generación, el Prodesen estima que el 19 % de los 58,737 MW de nueva capacidad a ser instalada será de ciclos combinados. Las adiciones de capacidad consideradas por el Prodesen entre 2024 y 2027 corresponden a los llamados proyectos estratégicos, entre los cuales se incluyen las centrales de la CFE señaladas previamente; por este motivo, a los 6,308 MW de estas últimas se les suman 11,00 MW a ser instalados a partir de 2028, dando un total cercano a los 17,300 MW de nueva capacidad de generación eléctrica a base de gas metano para los próximos quince años.

¹²⁵ En la actualidad están en rehabilitación tres plantas en Cosoleacaque, Veracruz. Además, hay proyectos para la construcción de grandes complejos industriales productores de fertilizantes: 1) Gas y Petroquímica de Occidente en Topolobampo, Sinaloa; 2) Mota-Engil y Pemex en Poza Rica, Veracruz; y 3) Fermachem en Armería, Colima.

¹²⁶ En una declaración de Abraham David Alipi Mena, titular del Cenagas, de junio de 2023, se señala que la refinería podría tener una demanda de entre 140 y 230 MMpcd (Novedades de Tabasco, 2023).

2) El escenario de producción de gas metano incluido en la prospectiva muestra una meseta productiva que contrasta con los escenarios publicados en los años previos e inmediatos a la reforma energética de 2013, en los que se anunciaba un incremento de la producción de gas metano. El escenario productivo actualizado para 2023 corresponde a los elaborados en los últimos dos años por la CNH y Pemex, en los que se muestra una prospectiva de sostenimiento del volumen de gas durante los siguientes quince años.

3) Frente a los escenarios de demanda y de producción anteriores, la futura disminución de las importaciones señalada en la prospectiva 2023-2037 no corresponde a un escenario posible en el que se pueda contrarrestar el incremento del flujo de gas desde el exterior. A esta última situación se debe adicionar la potencial instalación y operación de los proyectos de reexportación de GNL anunciados hasta la fecha en el país, lo que profundizará la tendencia alcista en las importaciones de gas metano que se ha venido profundizando durante los últimos quince años.¹²⁷

¹²⁷ Si bien la importaciones de gas metano para su reexportación vía marítima podrían no ser incluidas en el balance energético nacional de gas metano, como se verá más adelante, su consideración es crucial para visualizar los riesgos que esta actividad puede tener en dicho balance.

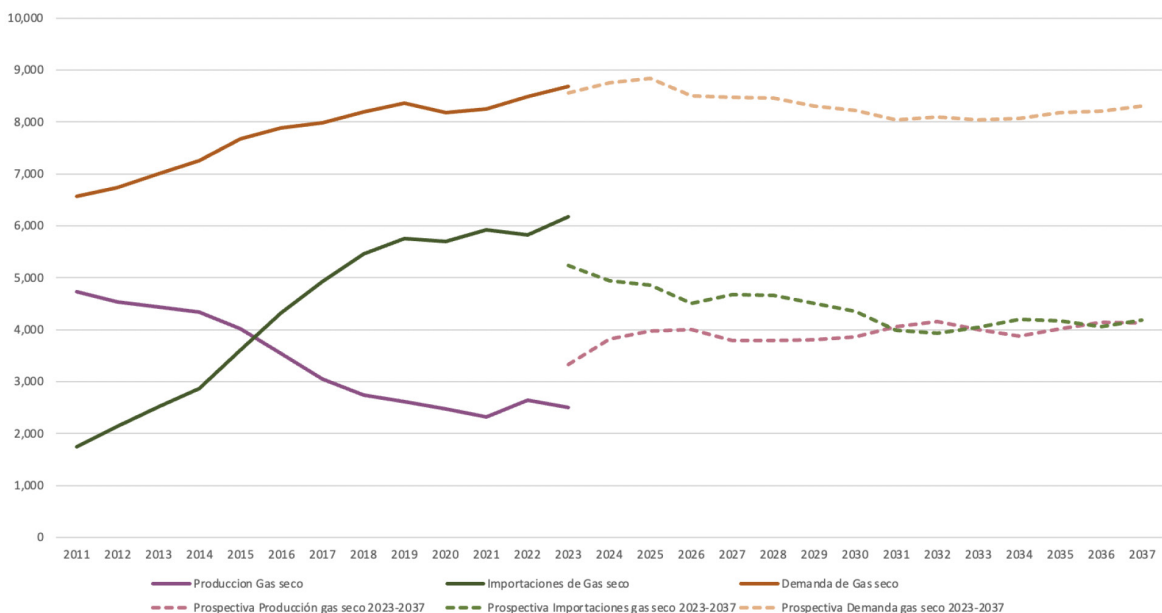


FIGURA 24. Comparativo entre la prospectiva de gas seco del periodo 2023-2037 y datos reales correspondientes a los años 2011-2023. Fuente: elaboración propia con datos del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.).

¹²⁸ En la gráfica se observan diferencias entre los datos de producción e importaciones en relación con el último dato disponible y los considerados en la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c). Los datos de producción de gas seco o gas metano no coinciden para el año 2023, aunque en la prospectiva se indica que la información publicada hace referencia a gas natural seco; sin embargo, esto no corresponde con lo que muestra el SIE y tampoco con la información hecha pública por Pemex. En el dato de producción sólo se indica que la fuente es el IMP, pero no se especifica el documento consultado. Debido a esta diferencia, los datos de la prospectiva sobre las importaciones de 2023 tampoco corresponden con la información disponible en el SIE, ni con la información publicada por la EIA. La diferencia entre los datos de importaciones responde a que los datos estimados de producción no parten del volumen reportado por las autoridades de producción de gas seco para el primer año de la estimación. Esto se podría deber a un error en la publicación de los datos considerados, ya que la información de la demanda sí corresponde a la información oficial disponible para el año 2023.

A continuación se mostrarán con más detalle los escenarios de producción e importaciones que podrían presentarse en los siguientes años con base en los datos disponibles e incluyendo los proyectos de infraestructura revisados en este documento.

Escenarios de producción de gas

Los escenarios más actuales de producción de gas en México son los publicados por la CNH (2022) y por Pemex (2023), los cuales abarcan hasta el año 2028 y 2027, respectivamente (figura 25). En el caso de los datos prospectivos de la CNH, estos apuntan —en su escenario más alto—¹²⁹ a un incremento de la producción del 15 % para 2026 respecto al volumen promedio de 2022, con una posterior disminución a partir de 2027 a volúmenes cercanos a los actuales. En los escenarios de Pemex, estos presentan una prospectiva mayor que los de la CNH y prevén —en su escenario más alto, nombrado “escenario alternativo”—¹³⁰ un incremento del 40 % para 2027 respecto a la producción actual. En su mayoría, el resto de los escenarios apunta a una meseta productiva e incluso a una caída en la producción en los escenarios medios y bajos de la CNH.

La diferencia entre las perspectivas de la CNH y de Pemex se debe a las metodologías utilizadas por cada institución, así como a la inclusión en el escenario alternativo de Pemex de la posible entrada en operación del campo Lakach. Este último, conforme a los planes de la empresa, alcanzaría un volumen de extracción de 300 MMpcd desde 2024, año en que se esperaba su primera producción. La posible producción del campo Lakach no está incorporada en los escenarios elaborados por la CNH; por otro lado, la producción de dicho campo se ha pospuesto para 2026.

¹²⁹ El escenario alto se estima a partir de las siguientes premisas: 1) los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la reserva 2P para perfiles de líquidos y 3P para perfiles de gas, ambos al 1 de enero de 2022; 2) a partir de la tendencia en la producción observada y el cumplimiento de las actividades programadas, se considera un ajuste optimista en los perfiles de producción para las asignaciones Akal, Ayatsil, Bedel, Ku-Maloob-Zaap, Ixachi, Nejo, Tupilco, Quesqui, Xanab, Yaxché, Cuitláhuac y Cuervito, así como los contratos de la Ronda 1.2 y CNH-M4-ÉBANO/2018; 3) el desarrollo de los escenarios base e incremental de las asignaciones exploratorias; y 4) la perforación de un pozo adicional en los contratos en etapa exploratoria sujeto a grado de avance.

¹³⁰ Este escenario parte del escenario base, pero considera “mayores recursos para PEP [Pemex Exploración y Producción] que permitirían adelantar la producción e impulsar proyectos adicionales de infraestructura para Pemex Transformación Industrial” (Pemex, 2023).

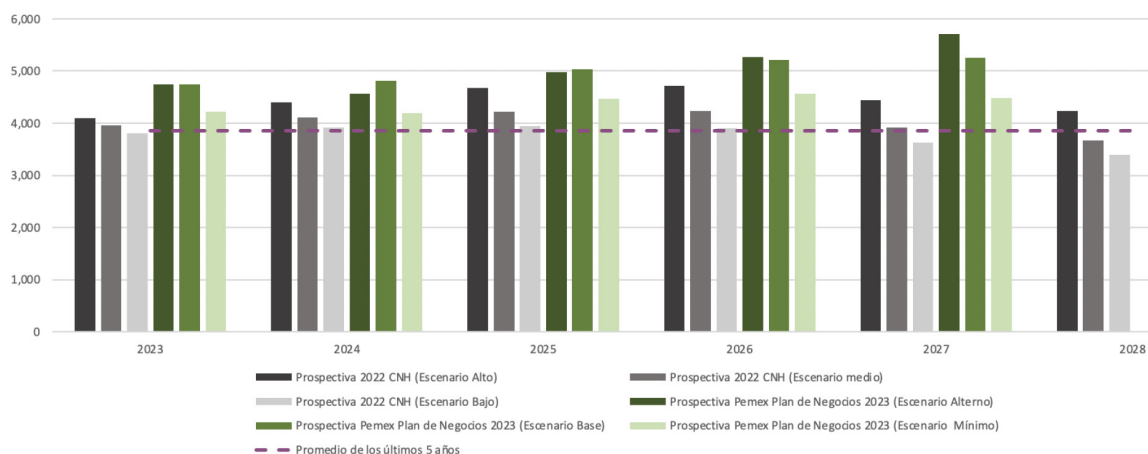


FIGURA 25. Prospectiva de producción de gas natural en México. Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022) y de Pemex (2023).

En el caso de los escenarios de demanda de gas, los que se pueden consultar públicamente son los elaborados por el Cenagas como parte de los planes quinquenales de expansión del Sistrangas.¹³¹ Los dos escenarios que elabora el Cenagas (Sener, 2020; 2022) muestran un incremento pronunciado en la demanda para los siguientes dos años y después una meseta consuntiva para los siguientes tres años (figura 26).¹³² En estos escenarios no se explica la razón del posible incremento de la demanda de entre el 19.6% y el 36% en los dos primeros años de acuerdo con los pronósticos del Cenagas.¹³³

¹³¹ El *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural 2020-2034* (Sener, 2020) tuvo una segunda revisión elaborada por el Cenagas publicada en diciembre de 2022 (Sener, 2022). Cada uno de los dos documentos presenta versiones distintas de los escenarios de demanda de gas natural elaborados por el Cenagas.

¹³² Aquí se considera la segunda revisión (Sener, 2022), de la cual es importante resaltar que muestra cifras menores que la versión original (Sener, 2020). El documento de 2020 considera tres escenarios —bajo, medio y alto— y la revisión de 2022 considera sólo dos —base y alternativo. La principal diferencia entre las dos versiones es que la revisión de 2022 muestra escenarios con una demanda menor que los de la primera versión: el escenario alto de 2020 es 17.5% menor que el alternativo de 2022; incluso el escenario medio de 2020 —que sería el más comparable por las premisas utilizadas— es un 8% mayor que el alternativo de 2022. En el caso de los escenarios bajo de 2020 y base de 2022, la segunda versión publicada en 2022 es menor en un 14.9% que el escenario de 2020.

¹³³ Este incremento puede estar relacionado con la potencial entrada en operación de ocho centrales eléctricas de ciclo combinado que se encuentran en construcción, con un total de 5,810 MW, así como con la entrada en operación de la refinería Olmeca y las plantas coquizadoras de Tula y Salina Cruz (Conahcyt, s.f.).

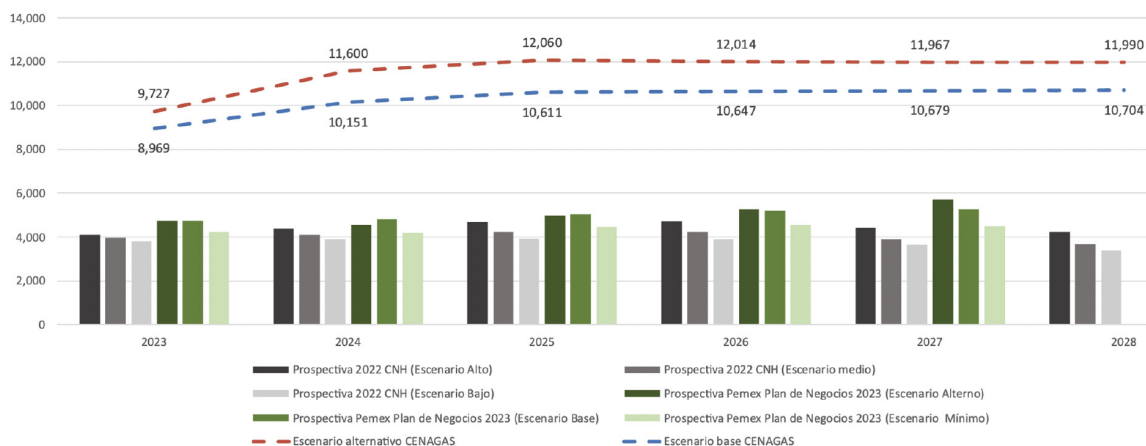


FIGURA 26. Prospectiva de producción y demanda de gas natural en México. Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022), de la Sener (2022) y de Pemex (2023).

Es importante considerar que los escenarios de demanda del Cenagas hacen referencia a gas metano, y los escenarios de producción al gas natural —fósil— ya separado del nitrógeno, el cual aún contiene otros elementos asociados de los que tiene que ser separado para estar en condiciones de ser consumido como energético. En los últimos cinco años, el promedio de gas metano obtenido de la producción nacional de gas fósil rondó el 66.4 %. Si se realiza una aproximación aplicando este promedio a los escenarios de producción de gas para los próximos años, la diferencia entre las prospectivas de producción y demanda se convierte en un dato más cercano a los potenciales requerimientos futuros de este hidrocarburo que tendrán que ser obtenidos en el mercado exterior.

Escenarios de importación

A partir del conjunto de elementos presentados hasta aquí, se puede hacer una aproximación a la situación del transporte de gas natural en relación con los requerimientos energéticos actuales del país y las capacidades para su satisfacción en el corto y mediano plazo.

En la actualidad, la capacidad de transporte de gas metano de los pasos fronterizos y la capacidad de los gasoductos de internación conectados a estos están por encima del volumen importado en un 100 % aproximadamente.¹³⁴ Esta sobrecapacidad instalada se mantendría durante los próximos años en relación con la demanda nacional, en una proporción de entre el 35 % y el 170 % según los escenarios de demanda y producción actuales.¹³⁵ Dependiendo de los datos que se consideren, esta sobrecapacidad puede variar. Para identificar estas diferencias a continuación se muestran tres diferentes escenarios considerando tres distintas fuentes de información:

Escenario 1

Para la elaboración de este primer ejercicio se tomaron los datos de producción correspondientes al escenario medio de la prospectiva elaborada por la CNH (2022); para la demanda e importación se retomaron los datos de los escenarios base y alternativo del Cenagas (Sener, 2022) (figura 27). La información de la capacidad de transporte indica el volumen que se puede transportar por los ductos fronterizos que se encuentran ahora en operación.

¹³⁴ La capacidad de los pasos fronterizos identificada para este análisis es de 15,070 MMpcd; en el caso de los gasoductos construidos en México con conexión a estos pasos se identificaron 12,840 MMpcd. Para este análisis se considerará la segunda de estas cifras que corresponde a la capacidad reportada de los ductos con una conexión fronteriza. Para 2023 la importación promedió en 6,232 MMpcd.

¹³⁵ El escenario al que aquí se hace referencia corresponde al elaborado con datos de la CNH y de la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c), el cual se mostrará más adelante con detalle.

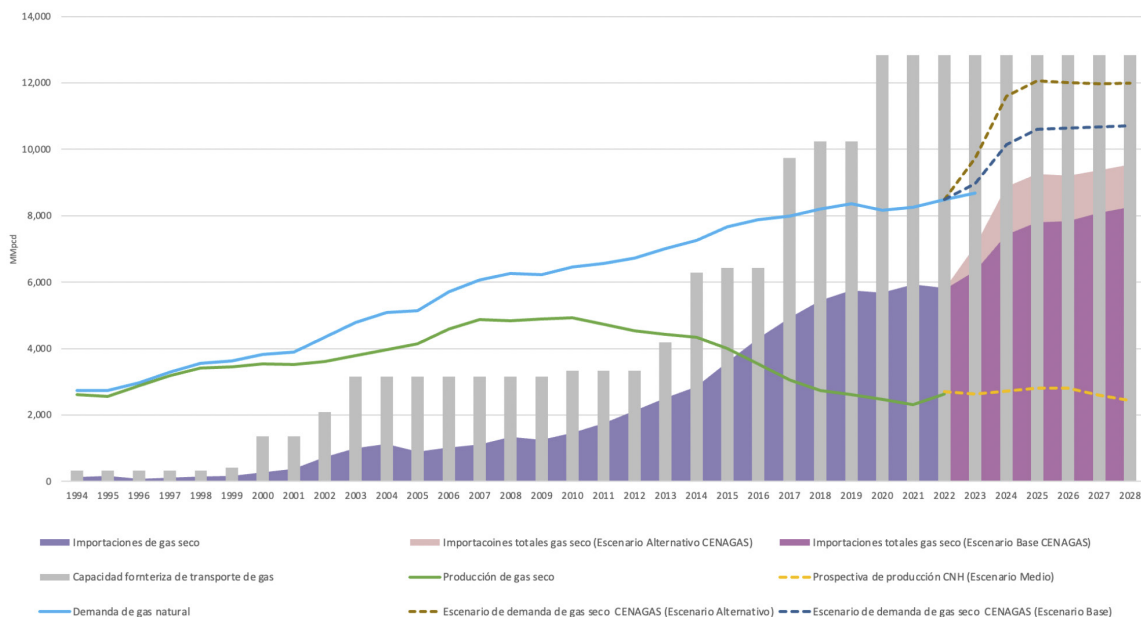


FIGURA 27. Perspectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario CNH y Cenagas). Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022), de la Sener (2022), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.). Nota: al escenario medio elaborado por la CNH (2022) se le aplicó un factor de gas seco del 33.66 %, obtenido del promedio de los últimos cinco años.

Lo que muestra este escenario 1 es un potencial incremento de las importaciones continuando la tendencia alcista de los últimos quince años. Sin embargo, aun con este incremento el flujo se mantiene durante los siguientes años lejos de la capacidad total instalada de transporte de gas transfronterizo. Incluso con la capacidad ya instalada a la fecha, no es necesario el incremento de la misma frente al escenario de importaciones más alto aquí mostrado.

Escenario 2

Para la elaboración de este segundo ejercicio se tomaron los datos de producción, demanda e importaciones correspondientes al “Balance de gas natural 2023-2037” incluido en la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c) (figura 28). La información de la capacidad de transporte indica el volumen que se puede transportar por los ductos fronterizos que se encuentran ahora en operación.

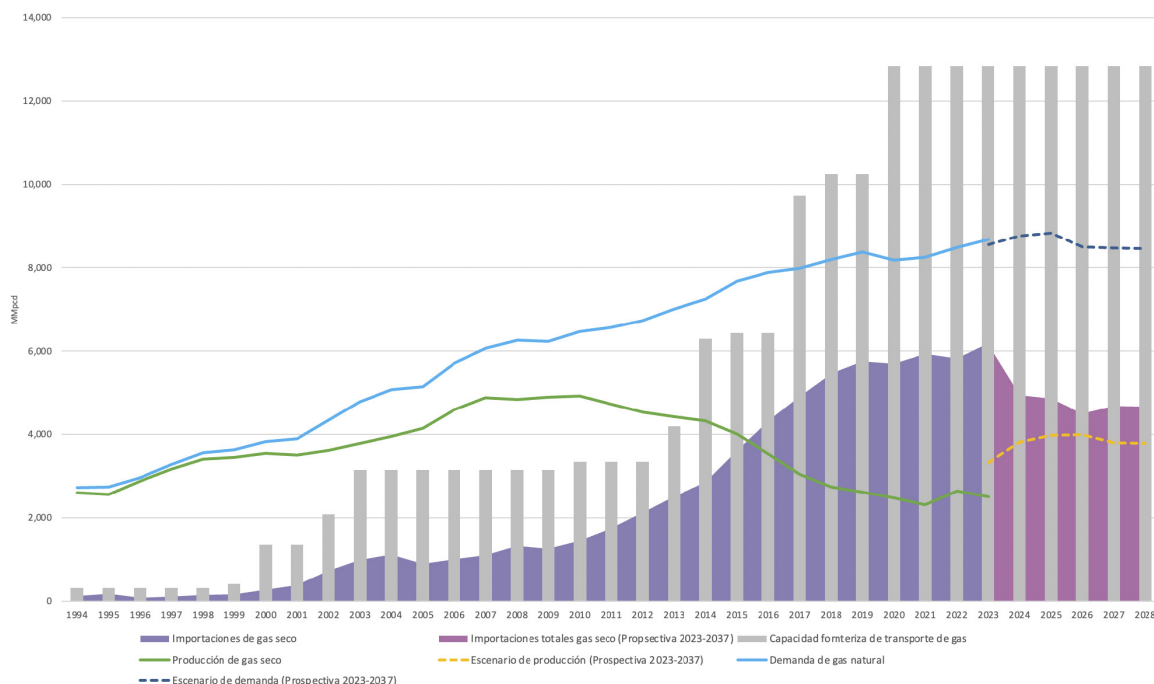


FIGURA 28. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario Prospectiva 2023-2037). Fuente: elaboración propia con datos del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.). Nota: al escenario medio elaborado por la CNH (2022) se le aplicó un factor de gas seco del 33.66 %, obtenido del promedio de los últimos cinco años.

Lo que muestra este segundo escenario es una continuidad en el volumen demandado de gas metano y un incremento de la producción de este hidrocarburo, lo que da como resultado una disminución de las importaciones para los siguientes años. Como ya se mencionó antes, los datos de la *Prospectiva 2023-2037* (Sener, 2023c) dejan muchas dudas debido a que el horizonte de incremento de la producción de gas seco no coincide con los escenarios de Pemex (2023) ni de la CNH (2022).¹³⁶ Esta diferencia entre los datos de producción condiciona los valores para las futuras importaciones, no sólo por esta discordancia en la estimación, sino también por la consideración en la *Prospectiva 2023-2037* de un escenario de demanda en el que se pronostica un comportamiento a la baja, en oposición a lo visto en los últimos 30 años y a lo que potencialmente puede tener lugar si se consideran las nuevas instalaciones de generación eléctrica basadas en gas metano, la renovación e incremento de la capacidad de producción de fertilizantes, así como la entrada en operación de la refinería Olmeca y los proyectos industriales que puedan ser instalados en un horizonte de incremento de la planta productiva por el *nearshoring*, como se ha mencionado con anterioridad en este texto.

A pesar de estas dificultades, se ha considerado importante incluir este escenario, ya que los datos de la *Prospectiva 2023-2037* van en contrasentido de los ejercicios del Cenagas, pero existen algunas consideraciones interesantes. Los datos de la *Prospectiva* muestran una caída en el volumen de gas metano demandado por la industria petrolera, el sostenimiento de la demanda por parte del sector eléctrico y un incremento del 21 % en la demanda de la industria, lo que en conjunto se traduce en un descenso a futuro de las importaciones de este hidrocarburo (figura 29). Sin embargo, la prospectiva reconoce que este incremento en la industria estará “derivado de una mayor disponibilidad del energético gracias al desarrollo de la infraestructura de gasoducto en el país y de las nuevas zonas de distribución y desarrollos industriales aunado a la preferencia del combustible por sus precios relativamente bajos” (Sener, 2023c, p. 63).

¹³⁶ Esto puede deberse a la utilización —para la elaboración de este escenario— de cifras que no coinciden con los datos de otras fuentes. En la página 84 del documento referido, se menciona que los datos de producción estiman el total de gas seco para los próximos años, pero los datos para 2023 están un 30 % por encima de los reportados por Pemex para el mismo año, lo que hace dudar o de la información contenida en el “Balance de gas natural, 2023-2037” Sener (2023c), o de que se hayan ocupado los datos a los que hace referencia el texto.

En otras palabras, la *Prospectiva* reconoce el incremento de las importaciones de gas metano para abastecer la industria y reconoce la disminución de la producción nacional de este hidrocarburo, pero estima que aun así las importaciones totales no incrementarán. Esto último vuelve a ser reconocido cuando unas páginas adelante se afirma que la disminución del 39.4 % de la demanda de gas en el sector petrolero será “resultado de las expectativas moderadas de oferta nacional de hidrocarburos para los siguientes 15 años, por lo que se requerirá menor volumen de combustibles en las actividades de exploración, producción y procesamiento del sector petrolero” (Sener, 2023c, p. 66). Debido a estos datos, el ejercicio de este escenario requiere de un ajuste para poder tener un mejor nivel de certeza.

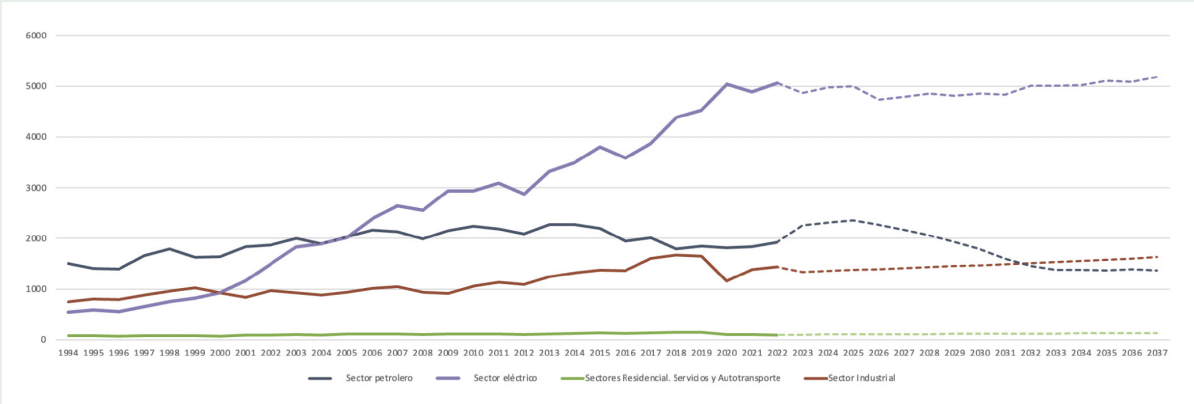


FIGURA 29. Demanda de gas natural por sector (escenario *Prospectiva 2023-2037*). Fuente: elaboración propia con datos del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.).

Escenario 3

Este escenario es un ejercicio de corrección del escenario 2, y se construyó tomando los datos de producción correspondientes al escenario medio de la prospectiva elaborada por la CNH (2022) (figura 30). Para la demanda se incluyeron los datos de la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c). Para las importaciones se hizo un ajuste considerando la diferencia entre los

datos de producción del escenario medio de la CNH (2022) y los de la *Prospectiva 2023-2037*. La información de la capacidad de transporte indica el volumen que se puede transportar por los ductos fronterizos actualmente en operación.

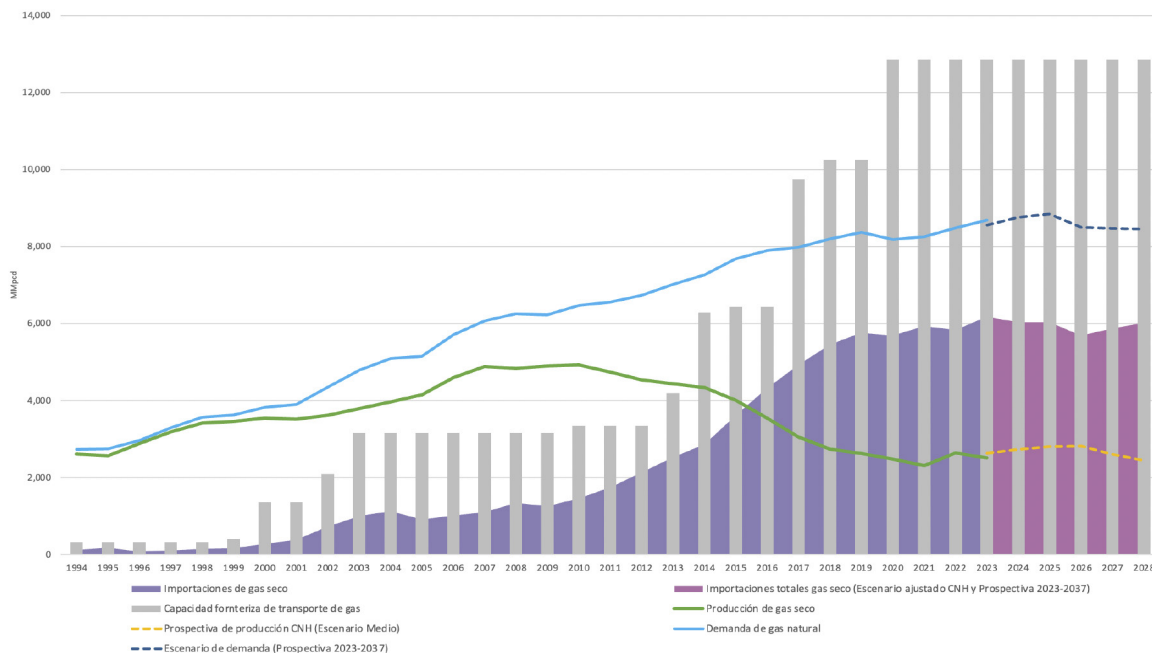


FIGURA 30. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario CNH y *Prospectiva 2023-2037*). Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022),

del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.). Nota: al escenario medio elaborado por la CNH (2022) se le aplicó un factor de gas seco del 33.66 %, obtenido del promedio de los últimos cinco años.

En este tercer escenario se ajustan los datos de producción incluidos en la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c), y se mantiene la estimación de demanda que este último documento considera para los siguientes años. Lo que muestra este ejercicio, al igual que los anteriores, es la permanencia de una sobrecapacidad para los siguientes años debido a la falta de correspondencia entre la infraestructura de transporte de gas metano que se construyó en la última década y las necesidades energéticas del país.

La sobrecapacidad mostrada en los tres escenarios puede variar dependiendo de los datos que se consideren, pero en términos generales se mantiene en cualquiera de los ejercicios. Esta situación directamente relacionada con los desproporcionados compromisos de compra de gas estadounidense —a ser transportado por estos ductos (véase la sección “Importaciones terrestres: la nueva red de gasoductos” del presente cuaderno temático)— se ha convertido en un argumento para el involucramiento directo de empresas como la CFE en gran parte de los proyectos para la exportación de GNL desde México, así como para la promoción de dichas terminales de exportación por parte del gobierno (Solís, 2021).

Resta señalar que ninguno de estos escenarios considera el potencial flujo de gas que llegará a México para ser reexportado como GNL. Este volumen debería ser incluido, ya que puede afectar los precios de la energía en el país, las relaciones geopolíticas y el despliegue de nueva infraestructura, todo lo cual podría alterar el balance energético del país.

Escenarios de importación (incluyendo los proyectos de GNL)

Los nuevos gasoductos que se han anunciado para incrementar las importaciones desde la frontera norte están destinados sobre todo al transporte de gas metano hacia las terminales de exportación de GNL planeadas en las costas de México. Hasta la fecha, este conjunto de terminales suma un total anunciado de poco más de 77.8 Mtpa de capacidad de exportación, lo que representaría el envío al mercado marítimo de GNL de un volumen de gas aproximado de 11,275 MMpcd.

La magnitud en la que incrementarían las importaciones de gas para ser reexportado en forma de GNL sería incluso mayor a esta última cifra, si se considera el gas metano que se requiere importar para compensar el que será utilizado como energético en los diferentes procesos de transporte, licuefacción y almacenamiento, además del volumen que se perderá debido a las fugas de estos procesos.¹³⁷ Esta última consideración es difícil de medir para la totalidad de los proyectos debido a la falta de información, pero, para los que sí la incluyen en los permisos ya solicitados a las autoridades estadounidenses, el volumen de gas enviado por la frontera a México para usos de los proyectos

¹³⁷ En conjunto, este volumen representa alrededor del 8 % del volumen que llegaría a las terminales para ser licuado. La cifra se obtuvo a partir de los datos reportados en los permisos otorgados hasta el momento por el DOE (2025b).

sería de unos 911 MMpcd.¹³⁸ Dicha cifra representa poco más del 10 % del total de la demanda actual de gas metano en México.¹³⁹

Si en los escenarios presentados anteriormente se incluyen los proyectos de terminales de GNL que tienen planeado iniciar operaciones entre 2024 y 2028, el volumen de importaciones podría multiplicarse para 2028 entre un 70 % y un 180 % respecto a las importaciones actuales dependiendo del escenario considerado. Para después de 2028, si tuviera lugar el desarrollo de las diferentes fases de expansión de los proyectos o la construcción de nuevos proyectos ya anunciados, el volumen de importaciones podría incrementar de tal manera que sobrepasaría la capacidad actual de transporte fronterizo de gas metano, así como la que se encuentra actualmente en proyecto, empujando las importaciones a un incremento de entre el 200 % y el 280 % respecto al volumen actual.

Escenario 1 (incluyendo los proyectos de GNL)

Para la reelaboración de este primer escenario se tomaron los datos de producción correspondientes al escenario medio de la prospectiva elaborada por la CNH (2022), para la demanda se retomaron los datos de los escenarios base y alternativo del Cenagas (Sener, 2022), así como los datos incluidos en estos últimos dos escenarios elaborados por el Cenagas (figura 31). A este ejercicio se le agregó el volumen de gas metano reportado por las empresas, el cual podría ser exportado a México desde Estados Unidos para reexportarse en forma de GNL desde las terminales de licuefacción en México.¹⁴⁰ La información

¹³⁸ Los proyectos que indican este volumen son: a) Altamira I con 15 MMpcd; b) Altamira II con 15 MMpcd; c) Vista Pacífico con 110 MMpcd; d) Energía Costa Azul Fase I con 60 MMpcd; e) Saguaro Energía con 370 MMpcd; f) Energía Costa Azul Fase II con 250 MMpcd; y g) Gato Negro con 91 MMpcd (Doe, 2025b).

¹³⁹ Es importante resaltar este volumen, ya que está principalmente dedicado a energizar los procesos de las terminales de licuefacción, y en gran medida funcionaría como insumo para la generación eléctrica demandada. No se deben minimizar todas las implicaciones ambientales —emisión de gases de efecto invernadero y consumo de agua— que puede tener el consumir una cantidad de gas metano igual al 10 % de todo el consumo del país sólo para energizar un proceso de reexportación de gas metano en forma de GNL.

¹⁴⁰ En este primer escenario sólo se incluyen las terminales en construcción actualmente y las planeadas a ser instaladas antes de 2028. Las terminales consideradas aquí ya cuentan con los permisos del DOE de Estados Unidos, así como de la CRE en México. Las terminales incluidas son: a) Altamira I; b) Altamira II; c) AMIGO LNG Fase I; d) Energía Costa Azul Fase I; y e) Saguaro Energía. Los datos incluidos consideran el volumen total de exportaciones hacia México, el cual incluye el gas a ser licuado en la terminal así como el requerido para usos propios del proyecto.

de la capacidad de transporte indica el volumen que potencialmente pueden transportar los ductos fronterizos actualmente en operación, así como la capacidad que se encuentra en construcción y/o proyecto y que podría entrar en operación en los próximos años.

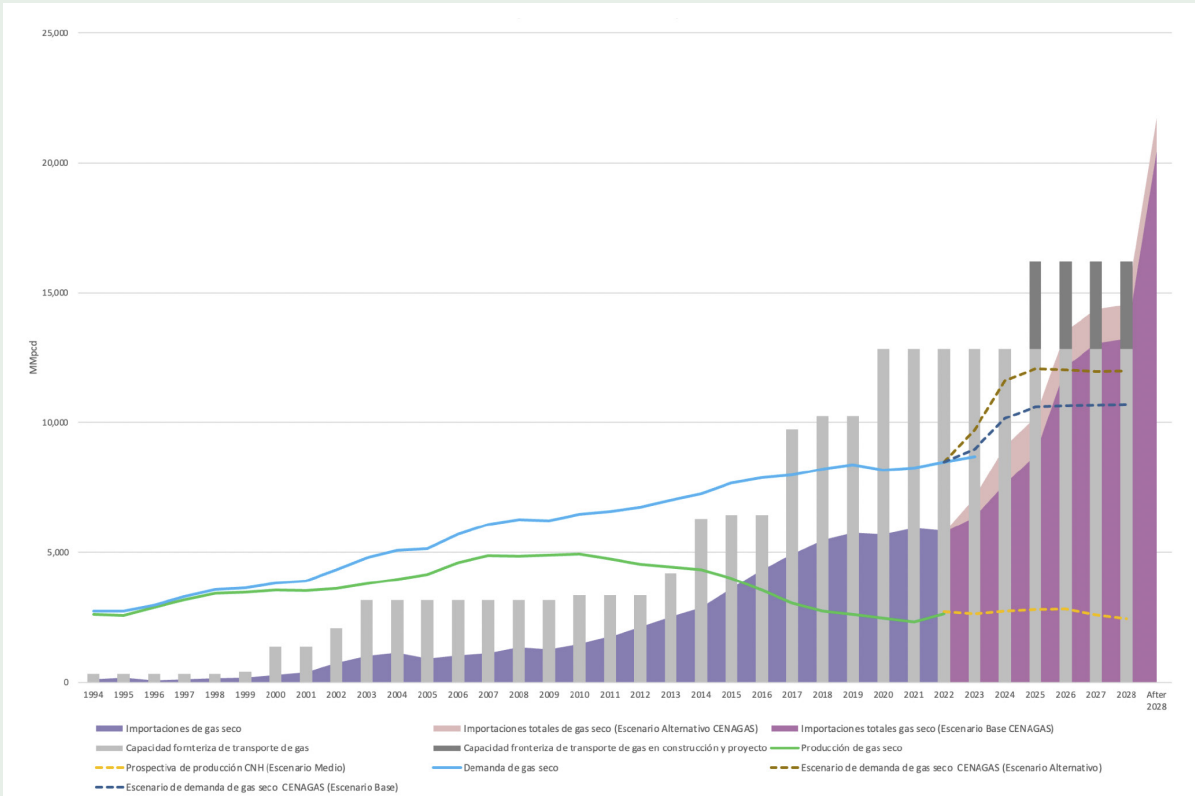


FIGURA 31. Perspectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones totales de gas natural licuado (escenario CNH-Cenagas).

Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022), de la Sener (2022), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos y de las terminales de GNL se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.). Nota: al escenario medio elaborado por la CNH (2022) se le aplicó un factor de gas seco del 33.66 %, obtenido del promedio de los últimos cinco años.

Como se muestra en la figura 31, el escenario de importaciones para 2028, considerando los datos disponibles hasta la fecha, presenta un potencial incremento de este flujo energético transfronterizo de entre el 120 % y el 145 % respecto a los volúmenes importados en la actualidad y, dependiendo del escenario de demanda del Cenagas que se considere, se podrían alcanzar volúmenes entre los 12,000 y 14,000 MMpcd.¹⁴¹ Estos datos rebasan la capacidad de transporte transfronteriza que opera en estos momentos, y se acercan al límite que ésta tendría en 2028, si se agregan los nuevos gasoductos fronterizos que están en construcción o en proyecto.

Estas importaciones se podrían incrementar aún más en caso de llevarse a cabo la construcción y/o operación de las terminales de licuefacción que hasta la fecha no tienen permiso del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y de la CRE, de las que no tienen aún fechas programadas de inicio de operaciones, así como la de aquellas que comienzan después de 2028. Si se considera este otro conjunto de terminales de GNL, las importaciones después de 2028 podrían dispararse hasta superar los 21,000 MMpcd, lo que representa un incremento cercano al 380 % respecto a lo que se importa en la actualidad. Esta situación requeriría de la construcción de nueva infraestructura para el transporte de gas desde la frontera norte al quedar rebasada la existente al momento, requiriendo la instalación de nuevos gasoductos fronterizos por aproximadamente 5,500 MMpcd, lo que representaría un incremento del 35 % de la red potencialmente existente en 2028.

Escenario 2 (incluyendo los proyectos de GNL)

El segundo escenario se reelaboró retomando los datos de producción correspondientes al “Balance de gas natural 2023-2037” incluido en la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c); para la demanda y las importaciones se retomaron los datos de esta misma prospectiva (figura 32). A este ejercicio se le agregó el volumen de gas metano reportado por las empresas, que podría ser exportado a México desde Estados Unidos para reexportarse en forma de GNL desde las terminales de licuefacción en México.¹⁴² La información

¹⁴¹ Sólo como comparación, el volumen de las exportaciones terrestres de gas metano desde Rusia a Europa para 2019 —antes de la emergencia sanitaria de covid-19 y del conflicto armado en Ucrania— promedió los 16,000 MMpcd (EIA, 2022).

¹⁴² En este segundo escenario sólo se incluyen las terminales en construcción actualmente y las planeadas a ser instaladas antes de 2028. Las terminales consideradas aquí ya cuentan con los

de la capacidad de transporte indica el volumen que potencialmente pueden transportar los ductos fronterizos actualmente en operación, así como la capacidad que se encuentra en construcción y/o proyecto y que podría entrar en operación en los próximos años.

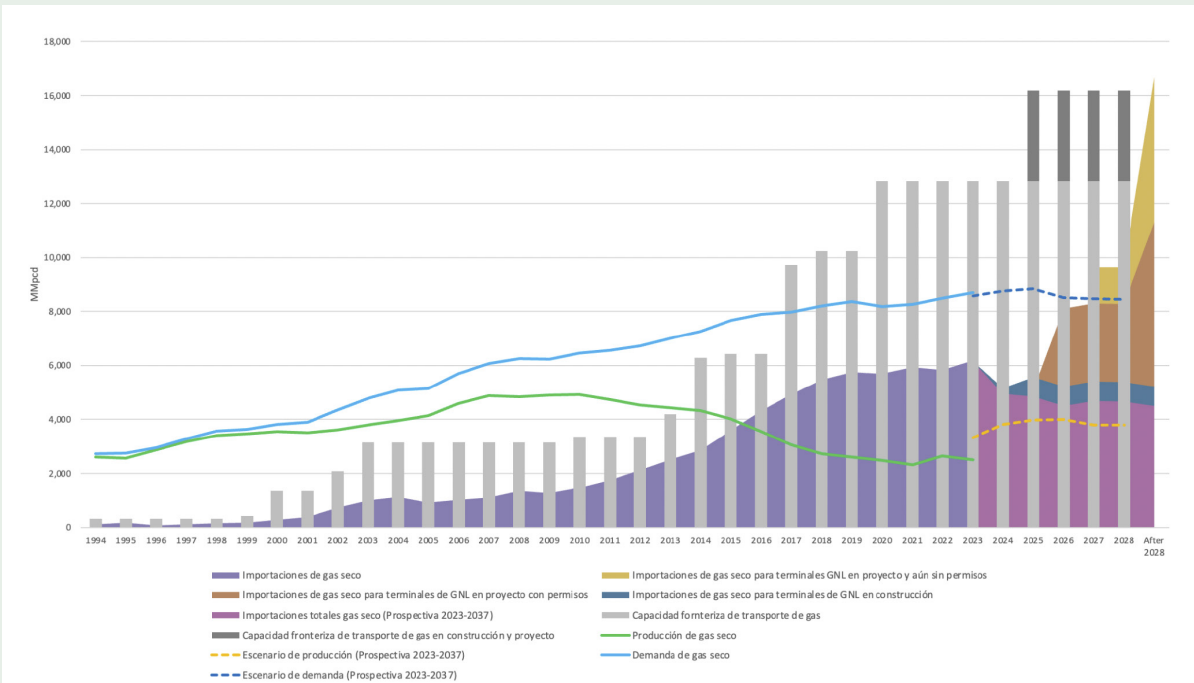


FIGURA 32. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones de gas natural licuado (escenario *Prospectiva 2023-2037*).

Fuente: elaboración propia con datos del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos y de las terminales de GNL se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.).

permisos del DOE de Estados Unidos, así como de la CRE en México. Las terminales incluidas son: a) Altamira I; b) Altamira II; c) AMIGO LNG Fase I; d) Energía Costa Azul Fase I; y e) Saguaro Energía. Los datos incluidos consideran el volumen total de exportaciones hacia México, el cual incluye el gas a ser licuado en la terminal así como el requerido para usos propios del proyecto.

En este escenario, los potenciales volúmenes de importación son menores que los de los escenarios 1 y 3 debido a la inclusión de datos sobre gas “natural” y no gas metano en el “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” (Sener, 2023c). Sin embargo, a pesar de esta diferencia en los datos, el escenario de futuras importaciones que resulta de la información publicada en la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c) muestra un masivo incremento del flujo transfronterizo de gas metano hacia México. Este último rondaría un 50% respecto a las importaciones de 2023, si se considera la entrada en operación de las terminales actualmente en construcción, la de aquellas que tienen permisos para comenzar antes de 2028, así como un aumento del 100% si llega a construirse y a operar el total de las terminales propuestas hasta la fecha en México, lo que saturaría la capacidad de transporte que existe en la actualidad.

Escenario 3 (incluyendo los proyectos de GNL)

Esta reelaboración del tercer escenario sigue siendo una corrección del escenario 2. Se construyó tomando los datos de producción correspondientes al escenario medio de la prospectiva elaborada por la CNH (2022) (figura 33). Para la demanda se volvieron a incluir los datos de la *Prospectiva de gas natural 2023-2037* (Sener, 2023c) y para las importaciones se hizo un ajuste considerando la diferencia entre los datos de producción del escenario medio de la CNH (2022) y el de la *Prospectiva 2023-2037*. A este ejercicio también se le agregó el volumen de gas metano reportado por las empresas, el cual podría ser exportado a México desde Estados Unidos para reexportarse en forma de GNL desde las terminales de licuefacción en México.¹⁴³ La información de la capacidad de transporte indica el volumen que potencialmente pueden transportar los ductos fronterizos actualmente en operación, así como la capacidad que se encuentra en construcción y/o proyecto y que podría entrar en operación en los próximos años.

¹⁴³ En este tercer escenario sólo se incluyen las terminales en construcción actualmente y las planeadas a ser instaladas antes de 2028. Las terminales consideradas aquí ya cuentan con los permisos del DOE de Estados Unidos, así como de la CRE en México. Las terminales incluidas son: a) Altamira I; b) Altamira II; c) AMIGO LNG Fase I; d) Energía Costa Azul Fase I; y e) Saguaro Energía. Los datos incluidos consideran el volumen total de exportaciones hacia México, el cual incluye el gas a ser licuado en la terminal así como el requerido para usos propios del proyecto.

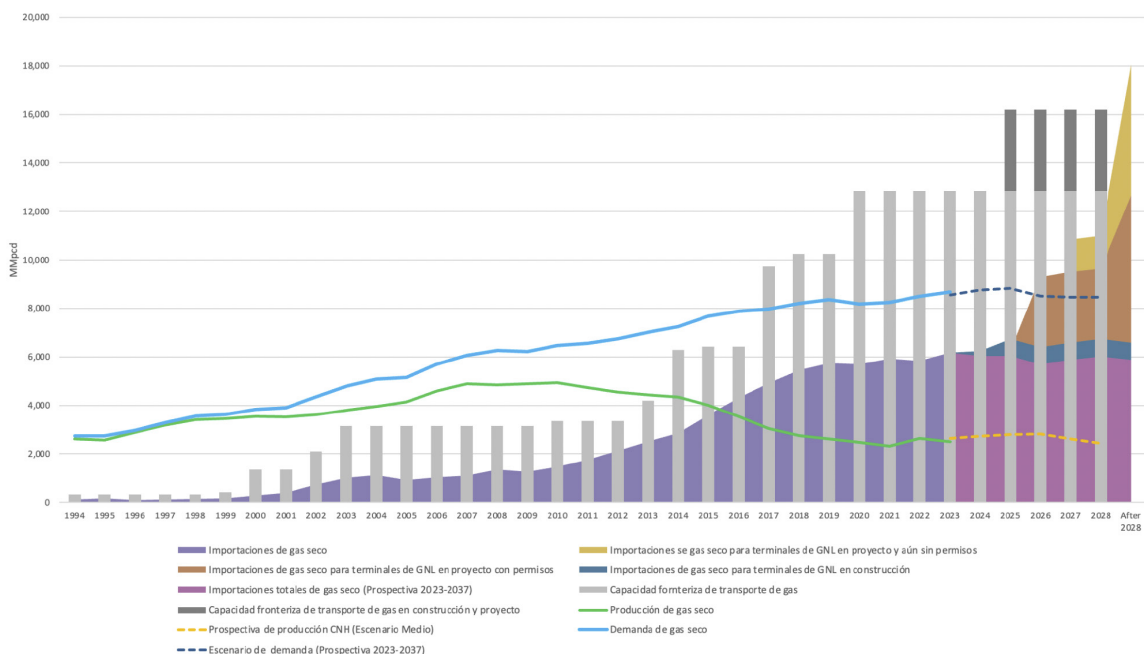


FIGURA 33. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones de gas natural licuado (escenario CNH y Prospectiva 2023-2037).

Fuente: elaboración propia con datos de la CNH (2022), del “Balance nacional de gas natural, 2023-2037” publicado en Sener (2023c), del “Balance de gas natural” publicado por el SIH de la CNH (s.f.), y del “Balance de gas natural seco” elaborado por el IMP y publicado en el SIE de la Sener (s.f.). Para los datos de capacidad de los gasoductos y de las terminales de GNL se utilizó información de Planeas (Conahcyt, s.f.). Nota: al escenario medio elaborado por la CNH (2022) se le aplicó un factor de gas seco del 33.66 %, obtenido del promedio de los últimos cinco años.

Este último escenario reafirma el pronóstico de incremento de las importaciones de gas metano que se ha mostrado en los escenarios anteriores. Si sólo se consideran los proyectos de terminales en construcción y con permiso para operar antes de 2028, el flujo transfronterizo de gas metano sigue manteniendo un potencial aumento por arriba del 70 %. Considerando que sólo se construyera este conjunto de terminales y no todas las anunciadas, el aumento puede llegar a rebasar los 12,000 MMpcd, representando un incremento del 100 % respecto al volumen importado en 2023. Cuando se incluye el total

de proyectos de licuefacción para la exportación de gas metano, la prospectiva de importaciones incrementa hasta rozar los 18,000 MMpcd, lo que representaría un aumento del 220% respecto a las importaciones actuales, sobrepasando la capacidad de transporte fronterizo existente.

Como se observa en los escenarios, la capacidad instalada para la importación de gas metano sobrepasa los requerimientos actuales y futuros de gas. Sin embargo, el conjunto de los proyectos de terminales de licuefacción de gas metano en las costas de México podría empujar hacia un nuevo incremento de la infraestructura terrestre para la importación de este hidrocarburo, lo que conllevaría una ampliación de los riesgos derivados de la dependencia hacia el exterior para la obtención de este hidrocarburo, y profundizaría la dependencia energética y geopolítica respecto al gas metano importado desde Estados Unidos.

Al respecto, es importante reconocer que la sobrecapacidad de transporte fronterizo de gas metano existente en la actualidad es resultado de una adecuación de la política energética mexicana a los intereses de la industria fósil estadounidense, en particular la del *gas shale*. A su vez, el potencial incremento de las importaciones y la nueva expansión de la capacidad de transporte de dicho hidrocarburo responden al mismo fenómeno que hizo dependiente al sistema energético mexicano del gas metano estadounidense, como se observa en la actualidad. Reconocer la existencia de esta sobrecapacidad instalada no necesariamente conduce a reconocer que las reexportaciones de GNL son el mecanismo para solventar este problema.

Riesgos para la seguridad energética del país





Riesgos para la seguridad energética del país

La burbuja del gas natural licuado a escala mundial

En la actualidad, existe en el mundo una capacidad de exportación de GNL por 474 Mtpa, la cual se prevé aumentará en un 40% para 2018 hasta alcanzar las 667 Mtpa, como resultado de la entrada en operación de otras 193 Mtpa que en el presente se encuentran en construcción y/o en proyecto con respaldo financiero.¹⁴⁴ Esta capacidad que estaría en operación para 2028 excede el escenario de políticas públicas declaradas (STEPS, por sus siglas en inglés) de demanda mundial de GNL elaborado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), misma que en 2023 proyectaba una demanda global de 482 Mtpa para 2050.¹⁴⁵ En esta expansión de terminales de licuefacción,

¹⁴⁴ Las 667 Mtpa totales para 2028 y las 193 Mtpa que comenzarán operaciones entre 2024 y 2028 no incluyen el total de capacidad cuyo inicio de operaciones se ha anunciado en México para estos mismos años, ya que el cálculo que realiza el Instituto para la Economía Energética y el Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés) sólo considera 7.4 Mtpa de los 31 Mtpa que hemos documentado en la sección anterior (IEEFA, 2024).

¹⁴⁵ El escenario de Políticas Públicas Declaradas (STEPS, por sus siglas en inglés) considera la continuación de las políticas actuales y es la proyección de mayor demanda de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), a diferencia de los escenarios de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés) o de Cero Emisiones Netas (NZE, por sus siglas en inglés), los cuales consideran el cumplimiento de todos los objetivos anunciados por los gobiernos o lo necesario para los lograr estabilizar el incremento de la temperatura global en 1.5 °C (IEA, 2023).

la región norteamericana es donde más aumentará la capacidad de exportación, seguida de Medio Oriente donde Qatar ha perfilado un horizonte de ampliación masiva de sus exportaciones de GNL.¹⁴⁶

En el caso de Norteamérica, sólo en Estados Unidos se encuentran en construcción terminales por 73 Mtpa (EIA, s.f.b), además de otros 38 Mtpa en proyecto con los permisos aprobados, que de llevarse a cabo colocarán a este país con la mayor capacidad global de exportación, al pasar de las 86 Mtpa actuales a un acumulado de 197 Mtpa.¹⁴⁷ Con estas ampliaciones de la capacidad de licuefacción de gas metano, Estados Unidos tendrá el potencial de exportar vía marítima 27,000 MMpcd, lo cual representa el 23 % de su producción de gas metano promedio durante 2023.¹⁴⁸

Por su parte, en Canadá se encuentra en construcción un proyecto de licuefacción por un total de 14 Mtpa (LNG Canada, s.f.)¹⁴⁹ y otros 36.3 Mtpa repartidos en 6 terminales en proyecto (Government of Canada, 2025);¹⁵⁰ mientras en México existen 5.3 Mtpa en construcción y 72.5 Mtpa en proyecto, de los cuales 31 Mtpa ya tienen autorizaciones de la CRE en México y del DOE en Estados Unidos. Con la incorporación de estas terminales de licuefacción que se encuentran en construcción o que ya han obtenido la mayoría de los permisos, la región norteamericana podría llegar a tener una capacidad instalada de licuefacción para 2028 de alrededor de 201 Mtpa, lo que representa el 29 % de la capacidad global de exportación de GNL estimada para operar en ese año.¹⁵¹ Si se excluye a Canadá —cuyas exportaciones dependerán de su

¹⁴⁶ Qatar, que antes de 2020 era el mayor exportador de GNL en el mundo, ha emprendido un plan para ampliar su capacidad de exportación en 64 Mtpa durante los próximos seis años; con este incremento, su capacidad instalada de licuefacción pasará de las 77 Mtpa actuales a 142 Mtpa (Millard, 2024).

¹⁴⁷ Estos datos son los reportados por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, s.f.b) para mediados de 2024. El reporte elaborado por el IEEFA (2024) señala una capacidad en operación para este país de 94 Mtpa.

¹⁴⁸ La producción de gas metano “seco” en Estados Unidos promedió unos 113,126 MMpcd durante 2023 según datos de la EIA (s.f.b). A este dato de la capacidad de exportación marítima de GNL, habría que agregarle la capacidad terrestre que tendría en los próximos años en cuanto operen los gasoductos fronterizos hacia México y Canadá que se encuentran en construcción o que ya tienen los permisos aprobados; con ello, esta capacidad aumentará 22,328 MMpcd (EIA, s.f.b).

¹⁴⁹ Esta capacidad corresponde a la terminal LNG Canada en la provincia de British Columbia.

¹⁵⁰ Esta cantidad de proyectos de licuefacción en Canadá es un acumulado de las solicitudes aprobadas por las autoridades canadienses desde 2011, de las cuales hasta el momento sólo una está siendo construida (Government of Canada, 2025).

¹⁵¹ En esta cifra sólo se consideran las terminales en operación en Estados Unidos (86 Mtpa), las que se encuentran en construcción en Estados Unidos (73 Mtpa), Canadá (14 Mtpa) y México (5.3 Mtpa), así como los proyectos en México —con permisos de la CRE y el DOE— que anuncian una fecha de operación entre 2025 y 2038 (22.9 Mtpa).

producción local—, con la construcción de esta infraestructura cerca del 27 % de la capacidad global de exportación de GNL estimada para 2028 provendrá de la producción estadounidense basada en campos no convencionales.

En un mercado tan volátil como el del GNL existe el riesgo de que el exceso de capacidad instalada genere una saturación del mercado y provoque que los precios bajen. Esto ocurrió en 2020, cuando algunas de las terminales de exportación de Estados Unidos tuvieron que disminuir al 30 % las operaciones de su capacidad instalada con consecuencias económicas para las empresas involucradas (IEEFA, 2023). En 2022, la demanda mundial de GNL sumó 397 Mtpa, lo que implicó que la ocupación de la capacidad global para la exportación promediara un 84 % durante ese año. La demanda de gas metano en algunas de las regiones del mundo que más GNL consumen y que son el mercado objetivo de las terminales anunciadas en México muestra una tendencia a la baja: a) en Japón, por muchos años el mayor importador de GNL en el mundo, la demanda de GNL ha disminuido un 20 % desde 2018 y sólo en 2023 disminuyó un 8 %; b) en Corea del Sur las estimaciones apuntan a una potencial disminución del 20 % en su demanda de GNL para mediados de la década de 2030; c) entre 2022 y 2023 en Europa el consumo de gas metano disminuyó 20 %, además se espera que las importaciones de GNL alcancen su pico en 2025 y comiencen a disminuir a partir de 2030 (IEEFA, 2024). Esta situación pone en entredicho gran parte de los potenciales mercados del gas a los que se pretende reexportar en las cuencas del Atlántico y del Pacífico.

Si se combina durante los próximos años esta sobrecapacidad en conjunto con el potencial estancamiento o disminución de la demanda de GNL en los principales mercados y la apuesta por obtener ganancias extraordinarias en el mercado a corto plazo o *spot*,¹⁵² aumenta la posibilidad de riesgos económicos a los que se exponen el país y, en particular, la CFE, involucrada en varios de los proyectos de exportación de GNL en México. La baja rentabilidad de las inversiones y la disminución de las exportaciones de gas metano podrían reducir significativamente los ingresos que la CFE anticipa obtener como proveedora de este recurso. Una situación como ésta podría dar lugar a la creación de un nuevo conjunto de infraestructura subutilizada en el sistema energético y comercial de México, similar a lo que ocurre en el presente con la nueva red de gasoductos.

¹⁵² En este tipo de mercado los precios suben por situaciones puntuales que alteran la oferta o la demanda como los conflictos bélicos, las tensiones geopolíticas, así como el aumento o disminución de temperaturas fuera del promedio.

Pico del *shale* en Estados Unidos e incremento de precios

La transformación de la región norteamericana en un nodo de exportación mundial de gas metano estadounidense apunta a generar un escenario de competencia en torno a disponer de los volúmenes de gas requeridos para su exportación, conforme a los compromisos de venta y el movimiento de los precios. La intención de ampliar los mercados de las empresas del *shale gas* en Estados Unidos busca aumentar los precios del gas metano, que en regiones como la cuenca del Permian han llegado a estar cercanos a cero dólares o incluso han alcanzado precios negativos (McCartney y Disavino, 2024). Este incremento ya ha tenido lugar en los precios del gas metano en Estados Unidos, país de donde proviene el 99.3 % de las importaciones que realiza México, donde aumentaron de forma simultánea las exportaciones de GNL y los precios; tan sólo en los últimos tres años se disparó el flujo de GNL desde las costas estadounidenses y los precios de exportación vía terrestre incrementaron casi 300 % (figura 34).

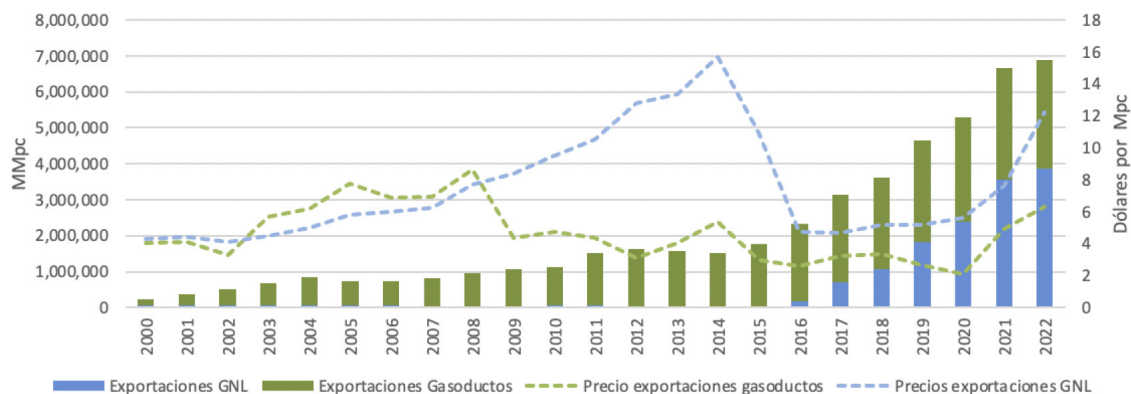


FIGURA 34. Exportaciones y precios del gas natural en Estados Unidos. Fuente: elaborado con datos de la EIA (s.f.g).

Sin embargo, este horizonte se complejiza por la potencial cercanía del pico productivo de los yacimientos no convencionales en Estados Unidos (Berman, 2024), lo que podría provocar un mayor incremento local en los precios de este hidrocarburo con impactos inmediatos y profundos para la seguridad energética y la economía de México. La figura 35 muestra la evolución de la producción de gas metano de Estados Unidos desde 1997. En ella se aprecia un notable crecimiento a partir de 2005, año en que empieza la producción de *shale gas* que le permitió a Estados Unidos duplicar su producción total y que representa actualmente el 82 % del total.

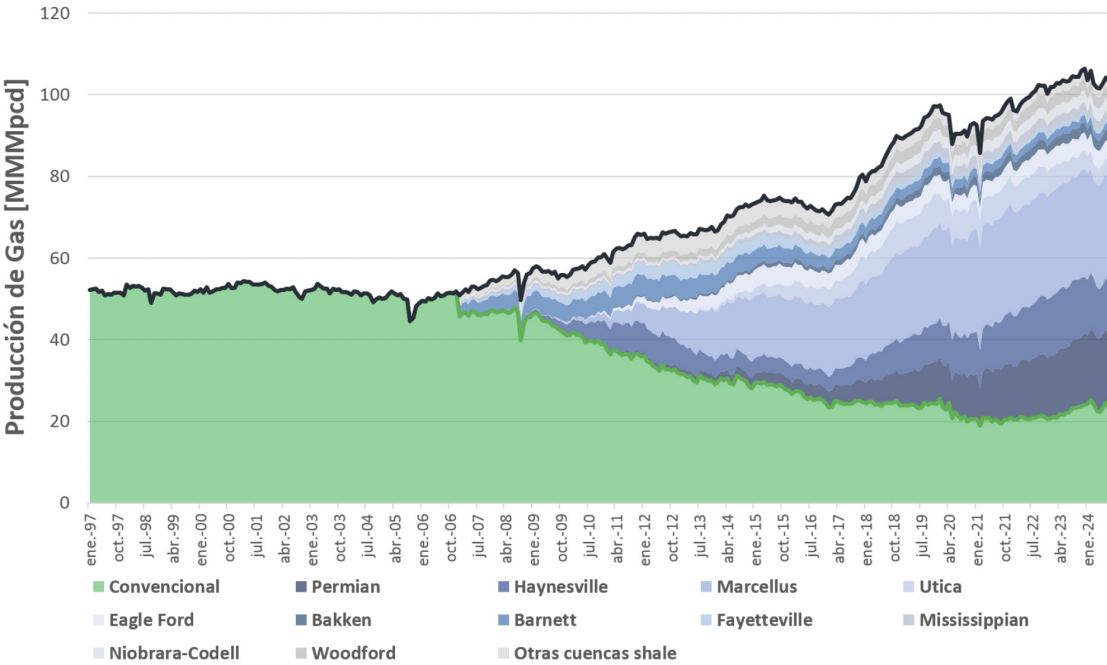


FIGURA 35. Producción total de gas metano de Estados Unidos entre 1997 y 2024, separando gas convencional y yacimientos de gas *shale*. Fuente: elaboración propia con datos de EIA (s.f.h).

Por la baja productividad de los pozos y la tecnología de *fracking* necesaria para su explotación, el costo de producción del *shale* ha sido típicamente mucho mayor que el del gas convencional, por lo que las empresas que se dedican a esta actividad han sido muy sensibles al movimiento de los precios. Como se muestra en la figura 35, la producción de *shale gas* ha experimentado dos periodos de descenso relacionados con las fluctuaciones del mercado: uno en 2015-2016 (Oil & Gas, 2016) y otro en 2020-2021 (OGV Energy, 2021).¹⁵³ En ambos casos, la caída se debió a la disminución de los precios del petróleo, lo que a su vez afectó el precio del gas, ya que parte de la producción proviene de pozos en los que coexisten ambos hidrocarburos. Durante estos periodos, muchas empresas del sector shale enfrentaron quiebras. Desde finales de 2023, se ha registrado una ligera caída en la producción que no parece estar directamente relacionada con los precios, ya que el precio del gas metano ha experimentado pocas variaciones desde mediados de 2023, aunque sufrió una fuerte caída a finales de 2022 (EIA, 2025).

Al analizar a detalle la producción de gas *shale* en Estados Unidos, se observa que varios yacimientos han alcanzado su pico de extracción y están experimentando una declinación, o al menos ya no presentan un crecimiento sostenido (figura 36). El yacimiento Marcellus, ubicado en Pensilvania y Virginia Occidental, el más grande de dicho país, produce alrededor de 26,000 MMpcd, pero su producción se ha estancado en los últimos dos años pese a la incorporación de nuevos pozos cada mes. El yacimiento de Utica, adyacente a Marcellus, ha estado en declive durante los últimos cuatro años, mientras que el yacimiento de Haynesville, en Texas, también muestra señales de declive desde mediados de 2023. En conjunto, los yacimientos con una producción inferior a 6,000 MMpcd suman cerca de 20,000 MMpcd, pero esta cifra no ha crecido desde mediados de 2020, siendo incluso inferior al máximo alcanzado a principios de ese año. Sólo el yacimiento de las cuencas Permian, en el oeste de Texas y Nuevo México, continúa mostrando crecimiento, aunque de manera mucho más moderada en el último año. Esta cuenca, además, es la principal productora de petróleo no convencional, lo que hace que la extracción del gas asociado sea más económica.

¹⁵³ En este último caso la baja de los precios fue causada por la abrupta disminución de la demanda relacionada con la pandemia de covid-19.

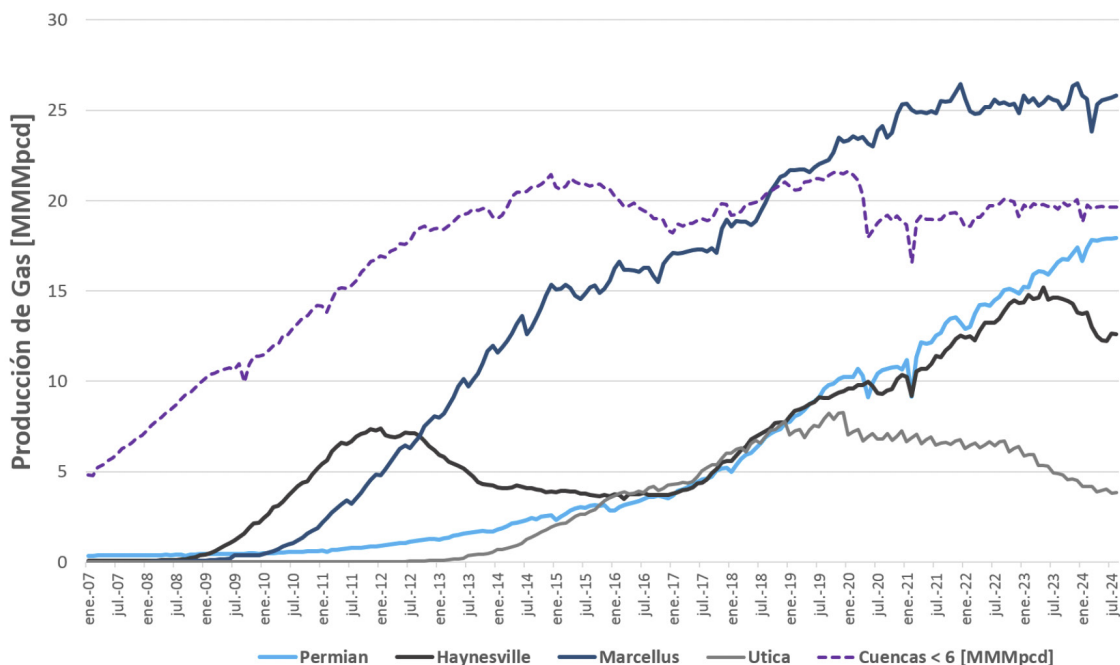


FIGURA 36. Producción de los yacimientos estadounidenses de gas *shale*. Fuente: elaboración propia con datos de EIA (s.f.h).

Las últimas proyecciones disponibles de la EIA (2023)¹⁵⁴ prevén un ligero crecimiento de la producción de gas *shale* hasta 2050. Estas previsiones han sido criticadas por expertos independientes (Hughes, 2021), quienes han mostrado que están basadas en suposiciones extremadamente optimistas. En particular, se ha observado que la proyección total de recuperación de *shale* de la EIA es 3.6 veces mayor que las reservas probadas de Estados Unidos y que la agencia parece haber sobreestimado el área perforable en la mayoría de los yacimientos. La observación empírica de los yacimientos de gas *shale* maduros muestra que en ningún caso la producción se mantiene estable después

¹⁵⁴ Para 2024 la agencia no publicó su informe anual, y anunció que en el reporte previsto para 2025 habrá un cambio mayor de la metodología para modelar los escenarios futuros.

del pico, sino que decrece de manera constante, aunque con una pendiente menor del crecimiento previo (figura 37). El hecho que la EIA no haya publicado su pronóstico a mediano y largo plazo desde 2023 puede ser una indicación de que se esté reconsiderando la previsión optimista de una producción abundante de gas metano hasta 2050. Por otro lado, es sabido que siempre se perforan primero las áreas con mejor productividad —los llamados *sweetspots*—, por lo que, a medida que éstas se saturan con pozos y la perforación se traslada por necesidad a partes de menor calidad, los costos de perforación y terminación crecen de forma significativa. Por lo tanto, no sólo el suministro futuro de *shale* será menor que las estimaciones de la EIA, sino que es probable que tenga un costo mucho mayor a medida que la perforación tenga que moverse hacia partes de menor calidad de los yacimientos, que constituyen ya la mayor parte de lo que queda. Lo anterior implica que un incremento de los precios es inevitable.

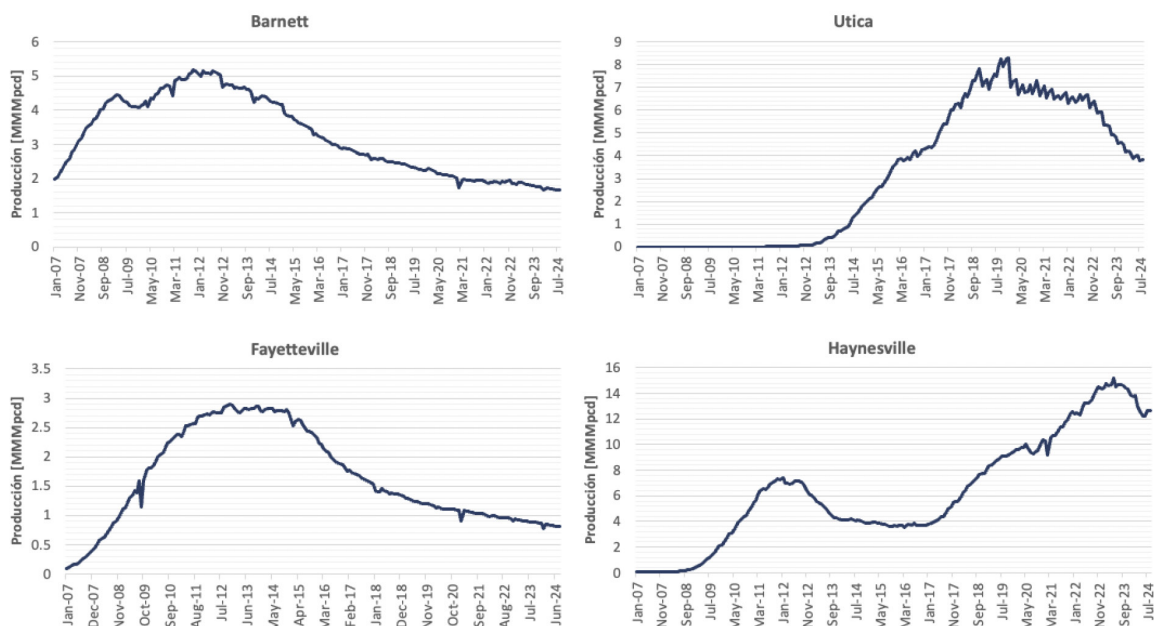


FIGURA 37. Perfil de producción de los yacimientos de gas *shale* sin petróleo que ya han pasado su máximo de extracción. Fuente: elaboración propia con datos de EIA (s.f.h).

La probable disminución de la producción e incremento de los precios en los próximos años tiene fuertes repercusiones para la política de exportación. El 26 de febrero de 2024 Estados Unidos declaró una pausa temporal al otorgamiento de permisos por parte del DOE para la exportación de GNL (The White House, 2024) a países con los que Estados Unidos no tiene establecido un tratado de libre comercio.¹⁵⁵ Esta pausa, aún vigente, tiene por objeto la actualización de los análisis de riesgos medioambientales y económicos que el DOE utiliza para definir la autorización de las solicitudes para la exportación de GNL,¹⁵⁶ para valorar en el contexto actual los potenciales impactos de dichas terminales para Estados Unidos. Si bien la moratoria se justifica con los impactos ambientales que la instalación de las terminales de licuefacción está generando, es posible que la preocupación principal tenga que ver con los riesgos que el incremento de la capacidad de exportación hacia el mercado exterior puede implicar para los precios y el acceso local.

El probable aumento en los próximos años de los precios de la molécula que importará México — como resultado del interés por exportar el gas metano vía marítima debido a los mayores márgenes que puede generar en mercados como el europeo o el asiático — es parte de un proceso al que la región está exponiéndose,¹⁵⁷ y que se suma al incremento regional de los precios que se generará cuando la producción estadounidense comience a caer. Aunque esto puede no ser inmediato, es una situación que se presentará en el horizonte de las próximas décadas en un contexto en el que la matriz energética mexicana ha sido atada al gas metano por los contratos e inversiones realizadas para su transporte y consumo.

¹⁵⁵ Los países a los que Estados Unidos exporta gas metano por ducto o como GNL y con los cuales tiene firmado un tratado de libre comercio son: Corea del Sur, México, Chile, República Dominicana, Jordán, Singapur, Panamá, Israel y Colombia. Estos países acumulan el 20 % de las exportaciones totales de GNL desde Estados Unidos hasta 2022. El resto de los países no firmantes a los que se exporta GNL son un grupo de 36 países que en conjunto acumulan el 80 % de todo el volumen de GNL que los Estados Unidos ha exportado desde 1979.

¹⁵⁶ Esta autorización también es requerida en los proyectos de reexportación de gas metano en forma de GNL que se pretenden instalar en México. En la actualidad, hay un total de 7,500 MMpcd autorizados para ser enviados a México con el propósito de ser reexportados como GNL a países con los que Estados Unidos tiene vigente un tratado de libre comercio; a su vez, está autorizado el envío de 5,550 MMpcd que pueden ser reexportados a países en los que no existe un tratado de este tipo firmado con Estados Unidos. Estas dos cantidades no son acumulables (DOE, 2024).

¹⁵⁷ Este riesgo de incremento de precios del gas metano en Estados Unidos no se contrapone con el primer riesgo relacionado con la sobrecapacidad instalada de licuefacción. Las dos situaciones se pueden presentar en diferentes momentos.

Por último, es necesario mencionar los riesgos geopolíticos de mantener una dependencia al gas metano de Estados Unidos, así como de ampliar dicha relación al configurar partes del territorio mexicano como plataforma para el despliegue de infraestructura que permita las exportaciones de gas estadounidense hacia el mercado mundial. Aunque las importaciones de gas metano por parte de México se encuentran bajo el paraguas del T-MEC, la complicación de las relaciones diplomáticas en procesos de negociación entre los dos países puede llevar a colocar al gas metano como una herramienta de coerción a favor del país exportador, aun a pesar de la importancia que el consumo mexicano tiene para las empresas de *shale* en Estados Unidos.

En este sentido, también es importante que las autoridades realicen una valoración de las implicaciones que tienen para la seguridad nacional los proyectos de reexportación de gas metano estadounidense desde las costas mexicanas. Convertir una franja importante del territorio nacional en el paso y punto de conexión entre Estados Unidos —el mayor exportador de gas metano en el mundo— y Asia —el mayor mercado global del mismo—, en un horizonte global de incremento de las tensiones y disputas geopolíticas, reestablece los términos en los que México aparece en el mapa de la infraestructura estratégica para los intereses estadounidenses.

Otros riesgos para México

Existen otros riesgos para México. El primero consiste en los accidentes que pueden ocurrir en las terminales de licuefacción, como ha sucedido en los últimos años.¹⁵⁸ Un accidente en infraestructuras de este tipo, las cuales contienen grandes volúmenes de gas, o en las obras asociadas —como los gasoductos o centros de compresión— puede tener graves consecuencias en una amplia área alrededor de las mismas.¹⁵⁹ Un segundo riesgo corresponde a los daños

¹⁵⁸ En junio de 2022, en la terminal de exportación de GNL llamada Freeport LNG, ubicada en la costa del estado de Texas, Estados Unidos, tuvo lugar una explosión que generó una flama de 140 metros de altura; la sección donde ocurrió la explosión había sido inspeccionada pocas semanas antes (Chapa, 2022).

¹⁵⁹ Es importante recordar que en Estados Unidos no existen terminales de GNL en los estados de la costa oeste, debido principalmente a las regulaciones de seguridad industrial y ambiental que tienen algunos de los estados en dicha zona, así como por la oposición social debido a los riesgos socioambientales que implica su construcción y operación. En México también ha existido y existe una oposición por parte de sectores de la población a este tipo de infraestructuras por los riesgos asociados.

socioambientales ocasionados por su operación cotidiana, los cuales pueden originar afectaciones a la salud debido a la cercanía con fuentes de metano y otros compuestos asociados, como ha sido documentado en las últimas décadas (CHPNY *et al.*, 2023). Un tercer riesgo radica en el incremento de la presión —interna y externa— que proyectos de este tipo podrían generar sobre las autoridades mexicanas, para fomentar inversiones en la industria del *shale gas* en yacimientos no convencionales dentro del país, con graves repercusiones para las comunidades aledañas. Tal situación podría ser una consecuencia directa de la caída de la producción en Estados Unidos y el aumento de los precios del gas metano, ya sea para consumo local o para su exportación.



Listado de tablas

TABLA 1. Número de centrales eléctricas en las que el gas metano es uno de los principales insumos energéticos | 22

TABLA 2. Principales gasoductos de acceso abierto construidos en México entre 1995-2023 | 39

TABLA 3. Principales gasoductos construidos en Estados Unidos después de 2011 para exportar gas metano a México | 43

TABLA 4. Flujo de gas hacia México por paso fronterizo desde Estados Unidos en 2023 | 49

TABLA 5. Terminales de regasificación en México | 53

TABLA 6. Países de origen de las importaciones de gas natural licuado entre 2006 y 2022 | 55

TABLA 7. Terminales de licuefacción de gas natural licuado en México | 64

TABLA 8. Proyectos de gasoductos en México | 75

TABLA 9. Gasoductos de Estados Unidos en proyecto relacionados directamente con las nuevas terminales de exportación de gas natural licuado desde México | 82



Listado de figuras

- FIGURA 1.** Extracción de gas natural en México entre 1960 y 2023 | 11
- FIGURA 2.** Producción de gas natural asociado en campos terrestres y marinos en México durante el periodo 1994-2023 (MMpcd) | 12
- FIGURA 3.** Producción, consumo y ventas de gas natural seco por parte de Pemex durante el periodo 1994-2023 | 15
- FIGURA 4.** Demanda de gas natural seco en México entre 1994 y 2022 | 17
- FIGURA 5.** Demanda de gas seco por región entre 1994 y 2022 | 18
- FIGURA 6.** Demanda de gas seco por región entre 1994 y 2022 sin incluir el sector petrolero | 20
- FIGURA 7.** Incremento en la demanda de gas metano por estado entre 1994 y 2022 sin incluir el sector petrolero | 21
- FIGURA 8.** Balance de gas natural | 29
- FIGURA 9.** Importaciones de gas natural entre 1994 y 2023 | 33
- FIGURA 10.** La nueva red de gasoductos | 37
- FIGURA 11.** Gasoductos en Estados Unidos con conexión fronteriza | 44
- FIGURA 12.** Capacidad de los pasos transfronterizos de gas metano | 45
- FIGURA 13.** Importaciones y capacidad fronteriza de transporte de gas metano en operación, construcción y en proyecto | 47
- FIGURA 14.** Gas metano importado a México por estado fronterizo de ingreso | 48
- FIGURA 15.** Flujo de gas desde Estados Unidos hacia México por paso fronterizo (1975-203) | 48
- FIGURA 16.** Inyección de gas a la red de gasoductos en 2023 | 50
- FIGURA 17.** Porcentaje de gas natural licuado con respecto al total de las importaciones de gas natural | 56
- FIGURA 18.** Importaciones de gas natural licuado y capacidad de importación terrestre fronteriza | 57

FIGURA 19. Importaciones marítimas de gas natural licuado por punto de ingreso e importador	58
FIGURA 20. Porcentaje de uso de la capacidad de regasificación de las terminales entre 2006 y 2017	59
FIGURA 21. Terminales de licuefacción de gas natural licuado en México	68
FIGURA 22. Gasoductos en proyecto en México y Estados Unidos	77
FIGURA 23. Comparativo entre la prospectiva de gas seco del periodo 2011-2026 y datos reales correspondientes a los años 2011-2022	84
FIGURA 24. Comparativo entre la prospectiva de gas seco del periodo 2023-2037 y datos reales correspondientes a los años 2011-2023	87
FIGURA 25. Prospectiva de producción de gas natural en México	89
FIGURA 26. Prospectiva de producción y demanda de gas natural en México	90
FIGURA 27. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario CNH y Cenagas)	92
FIGURA 28. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario <i>Prospectiva 2023-2037</i>)	93
FIGURA 29. Demanda de gas natural por sector (escenario <i>Prospectiva 2023-2037</i>)	95
FIGURA 30. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028 (escenario CNH y <i>Prospectiva 2023-2037</i>)	96
FIGURA 31. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones totales de gas natural licuado (escenario CNH-Cenagas)	99
FIGURA 32. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones de gas natural licuado (escenario <i>Prospectiva 2023-2037</i>)	101
FIGURA 33. Prospectiva de producción, demanda e importaciones de gas natural seco en México para el periodo 2023-2028, con potenciales exportaciones de gas natural licuado (escenario CNH y <i>Prospectiva 2023-2037</i>)	103
FIGURA 34. Exportaciones y precios del gas natural en Estados Unidos	109
FIGURA 35. Producción total de gas metano de Estados Unidos entre 1997 y 2024, separando gas convencional y yacimientos de gas <i>shale</i>	110
FIGURA 36. Producción de los yacimientos estadounidenses de gas <i>shale</i>	112
FIGURA 37. Perfil de producción de los yacimientos de gas <i>shale</i> sin petróleo que ya han pasado su máximo de extracción	113



Referencias

- ASF (Auditoría Superior de la Federación) (2018). *CFE Corporativo. Desempeño de la CFE en el transporte y suministro de gas natural*. ASF. https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/Documentos/Auditorias/2018_0502_a.pdf
- Baker, A. (2023). Mexico's CFE Working to Develop More 'Mature, Robust' Natural Gas Market in Tandem with Private Sector. *Natural Gas Intelligence*. <https://naturalgasintel.com/news/mexicos-cfe-working-to-develop-more-mature-robust-natural-gas-market-in-tandem-with-private-sector/>
- Banxico (s.f.). Balanza de productos petroleros. *Sistema de Información Económica*. <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CE121§or=1&locale=es>
- Berman, A. (2024). Draining America First - The beginning of the end for shale gas. *Art Berman*. <https://www.artberman.com/blog/draining-america-first-the-beginning-of-the-end-for-shale-gas/>
- Bnamerica (2022). Radiografía al proyecto marino de US\$4.500mn de TC Energy en México. *Bnamerica*. <https://www.bnamerica.com/es/noticias/el-proyecto-de-gasoducto-costa-afuera-de-tc-energy-de-us4500mn-en-mexico>
- BP (2022). *BP Statistical Review of World Energy 2022*. Londres: BP. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- CCAC (Climate & Clean Air Coalition) (s.f.). Methane. *Climate & Clean Air Coalition*. <https://www.ccacoalition.org/short-lived-climate-pollutants/methane#>

- Cenagas (Centro Nacional de Control del Gas Natural) (2016). Cenagas y Sistrangas. Preguntas frecuentes relacionadas con el Cenagas y el Sistrangas. *Gobierno de México*. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500>
- CFE (Comisión Federal de Electricidad) (2024). *Plan de negocios 2024-2028*. Comisión Federal de Electricidad. <https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202024-2028.pdf>
- ____ (2023a). *Reporte anual 2023*. Comisión Federal de Electricidad. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Reportes%20Anuales%20Documentos/Reporte%20Anual%202023.pdf>
- ____ (2023b). Presenta la CFE resultados al segundo trimestre de 2023: proyectos de infraestructura, alianzas estratégicas y excelencia en generación nuclear. *El economista*. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Presenta-la-CFE-resultados-al-segundo-trimestre-de-2023-Proyectos-de-infraestructura-alianzas-estrategicas-y-excelencia-en-generacion-nuclear-20230714-0032.html>
- ____ (2023c). *Informe anual 2022*. Comisión Federal de Electricidad. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%20Portal.pdf>
- ____ (2023d). La CFE avanza en la electrificación del Tren Maya. *Comisión Federal de Electricidad*. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=3822>
- ____ (2022a). *Informe anual 2021*. Comisión Federal de Electricidad. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf>
- ____ (2022b). CFE y Sempra infraestructura amplían acuerdos para el desarrollo de infraestructura energética en México. *Comisión Federal de Electricidad*. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2586>
- ____ (2022c). Convocatoria para la contratación del servicio de transporte de gas natural. *CFEnergía*. <https://www.cfenergia.com/wp-content/uploads/2023/03/CONVOCATORIA-PARA-LA-CONTRATACION-DEL-SERVICIO-DE-TRANSPORTE-DE-GAS-NATURAL-PARA-BAJA-CALIFORNIA-ME%CC%81XICO-25-de-abril-de-2022-VF-1.pdf>
- CFEnergía (2021). *Convocatoria para conocer el interés por parte del sector privado en el desarrollo de infraestructura de licuefacción de gas natural (GNL) “el proyecto”, en el puerto de Salina Cruz, Oaxaca*. Ciudad de México: CFEnergía. <https://www.cfenergia.com/wp-content/uploads/2021/08/Convocatoria-Versio%CC%81n-Final-30082021.pdf>

- Chapa, S. (2022). Freeport LNG Blast Created 450-Feet-High Fireball, Report Shows. *Bloomberg*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-12/freeport-lng-blast-created-450-feet-high-fireball-report-shows>
- CHPNY (Concerned Health Professionals of NY), PSR (Physicians for Social Responsibility) y Science & Environmental Health Networks (2023). *Compendium of Scientific, Medical, and Media Findings Demonstrating Risks and Harms of Fracking and Associated Gas and Oil Infrastructure*. <https://psr.org/wp-content/uploads/2023/10/fracking-compendium-9.pdf>
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) (2024). Mapa de la industria de los hidrocarburos. *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- _____. (2023). *Acuerdo CNH.200.024/2023 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopta medidas de emergencia con la finalidad de promover el desarrollo de las actividades petroleras de la asignación A-0188-M-Campo Lakach, respecto de la solicitud de aprobación de la modificación al plan de desarrollo para la extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/811390/1._Anexo_3_Acuerdo_CNH.200.024-2023.pdf
- _____. (2022). *Prospectiva de producción 2022-2028. Tercer trimestre 2022*. Comisión Nacional de Hidrocarburos. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf>
- CNIH (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos) (s.f.). Sistema de Información de Hidrocarburos. *Centro Nacional de Información de Hidrocarburos*. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>
- Conahcyt (Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías) (s.f.). Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas). *Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías*. <https://energia.conacyt.mx/planeas/>
- Conasami (Comisión Nacional de los Salarios Mínimos) (2011). *Política energética*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/170444/3_Politica_energetica_-_Anual_2011.pdf
- CRE (Comisión Reguladora de Energía) (s.f.). *Registro público del órgano de gobierno*. Gobierno de México. <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>
- DOE (U.S. Department of Energy) (2025a). Mexico Pacific Limited LLC (MPL) | FECM Docket No. 22-167-LNG. *U.S. Department of Energy*. <https://www.energy.gov/fecm/articles/mexico-pacific-limited-llc-mpl-fecm-docket-no-22-167-lng>

- ____ (2025b). Policy Statement on Export Commencement Deadlines in Natural Gas Export Authorizations. *U.S. Department of Energy*. <https://www.energy.gov/fecm/articles/policy-statement-export-commencement-deadlines-natural-gas-export-authorizations>
- ____ (2024). List of LNG Export Applications of the Lower 48 States before the Department of Energy as of July 03, 2024. *U.S. Department of Energy*. <https://www.energy.gov/fecm/articles/summary-lng-export-applications-lower-48-states>
- ____ (2023). Epsilon LNG LLC - FE Dkt. No - 20-31-LNG. *U.S. Department of Energy*. <https://www.energy.gov/fecm/articles/epsilon-lng-llc-fe-dkt-no-20-31-lng>
- DW (Deutsche Welle) (2022). AMLO ofrece abastecer a Alemania con gas natural de México. *DW*. <https://www.dw.com/es/amlo-ofrece-abastecer-a-alemania-con-gas-natural-de-m%C3%A9xico/a-63288458>
- EIA (U.S. Energy Information Administration) (2025). Short-Term Energy Outlook. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/outlooks/steo/#:~:text=Electricity%20consumption.,of%20electricity%20for%20space%20heating>
- ____ (2024). U.S. Energy Atlas. *U.S. Energy Information Administration*. <https://atlas.eia.gov/apps/5039a1a01ec34b6bbf0ab4fd57da5eb4/explore>
- ____ (2023). Annual Energy Outlook 2023. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- ____ (2022). Russia's natural gas pipeline exports to Europe decline to almost 40-year lows. *Today in Energy*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53379>
- ____ (s.f.a). Short-Term Energy Outlook Data Browser. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/>
Revisado el 20 de febrero de 2024.
- ____ (s.f.b). Natural Gas Products. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/naturalgas/>
- ____ (s.f.c). Natural Gas Imports. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#imports>
- ____ (s.f.d). Natural Gas Exports and Re-Exports by Point of Exit. *U.S. Energy Information Administration*. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_poe2_a_EPG0_ENP_Mmcf_a.htm

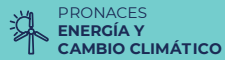
- _____. (s.f.e). Natural Gas Prices. *U.S. Energy Information Administration*. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_a.htm
- _____. (s.f.f). Approved Major Pipeline Projects (1997-Present), disponible en <https://www.ferc.gov/industries-data/natural-gas/approved-major-pipeline-projects-1997-present>
- _____. (s.f.g). U.S. Natural Gas Summary Workbook. *U.S. Energy Information Administration*. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_lsum_dcu_nus_a.htm
- _____. (s.f.h) Natural Gas Explained. *U.S. Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>
- Energía Hoy (2015). Pemex e IEnova firman alianza para crear planta de gas natural licuado. *Energía Hoy*. <https://energiyahoy.com/2015/02/19/pemex-e-ienova-firman-alianza-para-crear-planta-de-gas-natural-licuado/>
- Ferrari, L., Flores Hernández, J.R. y Hernández Martínez, D. (2024). A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 41(1), 66-86. <http://dx.doi.org/10.22201/cgeo.20072902e.2024.1.1770>
- Ferrari, L. y Hernández Martínez, D. (2024). Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética. En: Ferrari, L. et al. (coord.). *Transición energética justa y sustentable. Contexto y estrategias para México*. Ciudad de México: Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías; Fondo de Cultura Económica, pp. 15-41. https://secihti.mx/wp-content/uploads/publicaciones_conacyt/libros/Ferrari_Transicion_energetica_justa_9786071684004.pdf
- Gasoducto de Aguaprieta S. de R. L. de C. V. (2021). *Gasoducto Aguaprieta. Estudio de riesgo ambiental modalidad ductos terrestres*. http://104.209.210.233/gobmx/2021/2do_T/A73/d/E-09-DLA0192-06-20-DGGPI.pdf
- Geocomunes (2024). Geovisualizador general. *Geocomunes*. <http://132.248.26.105:81/geovisualizador/general>
- _____. (2020). *Alumbrar las contradicciones del Sistema Eléctrico Mexicano y de la transición energética: Preguntas clave para entenderlos y construir otros modelos energéticos*. Ciudad de México: Fundación Rosa Luxemburgo. <http://geocomunes.org/Visualizadores/SistemaElectricoMexico/>
- GIIGNL (Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado) (s.f.). Annual Report. *GIIGNL*. <https://giignl.org/resources/>

- Government of Canada (2025). Canadian liquified natural gas projects. *Government of Canada*. <https://natural-resources.canada.ca/energy-sources/fossil-fuels/canadian-liquified-natural-gas-projects>
- Howarth, R. (2014). A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas. *Energy Science & Engineering* 2: 47-60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>
- Hughes, D. (2021). *Shale Bubble report series*. Post Carbon Institute. <https://www.postcarbon.org/publications/shale-bubble-report-series/#reports>
- IEA (International Energy Agency) (2023). *World Energy Outlook 2023*. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
- IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis) (2024). *Global LNG Outlook 2024-2028*. Ohio: IEEFA. https://ieefa.org/sites/default/files/2024-04/Global%20LNG%20Outlook%202024-2028_April%202024%20%28Final%29.pdf
- _____. (2023). *Global LNG Outlook 2023-27*. Ohio: IEEFA. https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-04/11.%20IEEFA_Global%20LNG%20Outlook_February%202023.pdf
- LNG Canada (s.f.). *LNG Canada*. <https://www.lngcanada.ca/>
- McCartney, G. y Disavino, S. (2024). US natural gas producers eye more output cuts as prices sink. *Reuters*. <https://www.reuters.com/markets/commodities/us-natural-gas-producers-eye-more-output-cuts-prices-sink-2024-08-07/>
- McLean, B. (2018). *Saudi America. The Truth About Fracking and How It's Changing the World*. Nueva York: Columbia Global Reports.
- Mexico Pacific. (s.f.). Saguaro Energía. *Mexico Pacific*. <https://mexicopacific.com/esp/saguaro-lng/saguaro-energia/>
- Millard, R. (2024). Qatar to increase LNG export capacity in bet on Asian demand. *Financial Times*. <https://www.ft.com/content/dee71c1d-cb62-4fa0-909d-c59814e54f9d>
- New Fortress Energy (s.f.). El Fast LNG acelera el camino hacia la energía positiva. *New Fortress Energy*. <https://www.newfortressenergy.com/mx/fast-lng>
- Novedades de Tabasco (2023). Concluyen ramales de gas hacia la refinería Olmeca. *Novedades de Tabasco*. <https://novedadesdetabasco.com.mx/2023/06/19/concluyen-ramales-de-gas-hacia-la-refineria-olmeca/>

- OGV Energy (2021). Over 100 oil and gas companies went bankrupt in 2020. *OGV Energy*. <https://ogv.energy/news-item/over-100-oil-and-gas-companies-went-bankrupt-in-2020/>
- Oil & Gas (2016). \$17.85 Billion in Oil and Gas Bankruptcies in 2015. *Oil & Gas*. <https://www.oilandgas360.com/17-85-billion-in-oil-and-gas-bankruptcies-in-2015/>
- Pérez Macías, L.F. (2021). La estrategia de Estados Unidos para la exportación de gas natural licuado y su proyecto de configuración de un dominio energético. *Norteamérica*, 16(1), pp. 9-33.
- Nasdaq (2022). Mexico says it will double LNG processing capacity at proposed plant. *Nasdaq*. <https://www.nasdaq.com/articles/mexico-pacific-says-it-will-double-lng-processing-capacity-at-proposed-plant>
- Pemex (Petróleos Mexicanos) (2025). Pemex Transformación Industrial. *Base de Datos Institucional*. https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=GBALGSE_G
- ____ (2023). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2023-2027*. Petróleos Mexicanos. https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2023-2027_total.pdf
- ____ (2022). *Anuario Estadístico 2022*. https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/Anuario%202022_VF.pdf
- ____ (2021). *Anuario Estadístico 2021*. <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/Anuario%20Estad%20C3%ADstico%202021.pdf>
- ____ (2006). *Términos usados en la Industria Petrolera*. https://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio_marzo2006-4_en.pdf
- ____ (s.f.). *Base de Datos Institucional*. Pemex. <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do>
- Pitts, P. (2022). Amigo LNG Exclusive Q&A: Plans to export US gas from Mexico. *Yahoo! Finance*. <https://finance.yahoo.com/news/amigo-lng-exclusive-q-plans-043000626.html>
- Reglamento (1995) de Gas Natural. *Diario Oficial de la Federación*. 8 de noviembre de 1995. https://www.dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=209405&pagina=49&seccion=1
- Rodríguez Padilla, V. (2018). Seguridad e integración energética con Estados Unidos: de la confianza a la incertidumbre. *Norteamérica*, 13(2), pp. 61-83.

- Sánchez Jiménez, A. (2023). Sellan pacto CFE y Mexico Pacific para construcción de gasoducto en Sonora. *La Jornada*. <https://www.jornada.com.mx/notas/2023/07/16/politica/sellan-pacto-cfe-y-mexico-pacific-para-construccion-de-gasoducto-en-sonora/>
- Semarnat (s.f.). Consulta tu trámite. *Gobierno de México*. <https://app.semarnat.gob.mx/consulta-tramite/#/portal-consulta>
- Sener (Secretaría de Energía) (2024). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038*. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- _____. (2023a). *Prontuario estadístico de gas natural y petroquímicos Diciembre 2023*. Gobierno de México. https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioGNP_DIC23.pdf
- _____. (2023b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>
- _____. (2023c). *Prospectiva de gas natural 2023-2037*. Gobierno de México. https://base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PGN_23-37_F.pdf
- _____. (2022). *Plan quinquenal de expansión del Sistrangas 2020-2024. Segunda revisión. Diciembre 2022*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/821121/20221212_1300_2DA_REV_PQ_2020_2024_para_CS2.pdf
- _____. (2020). *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural 2020-2024*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591600/2PQ_SISTRANGAS_2020_2024__05-11-2020_.pdf
- _____. (2018). *Prospectiva de gas natural 2018-2032*. Gobierno de México. https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
- _____. (2012a). *Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2026*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62957/Prospectiva_del_Mercado_de_Gas_Natural_2012-2026.pdf
- _____. (2012b). *Estrategia Nacional de Energía 2012-2026*. Gobierno de México. https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/61/3/2012-03-01-1/assets/documentos/Estrategia_Nacional_de_Energia.pdf

- _____. (s.f.). *Sistema de Información Energética*. Gobierno de México. <https://sie.energia.gob.mx/>
- Solís, A. (2021). Exclusiva: Asia, el plan de CFE para revertir su problema de gas natural. *Bloomberg Línea*. <https://www.bloomberglinea.com/2021/09/02/exclusiva-asia-el-plan-de-cfenergia-para-revertir-su-problema-de-gas-natural/>
- The White House (2024). FACT SHEET: Biden-Harris Administration Announces Temporary Pause on Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports. *The White House*. <https://bidenwhitehouse.archives.gov/briefing-room/statements-releases/2024/01/26/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-temporary-pause-on-pending-approvals-of-liquefied-natural-gas-exports/>
- TC Energía (2022). CFE, CF Energía, y TC Energía celebran la consolidación de su alianza estratégica a favor del bienestar de los mexicanos. *TC Energía*. <https://www.tcenergia.com/noticias/2022-08-30-CFE-CFenergia-y-TC-Energia-celebracion-la-consolidacion-de-su-alianza/>



GOBIERNO DE
MÉXICO



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

