

MÉXICO EN LA ENCRUCIJADA GASÍFERA:

SEGURIDAD ENERGÉTICA CONTRA
LA AMBICIÓN DE CONVERTIRSE
EN HUB EXPORTADOR

Aleida Azamar Alonso





Terminal GNL de Sonora-Saguaro Energía

Puerto Libertad, Sonora

Promotor: Mexico Pacific Limited LLC (MXP)

Tipo: Planta de licuefacción de GNL

Función: Exportar gas fósil proveniente de Texas a mercados asiáticos

- Depende del gasoducto Sierra Madre (800 km). Cambio de terminal de regasificación a planta de licuefacción sin nueva MIA.
- 1,100 Ha y alojamientos temporales para trabajadores.
- Enfrenta amparos, oposición social y alertas ante ONU, UNESCO, UICN y CIDH.
- Sin Decisión Final de Inversión (FID).
- Permisos en conflicto por litigios.



Amigo LNG

Guaymas, Sonora

Promotor: LNG Alliance Pte Ltd (Singapur), Epsilon LNG (EE.UU.)

Tipo: Instalación flotante de licuefacción, unidades de almacenamiento

Función: Exportar gas de la Cuenca Pérmica (Texas) hacia Asia, Medio Oriente y África

- 4.2 MTPA capacidad inicial, ampliable a 7.8 MTPA.
- Depende de gasoductos Samalayuca-Sásabe y Sásabe-Guaymas.
- Contratos de venta a largo plazo.
- En Evaluación de Impacto Ambiental por ASEA.
- Sin Decisión Final de Inversión (FID).



Vista Pacífico LNG

Topolobampo Sinaloa

Promotor: Sempra Energy

Tipo: Unidad flotante de licuefacción (FLNG), instalaciones auxiliares en tierra

Función: Exportar gas fósil de la Cuenca Pérmica (Estados Unidos) hacia Asia y otros mercados

- Capacidad estimada: 2-3 MTPA.
- Conectado al sistema CFE y al Gasoducto Corredor Norte (75 km terrestres y 5.6 km marinos).
- 47 buques al año.
- Permisos del DOE vigentes hasta 2050.
- En Evaluación de Impacto Ambiental por ASEA (Vista Pacífico LNG y gasoducto Corredor Norte).
- Sin Decisión Final de Inversión (FID).



MÉXICO, NUEVA ZONA DE SACRIFICIO DEL GAS FÓSIL ESTADOUNIDENSE

A partir de gasoductos y terminales de licuefacción se busca convertir al país en una plataforma para la exportación de gas proveniente de Estados Unidos, extraído mediante fractura hidráulica (fracking). La industrialización del Golfo de California implica riesgos económicos, ambientales y sociales significativos para México, especialmente para las comunidades costeras del Golfo de California.



Gasoductos privados en operación

Gasoductos privados en proyecto

Plantas licuefacción gas en proyecto

Plantas regasificación en operación

Pasos fronterizos de gas

MÉXICO EN LA ENCRUCIJADA GASÍFERA

México está en una encrucijada. Durante años, el gas fósil fue presentado como el "combustible puente" que nos permitiría transitar hacia energías limpias. Hoy la evidencia muestra que ese puente nos conduce a un callejón sin salida.

EL ORIGEN DE LA CONTRADICCIÓN

Nuestras reservas solamente alcanzan para 13 años y la capacidad de almacenamiento estratégico no cubre ni dos días del consumo nacional. En estas condiciones no podemos lograr soberanía energética, mucho menos convertirnos en un hub exportador.

EL “HUB EXPORTADOR”

Al convertirse en plataforma de exportación, en este caso a Asia, México competiría con otros mercados más grandes y mejor establecidos. Esta competencia generará alza en los precios y desventajas para las familias e industrias mexicanas.

VOLATILIDAD ECONÓMICA

Impulsar una estrategia que depende del gas estadounidense subordina la seguridad energética nacional a factores que no controlamos, debilitando la soberanía mexicana para favorecer intereses extranjeros. Los cambios de precio del gas en Texas incrementarán los costos de producción y distribución energética en México, por lo que se verían afectadas las familias y las industrias nacionales.

EL ESPEJISMO DE LA INFRAESTRUCTURA

Construir más ductos y terminales para exportar y almacenar energía fósil importada y no renovable sería un costoso retroceso para la transición energética del país. En cambio, la evidencia apunta a que impulsar el aprovechamiento de las energías solar y eólica locales es rentable, seguro y favorable.

LA AMENAZA A LA SOBERANÍA

Insistir en proyectos fósiles de exportación es, en el fondo, ceder nuestra soberanía nacional y postergar la transición energética. Convertir nuestro territorio en un corredor logístico para exportar gas texano es perpetuar la dependencia extranjera y renunciar a decidir sobre nuestro futuro energético.

LOS COSTOS OCULTOS

Los modelos de desarrollo energético basados en combustibles fósiles imponen a México una carga desproporcionada de riesgos y costos socioambientales. Más allá de los datos estadísticos, se han documentado los siguientes impactos:

Ambientales
Los megaproyectos de gas fósil alteran ecosistemas únicos que albergan especies en peligro, afectando a las comunidades locales y el entorno natural en forma de pérdida de recursos hídricos, daños a la fauna y desastres ambientales.

Económicos
El desarrollo de infraestructuras para gas fósil en el Golfo de California y el litoral de Pacífico perjudica a las economías que dependen de la pesca o el turismo y obstaculiza el desarrollo de actividades económicas sustentables de pequeña y mediana escala.

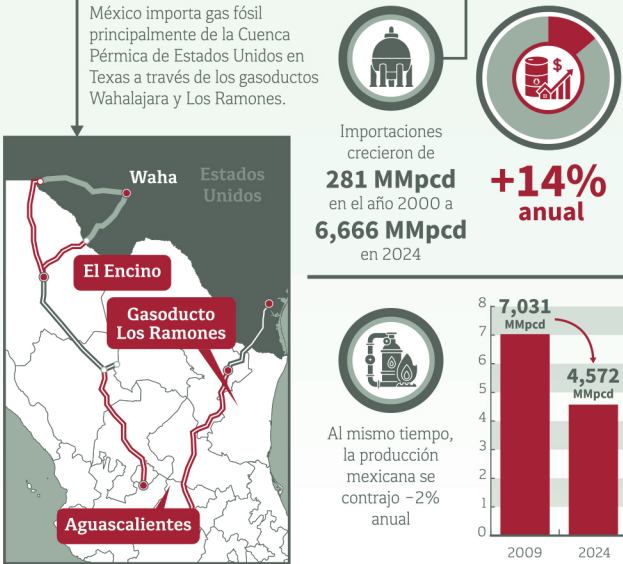
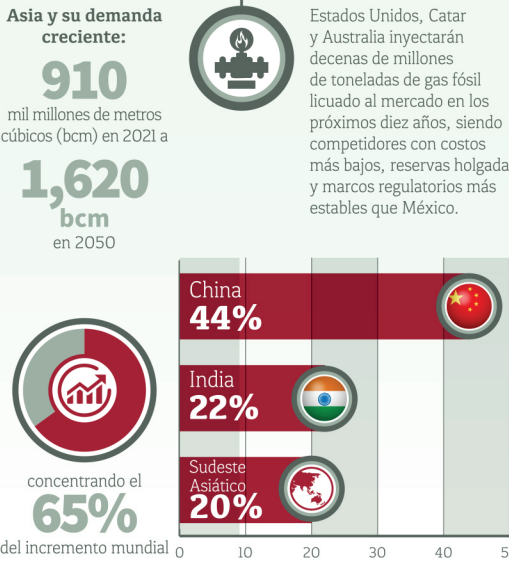
Sociales
La expansión de megaproyectos de gas fósil en distintas regiones de México, frecuentemente sin procesos adecuados de consulta previa, ha generado el despojo de tierras y la afectación de territorios habitados por comunidades indígenas y rurales.

Humanos
Los proyectos de gas fósil perjudican la salud de las poblaciones aledañas, ocasionan escasez de recursos y dañan el tejido social. Esto también ha provocado la persecución –e incluso el asesinato– de líderes comunitarios y activistas ambientales.

México dispone de otras alternativas renovables:

- Energía solar fotovoltaica
- Pequeñas hidroeléctricas
- Energía Eólica
- Geotermia
- Almacenamiento avanzado de energía

México podría optar por un sistema energético descarbonizado y sostenible que mitigue riesgos y contribuya a la reducción de GEI del sector energético para desacelerar el avance del cambio climático y sus costos socioambientales.



MÉXICO EN LA
**ENCRUCIJADA
GASÍFERA**



MÉXICO EN LA **ENCRUCIJADA GASÍFERA**

SEGURIDAD ENERGÉTICA CONTRA
LA AMBICIÓN DE CONVERTIRSE
EN HUB EXPORTADOR

Aleida Azamar Alonso



Casa abierta al tiempo
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA
Unidad Xochimilco



CENTRO MEXICANO PARA LA DEFENSA DEL MEDIO AMBIENTE

Fernando Ochoa
Director general
fernando@dan.com.mx

Cecilia García
Directora de Comunicación Estratégica
cecilia@dan.com.mx

Alberto Francisco
Coordinador de Plataformas
y Medios de Difusión
alberto@dan.com.mx

COMITÉ EDITORIAL DE LA OBRA

Marcela Torres Wong
Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales

Jorge Antonio Mejía Rodríguez
Universidad de Guadalajara

Marisol Anglés Hernández
Universidad Nacional Autónoma de México

Edgar Talledos Sánchez
Universidad Autónoma Metropolitana

Maritza Islas
Universidad Nacional Autónoma de México

Gabriel Rosas
Universidad Autónoma Metropolitana

Lourdes Alonso Serna
Universidad del Mar

Josemanuel Luna-Nemecio
Universidad Autónoma Metropolitana



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA

Gustavo Pacheco López
Rector general
Esthela Irene Sotelo Núñez
Secretaria general

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA UNIDAD XOCHIMILCO

María Angélica Buendía Espinosa
Rectora de Unidad

Irma Gabriela Anaya Saavedra
Secretaria de Unidad

DIVISIÓN DE CIENCIAS SOCIALES Y HUMANIDADES

Leonel Pérez Expósito
Director

María del Pilar Berrios Navarro
Secretaria académica

Diego García del Gállego
Jefe de la sección de publicaciones

CONSEJO EDITORIAL

José Fernández García, presidente

Claudia del Carmen Díaz Pérez

Araceli Mondragón González

Mario Rufer

Alejandra Toscana Aparicio

Asesores, René David Benítez Rivera

Manuel Triano Enríquez

Daniela Páez Jiménez

Asistente del Consejo Editorial

Varinia Cortés Rodríguez

Asistente editorial

México en la encrucijada gasífera: seguridad energética contra la ambición de convertirse en hub exportador

© Aleida Azamar Alonso | Primera edición, enero de 2026 | ISBN 978-607-26971-6-4

mc editores, miguel carranza trejo, editor, av. revolución 1546-18, 01020 ciudad de México,
mceditores@gmail.com | Diseño de portada e infografía: Estudio Dracom, dracomgraphics@gmail.com

Esta publicación fue financiada con recursos del Centro Mexicano para la Defensa del Medio Ambiente A.C., DAN, organización civil sin fines de lucro constituida conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo principal objeto social es la protección al ambiente | Donataria autorizada conforme al Oficio 600-04-05-2010-68884, emitido por la Administración de Normatividad de Impuestos Internos "5", adscrito, a su vez, a la Administración General Jurídica del Servicio de Administración Tributaria, SAT, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, fechado en México, D.F., el 26 de agosto de 2010.

Esta obra fue dictaminada a doble ciego por pares académicos expertos en el tema. Los contenidos son responsabilidad de la autora y no reflejan necesariamente la postura de DAN. Esta obra puede reproducirse total o parcialmente de forma gratuita, siempre y cuando se cite la fuente.

Impreso en México | Printed in Mexico

*Todavía cantamos, todavía pedimos
Todavía soñamos, todavía esperamos
Que nos den la esperanza
De saber que es posible
Que el jardín se ilumine
Con las risas y el canto
De los que amamos tanto.*

VÍCTOR HEREDIA



CONTENIDO

9	RESUMEN EJECUTIVO ¿Puede México garantizar su propio abastecimiento energético y al mismo tiempo erigirse en un hub confiable de suministro hacia Asia y otros mercados?
19	INTRODUCCIÓN
27	METODOLOGÍA
31	ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y TENDENCIAS DEL MERCADO
63	PERFIL ESTADÍSTICO DE CONSUMO DE GAS FÓSIL EN ASIA
79	GAS FÓSIL EN MÉXICO: CLAVE JURÍDICA, ECONÓMICA Y SOCIAL (2013-2025)
89	MÉXICO COMO POSIBLE HUB DE EXPORTACIÓN GASÍFERA
113	CONCLUSIONES
121	BIBLIOGRAFÍA
131	SIGLAS Y ABREVIATURAS



¿PUEDE MÉXICO GARANTIZAR SU PROPIO ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO Y AL MISMO TIEMPO ERIGIRSE EN UN HUB CONFIABLE DE SUMINISTRO HACIA ASIA Y OTROS MERCADOS?

México depende de la importación de gas fósil para sostener su industria y la generación de electricidad; sus reservas internas de vida son limitadas y no cuenta con almacenamiento estratégico suficiente. En este contexto, convertir al país en una plataforma de reexportación de gas fósil licuado (GFL) hacia Asia y otros mercados –lo que no se apoya en excedentes propios–, elevaría los riesgos físicos, financieros, regulatorios y socioambientales del sistema energético nacional. La estrategia prudente es priorizar la seguridad energética doméstica al reducir la dependencia de gas que caracteriza al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante la expansión de proyectos renovables con perspectivas colectivas y solidarias, además de evitar compromisos de exportación que compitan con el abasto interno.

En la última década, la producción nacional de gas fósil disminuyó, mientras que las importaciones crecieron en una porción mayoritaria del consumo, lo que representa un riesgo considerable para el país, pues la relación reservas-producción (R/P) ofrece un horizonte acotado si se mantiene la extracción actual sin mayor inversión en el desarrollo de proyectos gasíferos, y cuando la

capacidad de almacenamiento estratégico del país equivale a sólo unos días de consumo.

Dado que el principal uso del gas en México consiste en la generación de electricidad, cualquier interrupción del suministro o volatilidad de precios se traslada con rapidez a la confiabilidad del SEN y a las tarifas, lo que afecta, en mayor medida, a las personas en situación de vulnerabilidad, y de forma grave a los sectores industriales y residenciales. En paralelo, la mayor parte de los proyectos de licuefacción propuestos para el litoral del Pacífico y, en menor medida, para el Golfo de México, depende del gas de Estados Unidos; esto implica permisos y reglas de operación en dos jurisdicciones, lo que expone a cambios regulatorios ajenos al control nacional, además de provocar incertidumbre ante cualquier viraje político.

PRINCIPALES HALLAZGOS

1. La brecha entre la producción nacional y la demanda interna es cubierta con importaciones, lo que ha reducido la autonomía de decisión ante contingencias climáticas, logísticas y regulatorias en la frontera.
2. El indicador R/P es limitado en perspectiva regional, pues sin descubrimientos de magnitud, mejoras sustantivas en recuperación o cambios en la declinación de campos, el margen para compromisos de exportación es muy estrecho.
3. La falta de infraestructura nacional de almacenamiento subterráneo mantiene al sistema vulnerable. Las mejores prácticas internacionales apuntan a disponer de una reserva para

- varias semanas o meses de consumo, mientras México cuenta con una provisión de abastecimiento para sólo unos días, lo que obliga a continuar con una operación en tiempo real.
4. La generación con ciclos combinados se consolidó como columna vertebral de la expansión eléctrica, por lo que los riesgos que representa el gas, en los hechos, se trasladan al sistema eléctrico y, por extensión, a la actividad industrial.
 5. El costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de las fuentes solar fotovoltaica y eólica ha caído de manera sostenida. Cada nuevo dólar destinado en gasoductos, compresión y plantas de GFL compite con inversión en transmisión, almacenamiento eléctrico con baterías, digitalización de la red y eficiencia, por lo que puede enfrentar depreciación acelerada por regulaciones de carbono y cambios tecnológicos.
 6. Proyectos de transporte de gas y de licuefacción no resuelven por sí mismos las congestiones eléctricas en zonas de alta demanda. Sin expansión coordinada de la red de transmisión, la cantidad disponible no se traduce en confiabilidad eléctrica.
 7. La propuesta de que México sea un centro logístico (hub) exportador en el Pacífico se apoya en gas que no se produce en el país. La operación simultánea de compromisos externos aunados a la curva interna de demanda, exige holguras en ductos, compresión y almacenamiento que actualmente no existen. La probabilidad de que la exportación compita con picos domésticos es alta, lo que terminaría por elevar los precios para los consumidores locales.
 8. La viabilidad de la reexportación depende de la administración jurisdiccional de dos países, de la evolución de la de-

manda asiática y de los márgenes en contratos de largo plazo. Un entorno de mayor escrutinio ambiental y de ajustes por carbono en frontera puede erosionar la rentabilidad de la cadena gasífera exportadora.

ESCENARIOS COMPARADOS

- A. INERCIA TENDENCIAL. Se mantiene la senda de expansión eléctrica basada en gas fósil. Aumenta la dependencia de importaciones y la sensibilidad a reglas y precios de Estados Unidos. La exposición a eventos climáticos extremos en la red de suministro se vuelve un factor recurrente. Las necesidades de divisas crecen y la presión fiscal puede intensificarse si se subsidian tarifas para amortiguar contingencias.
- B. HUB EXPORTADOR DE GAS FÓSIL LICUADO. Se declara prioridad la reexportación de gas texano licuado en puertos mexicanos para su envío a Asia y otros mercados. Para llevarlo a cabo sin tensionar la demanda interna, se requerirían nuevas capacidades de transporte, compresión y almacenamiento. Dado que México no cuenta con excedentes propios, el modelo depende de recursos y reglas ajenas. La exportación tendería a devastar los recursos disponibles durante picos domésticos, encarecer seguros operativos y elevar el riesgo de racionamiento. *La reexportación de gas no es una opción para México* porque agrava vulnerabilidades, no genera soberanía y asigna al país los costos socioambientales de una cadena fuera de su control.

IMPLICACIONES PARA MÉXICO

- Con una relación R/P corta, sin almacenamiento estratégico y con alta dependencia de importaciones, el sistema opera con márgenes estrechos. Incorporar una obligación adicional de abastecer exportaciones llevaría a una operación diaria más rígida y aumentaría la probabilidad de cuellos de botella en picos de demanda eléctrica.
- La reexportación no es un paso hacia la soberanía energética, pues un país que no domina la producción de los recursos que requiere, que carece de almacenamiento y que depende de permisos extranjeros, no gana soberanía al intermediar flujos de terceros. La soberanía se construye con resiliencia interna, diversificación tecnológica, capacidad de gestión de la demanda y redes robustas.
- La competencia por capital entre gasoductos y licuefacción, por un lado, y transmisión, almacenamiento con baterías y digitalización, por otro, es directa. Persistir en la priorización gasífera eleva el costo de oportunidad y puede resultar en activos con vida útil económica más corta.
- Los contratos de capacidad, garantías, sobrecostos por retrasos y la posibilidad de depreciación acelerada por regulaciones de carbono pueden trasladar pérdidas a empresas estatales y, finalmente, a las finanzas públicas. La creación de un complejo exportador sin excedentes propios incrementa las obligaciones contingentes del Estado.
- La expansión gasífera implica nuevas huellas territoriales, mayor tráfico marítimo y terrestre, riesgos de metano y presiones sobre comunidades y ecosistemas. Si la transición

energética se basa a cualquier costo en el gas fósil, entonces el resultado tiende a reproducir zonas de sacrificio. *Los costos económicos y ambientales de optar por la reexportación serían desproporcionados para México* en relación con sus beneficios.

RECOMENDACIONES

1. Condicionar cualquier permiso de exportación a suficiencia interna verificable. Antes de autorizar exportaciones, demostrar con metodologías públicas y transparentes que existe holgura física en transporte, compresión y almacenamiento, así como mecanismos de interrupción en favor del SEN en situaciones de estrés.
2. Establecer metas anuales de adición de energía solar fotovoltaica y energía eólica, acompañadas de una cartera priorizada de proyectos de transmisión y subtransmisión con criterios geospaciales. El objetivo es desplazar generación a gas en horas marginales, reducir congestiones y aumentar resiliencia.
3. Desarrollar proyectos de almacenamiento subterráneo con reglas de acceso abiertas y contratos transparentes. El propósito es cubrir contingencias, no respaldar exportaciones.
4. Establecer estándares obligatorios de medición, reporte y reducción de metano en producción, transporte y consumo. Esto reduce la huella climática y protege la competitividad frente a posibles ajustes por carbono en frontera.
5. Evaluar integralmente proyectos de gasoductos y GFL contra alternativas como redes, almacenamiento con baterías y ges-

tión de la demanda. Incluir escenarios de precios, sensibilidad regulatoria binacional, costos socioambientales y probabilidad de varadura.

6. Impulsar proyectos de transición energética con participación ciudadana que generen, almacenen y compartan electricidad renovable a partir del reconocimiento legal, medición y facturación de colectivas, por medio de financiamiento, contratos de compra de energía a largo plazo, techos solares en escuelas y centros de salud, así como programas de respuesta a la demanda.

RIESGOS

- La demanda adicional de Asia se concentra en pocas economías y es sensible a precio, crecimiento y políticas de descarbonización. Márgenes estrechos o cláusulas de flexibilidad pueden comprometer la rentabilidad de la reexportación.
- La reexportación depende de permisos y cambios regulatorios binacionales. Una suspensión, demora o endurecimiento de condiciones en cualquiera de las jurisdicciones puede detener proyectos o encarecerlos de forma significativa.
- Sin expansión de la red eléctrica, aun con gas disponible, la exportación tendería a competir con la cobertura de picos domésticos. El resultado probable es mayor volatilidad operativa y tarifaria.
- El encarecimiento del capital para activos intensivos en carbono, así como la presión de inversionistas por métricas

ambientales, sociales y de gobernanza afectan el acceso a financiamiento de la cadena gasífera exportadora. El costo del capital para soluciones de red y almacenamiento con baterías tiende a ser más favorable.

MENSAJE FINAL

La discusión no es ideológica. Es una evaluación de riesgos y de uso eficiente del capital. *La reexportación de gas no es una opción para México* con las condiciones actuales de reservas, almacenamiento y dependencia de importaciones. *La reexportación no es un paso hacia la soberanía energética*, sino lo contrario, ya que multiplica la dependencia y traslada decisiones críticas fuera del control nacional. *Los costos económicos y ambientales de impulsar esta ruta serían elevados*, con alta probabilidad de activos varados, presiones fiscales, conflictos territoriales y mayores emisiones. La alternativa sensata es diversificar y descentralizar la red eléctrica nacional al impulsar renovables, ampliar transmisión, desplegar almacenamiento con baterías y gestión de la demanda, así como limitar el uso del gas fósil al respaldo de estabilización. Esta combinación refuerza la seguridad eléctrica, fortalece capacidades comunitarias para gestionar sus propias microrredes, estabiliza tarifas, reduce emisiones y construye soberanía energética.

- La reexportación de gas no es una opción para México.
- La reexportación no es un paso hacia la soberanía energética.
- Los costos económicos y ambientales de tomar estas decisiones serían altos y asimétricos para el país.





INTRODUCCIÓN

La transición energética, entendida como el proceso de sustitución paulatina de fuentes fósiles por energías más limpias y renovables, ha cobrado fuerza global en el contexto del cambio climático, así como en las exigencias de descarbonización de las economías. Si bien para muchos países este viraje significa un impulso al desarrollo de tecnologías solares, eólicas o de hidrógeno verde,¹ en contextos como el mexicano ha implicado también una reconfiguración del propio espectro de los hidrocarburos, privilegiando el gas fósil² por encima del petróleo y el carbón, con el argumento de su menor generación de emisiones.

1. En referencia a la obtención de este recurso a partir de técnicas “bajas en emisiones” debido al uso de energías renovables. A pesar de que el interés de este documento no es discutir sobre el hidrógeno verde, es importante mencionar que éste también tiene diversos impactos socioambientales, que aún hoy presentan múltiples debates sin existir una postura unificada al respecto; sin embargo, en Chile se han estudiado algunos de los impactos negativos que el hidrógeno verde tendría para las comunidades.
2. En este documento se utiliza el término gas fósil con el propósito de evitar la connotación positiva o neutral que sugiere el vocablo gas natural. Esta denominación busca visibilizar que su origen no es un proceso biogeoquímico espontáneo ni inofensivo, sino el resultado de una cadena industrial de extracción, transporte y combustión de hidrocarburos fósiles con significativos impactos sociales, culturales, ambientales y climáticos. El término de gas fósil permite una descripción más precisa y crítica de su carácter no renovable y de su contribución al calentamiento global y a los conflictos socioecológicos derivados del proceso extractivista.

En este marco, el gas fósil se presenta como un “combustible puente”, clave para sostener el abastecimiento energético mientras se consolidan las inversiones en energías renovables. Sin embargo, su creciente centralidad en la matriz energética mexicana no puede desligarse de la dinámica geopolítica del comercio regional de hidrocarburos, ni de la dependencia tecnológica y de infraestructura asociada con el gas de lutitas.³

En el arranque del siglo XXI, el gas fósil comenzó a escalar posiciones en la matriz energética. En el año 2000, su participación alcanzaba un tercio del consumo primario, pero en 2024 rebasó 53%, desplazando al petróleo como fuente dominante de energía final. Este ascenso, sin embargo, se apoyó en dos pilares que actualmente muestran claros signos de fatiga. Por un lado, la producción nacional de gas pasó de un máximo de 7,031 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2009, a sólo 4,572 en 2024, un retroceso cercano a 35%, que responde tanto al agotamiento de grandes campos marinos como a la caída de la inversión exploratoria, así como a rigurosos lineamientos de certificación de reservas. Por otro, la demanda total continuó expandiéndose, impulsada, sobre todo, por la conversión masiva del parque de generación eléctrica a ciclos combinados hasta alcanzar 11,238 MMpcd en 2024, de modo que la brecha entre oferta interna y el consumo debió cerrarse con importaciones crecientes que suman 6,666 MMpcd; es decir, casi 60% del gas que se quema cada día en el país.

3. Las lutitas son rocas sedimentarias de grano muy fino con baja permeabilidad que pueden contener gas fósil atrapado en poros microscópicos. Para extraer este gas, conocido como gas de lutitas o gas shale, se requiere el uso de técnicas especializadas como la fracturación hidráulica (fracking).

El deterioro del balance resulta visible también para el caso de las reservas, pues el inventario probable de las reservas probadas (2p), se sitúa en 23.3 mil millones de pies cúbicos (MMMpc); si se compara con la extracción media proyectada para 2024 (4,572 MMpcd, equivalente a 1,669 MMMpc por año), arroja un índice de reservas (R/P) de 13 años. Con una capacidad de almacenamiento estratégico que cubriría escasamente dos días de consumo nacional, la vulnerabilidad de la seguridad energética frente a choques externos resulta evidente. Esta combinación de declive productivo, dependencia de importaciones y compresión de reservas, constituye el punto de partida para cualquier discusión sobre el futuro gasífero mexicano.

Por ello, en este documento se realiza un perfil estadístico del consumo y de la situación del gas en México entre 2000 y 2024, con la intención de situar dicha dinámica en el contexto internacional; de forma específica para la región asiática, con miras a comprender el proceso de expansión del consumo de gas en esta región, que pasará de 910 mil millones de metros cúbicos (bcm) en 2021 a 1,620 bcm en 2050 (más de 78%), concentrando 65% del incremento mundial previsto para la próxima década, al calor de las políticas de sustitución del carbón, la urbanización acelerada y la industrialización intensiva (GECF, 2025).

Por su parte, China absorberá casi la mitad de este crecimiento, India una quinta parte y el Sudeste Asiático otro 20%, mientras Japón y Corea reducirán paulatinamente su dependencia debido al retorno de la energía nuclear y a las metas de hidrógeno verde. Ese dinamismo ha derivado en un impulso preocupante por parte de empresas y autoridades, tanto estadounidenses como mexicanas, para transformar los puertos del Pacífico en plataformas de

licuefacción y reexportación de gas barato proveniente del shale⁴ texano. Esta iniciativa, articulada mediante corredores como Los Ramones y Wahalajara,⁵ no sólo refuerza la dependencia estructural de México respecto al gas fósil estadounidense, sino que también consolida un modelo energético extractivista, intensivo en carbono, lo que contradice los compromisos climáticos asumidos y posterga una transición energética justa y soberana.

Actualmente, México importa la mayor parte del gas que consume y cuenta con reservas probables para poco más de una década a la escala de consumo actual, por lo que, si se desarrollan esfuerzos para fortalecer esta industria, la pregunta subyacente es: ¿puede nuestro país abastecer su propia energía y, además, convertirse en un hub confiable de suministro hacia Asia y otros mercados?

Luego del apartado metodológico, esta investigación se divide en cuatro capítulos, más las conclusiones. En el primero se realiza un análisis estadístico y de tendencias de mercado con el propósito de examinar la evolución del gas fósil en México entre 2000 y 2024. Se abordaron variables clave como reservas, producción,

4. Es el gas fósil presente en formaciones de esquisto o lutitas que permanece confinado debido a la escasa capacidad de estas rocas para permitir el paso de fluidos. Dado que el hidrocarburo se encuentra en cavidades muy pequeñas, su recuperación sólo es posible mediante técnicas intensivas como la fractura hidráulica, por lo que se le considera gas fósil no convencional.
5. El sistema Los Ramones conecta el norte de México, desde la frontera con Texas, atravesando los estados de Nuevo León, Tamaulipas y San Luis Potosí, hasta llegar al centro del país. Por su parte, el sistema Wahalajara enlaza la cuenca del Waha Hub en Texas con el occidente de México, pasando por las entidades de Chihuahua, Durango, Zacatecas, Aguascalientes, Jalisco y Guanajuato.

consumo e importaciones, revelando un deterioro estructural de la oferta interna y una creciente dependencia de gas importado. A partir del índice R/P se estimó la vida útil de las reservas, se evaluó el desempeño del gas asociado y no asociado; asimismo, se muestra la transformación de la matriz energética nacional, en la que el gas se ha convertido en el energético dominante.

En el segundo capítulo se ofrece un perfil estadístico sobre el consumo de gas fósil en Asia-Pacífico, con énfasis en su evolución proyectada hacia 2050, por lo que se analiza la expansión de la demanda regional como resultado de la urbanización acelerada, la industrialización y el desplazamiento del carbón en la generación eléctrica. Se describe cómo China, India y el Sudeste Asiático concentran la mayor parte del incremento proyectado y se identifican los sectores, los marcos regulatorios y la infraestructura que definen la trayectoria futura del gas en esa región.

En el tercer capítulo se revisa el tránsito normativo desde un modelo estatal cerrado en México hacia un esquema liberalizado y complejo, con múltiples actores regulatorios y tensiones entre objetivos de soberanía energética, así como apertura al capital privado. Se detalla el entramado institucional que regula la extracción, el transporte y la exportación de gas fósil, así como las limitaciones operativas, políticas y presupuestales que enfrenta el marco vigente. También, se examina la posibilidad de que nuestro país se convierta en un hub exportador de gas fósil, a partir de su posición geográfica estratégica entre Estados Unidos y Asia-Pacífico.

Como resultado de este análisis se observa que esta visión instrumentaliza el territorio nacional como simple corredor logístico al servicio de intereses energéticos ajenos, en lugar de respon-

der a una estrategia de soberanía energética. Lejos de representar un beneficio estructural para el país, este enfoque incrementa la subordinación energética y refuerza un modelo fósil con altos impactos socioambientales, lo que desvía recursos públicos y capacidades institucionales de los verdaderos retos nacionales: la descarbonización, la diversificación energética y el fortalecimiento de una matriz sustentable, descentralizada y justa.

En el cuarto capítulo se examina la paradoja de pretender convertir a México en plataforma exportadora de gas fósil cuando el país depende en este momento de casi 60% de importaciones para cubrir su propia demanda y dispone de reservas para un alcance de 13 años al ritmo actual de extracción. Se describe cómo el modelo propuesto no descansa en excedentes domésticos, sino en el rol logístico de transformar gas estadounidense en gas fósil licuado (GFL) con destino a Asia, lo que incrementa los riesgos de seguridad energética, expone la red nacional de ductos a congestiones y duplica las necesidades de transporte y almacenamiento justo cuando la generación eléctrica interna reclama más suministro. En este capítulo se analiza la fragilidad comercial de esta apuesta frente a competidores con costos menores y marcos regulatorios estables, así como las tensiones políticas y ambientales que suscitan los megaproyectos de licuefacción, destacando el caso de Saguaro Energía y los conflictos territoriales, judiciales y ecológicos que ha detonado en el Golfo de California y las comunidades indígenas del norte del país. A lo largo del apartado se evidencian los costos sociales y ambientales de la expansión gasífera, como emisiones de metano, accidentes industriales, deterioro de ecosistemas y violaciones a derechos colectivos, que configuran auténticas zonas de sacrificio y multiplican la injusticia ambiental.

El interés del análisis de este estudio trasciende los límites del sector energético, ya que el gas fósil se ha consolidado en un insumo estratégico para la competitividad industrial, la estabilidad tarifaria y la transición energética. Por ello, cualquier disrupción en su abastecimiento repercute directamente en el costo de la electricidad, la balanza comercial, el bienestar de los hogares y la viabilidad fiscal del Estado.

En este contexto, la discusión sobre la exportación de gas –aunque en muchos casos no se trate de excedentes de producción nacional, sino de gas importado– se inscribe en un debate más amplio sobre el papel de México en la geopolítica energética, en la que se encuentra la tentación de capturar rentas mediante la intermediación logística y, al mismo tiempo, la responsabilidad de garantizar un suministro confiable y asequible para su propio proceso de desarrollo.



METODOLOGÍA

Este documento se basa en un ejercicio de triangulación estadística que cubre el periodo 2000-2050 para México y Asia-Pacífico. Los insumos primarios provienen de tres repositorios oficiales: 1) la base de datos institucional de Petróleos Mexicanos (Pemex); 2) los reportes anuales de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y 3) la plataforma de la Secretaría de Energía (Sener) para consumos sectoriales. Asimismo, a escala internacional se recurrió al *Global Gas Outlook 2050* del Foro de Países Exportadores de Gas (Gas Exporting Countries Forum, GECF) y a los balances históricos de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Todas las series de México fueron homologadas a millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); cuando la fuente original se establecía en miles de millones de pies cúbicos (Bcf), o en millones de metros cúbicos (MMm³), se aplicaron los factores de conversión $1 \text{ Bcf} = 1,000 \text{ MMpc}$ y $1 \text{ MMm}^3 = 35,3147 \text{ MMpc}$. Para comparar reservas reportadas por la CNH en Bcf con producción diaria, primero se anualizó la producción multiplicando 4,572 MMpcd por 365 días = 1,668.78 MMMpc (equivalentes a 1,669 MMMpc) y, después, se dividió el inventario 2P de 23,302 Bcf entre dicho flujo, obteniendo un índice R/P de 13 años.

El análisis histórico utiliza tasas medias de crecimiento anual compuesto (TCAC) para describir la evolución de cada variable. Por lo que la TCAC se calculó con la siguiente expresión:

$$\text{CAGR} = \left[\left(\frac{V_f}{V_0} \right)^{1/n} - 1 \right] \times 100$$

Donde:

V_t = es el valor final

V_0 = el inicial

n = el número de años

Así se deriva, por ejemplo, que las importaciones mexicanas crecieron 14% anual al pasar de 281 MMpcd en 2000 a 6,666 MMpcd en 2024, mientras la producción doméstica se contrajo -2% anual desde su pico de 7,031 MMpcd en 2009 hasta 4,572 MMpcd en 2024.

Para las proyecciones nacionales (2030-2050) se usó un esquema de inercia tendencial⁶ por sector, aplicando la TCAC 2013-2023 a cada segmento y manteniéndola constante hasta mediados de siglo. De este modo, la demanda eléctrica avanza 3.5% anual, pasando de 4,865 MMpcd en 2023 a 12,240 MMpcd en 2050, el consumo industrial 1.6%, el petrolero 0.2% y el residencial-servicios-transporte 1.6%, lo que eleva la demanda agregada mexicana de 8,560 MMpcd a 16,520 MMpcd. La elección de un horizonte 2013-2023 obedece a que en ese intervalo convergen la reforma energética y la puesta en marcha de los gasoductos transfronterizos. Las tasas negativas se mantuvieron para capturar la senda de eficiencia o sustitución en sectores que pierden peso relativo.

6. Que asume la continuidad de las tendencias observadas en el pasado sin incorporar cambios estructurales o nuevas políticas.

En materia de producción se construyeron dos escenarios:

1. La declinación inercial que replica la pendiente histórica (-2% anual) y lleva la oferta a 3,000 MMpcd en 2035 y 2,000 MMpcd en 2050, asumiendo que el veto al fracking⁷ y la ausencia de rondas aguas-profundas continúan.
2. Recuperación moderada que considera la entrada de los campos Quesqui en Tabasco e Ixachi en Tierra Blanca, Veracruz, estabilizando la producción en torno a 4,500 MMpcd hasta 2030 y declinando un punto porcentual anual después.

Ambos escenarios permiten evaluar la brecha importación-exportación desde distintos grados de éxito en exploración.

Las proyecciones para Asia-Pacífico se adoptan del *Global Gas Outlook 2050* (GECF, 2025), donde la demanda agregada sube de 871 bcm en 2023 a 1,581 bcm en 2050. Para interpretar esa curva se consideró el incremento absoluto de 710 bcm, así como por país, obteniendo que China explica 44% del aumento, India 22% y el Sudeste Asiático 20 por ciento.

7. Técnica de extracción de hidrocarburos no convencionales que consiste en inyectar a alta presión una mezcla de agua, arena y aditivos químicos para fracturar formaciones rocosas de baja permeabilidad y liberar el gas o petróleo atrapado.



ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y TENDENCIAS DEL MERCADO

PERFIL ESTADÍSTICO DEL GAS FÓSIL EN MÉXICO (2000-2024)

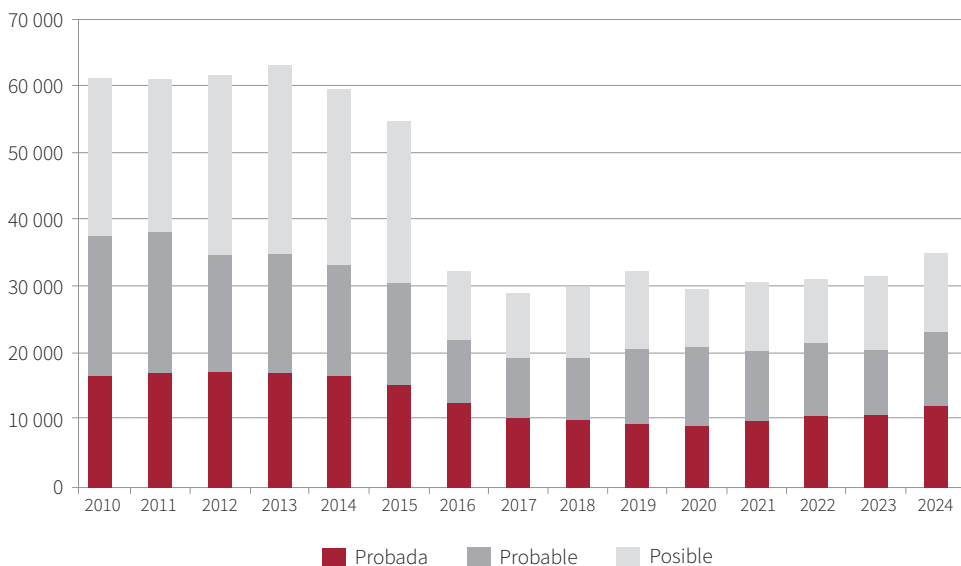
Desde inicios del presente siglo, México ha experimentado profundas transformaciones radicales en el consumo, producción e importación de gas fósil. Entre 2000 y 2024, este energético se consolidó como el más dinámico y estratégico dentro del sector nacional, principalmente impulsado por su creciente uso para generación eléctrica.

Durante la primera mitad de la década pasada, México mantenía una plataforma de reservas de gas que rebasaba los 60 MMMpc; sin embargo, a partir de 2015 ese colchón adelgazó de manera acelerada. El desplome más severo se observa entre 2015 y 2017, cuando el inventario total cayó a poco más de la mitad de su valor inicial. Desde entonces, la curva no ha recuperado la altitud perdida; asimismo, el agregado total de reservas probadas, probables y posibles apenas alcanza 34 MMMpc en 2024 (gráfica 1), nivel que delata un agotamiento estructural más que un simple ajuste coyuntural.

Dicho fenómeno se explica, primero, por el agotamiento de los grandes complejos marinos que aportaban buena parte del gas asociado: Cantarell y, más tarde, Ku-Maloob-Zaap, ambos en

la Sonda de Campeche, que entraron en una fase acelerada de declinación (Dilge, 2023). Desde 2004 la producción de esos campos retrocede año tras año y, con ella, la capacidad de reponer volúmenes comercialmente recuperables (gráfica 2). Y es que a medida que disminuye la extracción de petróleo, el gas que le acompaña también lo hace, por lo tanto, la franja de reservas probadas se reduce.

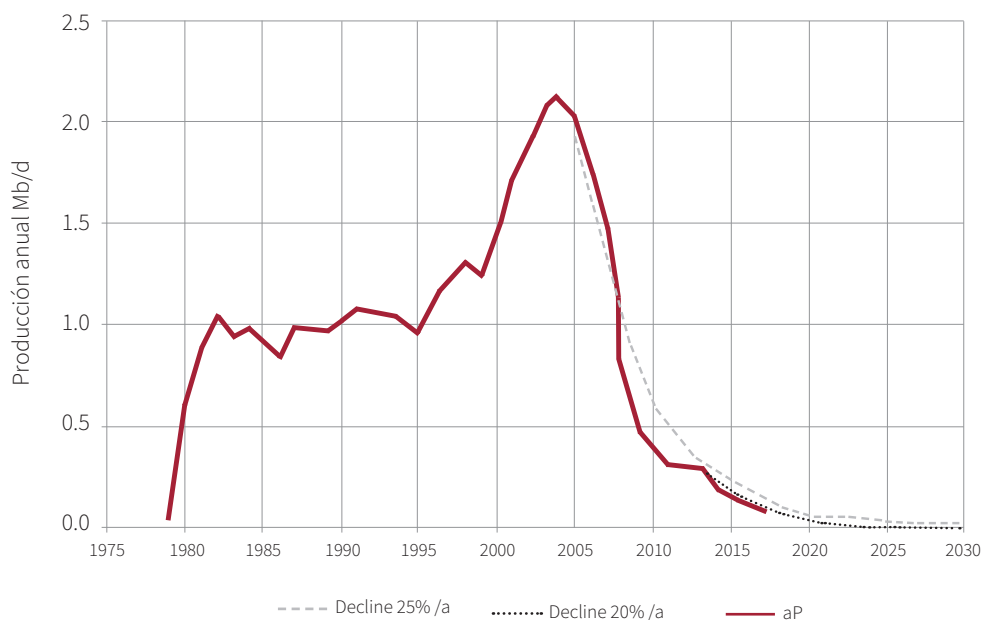
Gráfica 1. Evolución de las reservas de hidrocarburos en México por categoría, 2010-2024
(miles de millones de pies cúbicos)



* La clasificación de las reservas de gas sigue una estructura acumulativa. Las reservas 1P (probadas) representan los volúmenes con una certeza de 90% de ser extraídos; 2P (probadas + probables) incluyen las reservas probadas más las probables, con una certeza de 50%; 3P (probadas + probables + posibles) suman las tres categorías, con una certeza de 10 por ciento. En consecuencia, los valores en las columnas Probable y Posible incluyen la sumatoria acumulativa de las categorías anteriores.

Fuente: elaboración con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Gráfica 2. Producción anual de petróleo en Cantarell
(millones de barriles por día)



Fuente: Laherrère (2018, p. 44).

A esta erosión natural se sumó una contracción sostenida de la inversión exploratoria, pues se dieron recortes presupuestales en consonancia con la reasignación de recursos hacia refinación de combustibles, lo que redujo la perforación de pozos prospectivos y los estudios sísmicos de nueva generación. El propio Plan de Negocios 2021-2025 de Pemex (2021) reconoce que el techo de inversión para actividades de incorporación de reservas cayó respecto a los niveles previos a 2014, lo que implica menos descubrimientos, por lo tanto, bajas adiciones al inventario. Además, esta limitación tampoco se vio compensada por capital privado,

pues el gobierno suspendió las rondas de licitación en 2018 con el argumento de fortalecer a Pemex, lo que dejó pendientes una serie de procesos de exploración en áreas de alto potencial que ya contaban con precalificados internacionales (Pimentel, 2022).

Un tercer elemento que influye es una cuestión metodológica, pues en 2016-2017 la CNH impuso lineamientos más estrictos para certificar reservas, alineándolos con el marco del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS por sus siglas en inglés),⁸ y exigiendo mayor evidencia geológica y comercial antes de clasificar un volumen como 1P, 2P o 3P (CNH, 2019). El cambio obligó a reclasificar como recursos contingentes parte de los volúmenes que antes aparecían en las estadísticas, generando un ajuste contable visible en la abrupta caída de 2016-2017 (gráfica 1), por lo que el descenso no se origina únicamente en el subsuelo, sino también deriva de un lenguaje más conservador para reportar certidumbre.

Si se toma como referencia la producción de 2024 (gráfica 3) y se aplica sobre el conjunto 2P, actualmente y sin ningún otro cambio, el país contaría con un margen operativo de poco más de 13 años (véase Índice de Reservas) antes de agotar ese inventario. Esto se observa de forma más clara utilizando los datos del cuadro 1.

8. Se refiere a una metodología internacional necesaria para clasificar las reservas de forma clara y en consonancia con estándares internacionales (CNH, 2019).

Cuadro 1. Datos de reservas y producción de gas fósil

Magnitud	Valor original	Unidad convertida
Producción diaria	4,572 MMpcd	1,668.78 MMMpc (4,572 × 365)
Reservas 2024 1P (probadas)	12,297.21 MMMpc	-
Reservas probables 2024	11,004.65 MMMpc	-
2P (1P + probables)*	23,301.87 MMMpc	-

* Dado que los lineamientos mexicanos adoptan el estándar PRMS (CNH, 2019), la cifra 2P completa incorpora un nivel de confianza P50 ($\geq 50\%$), por lo tanto se usa tal cual para el índice reservas-producción.

Fuente: elaboración con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Este Índice de Reservas a Producción (R/P) se calcula mediante una fórmula que permite estimar cuántos años durarían las reservas actuales al ritmo de producción vigente:

Índice de Reservas (R/P)

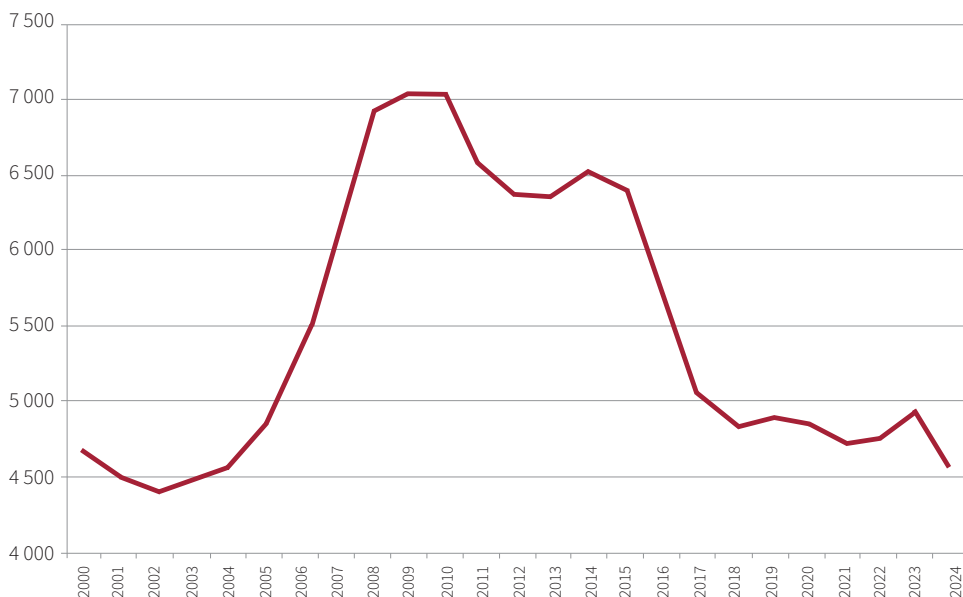
$$\frac{R_{2p}}{Pd} = \frac{23,301.871}{1,668.78} = 13.96 \text{ años}$$

Es cierto que descubrimientos adicionales o ajustes metodológicos podrían ampliar el horizonte, pero la propia CNH reconoce que varias áreas con recursos no han alcanzado ni siquiera la categoría de posible, debido a los ajustes metodológicos de análisis.

La gráfica 3 sobre producción histórica de gas fósil en México, correspondiente al periodo 2000-2024, muestra un patrón de crecimiento inicial seguido por una notable fase de declinación en la que no solamente no se logra una recuperación, sino que se nota una evidente caída a partir de 2023. Durante las primeras dos décadas del siglo XXI, el país experimentó un ascenso sig-

nificativo en la producción nacional de gas fósil, impulsado por el desarrollo de nuevos campos y proyectos exploratorios en la región norte, destacando la cuenca de Burgos, ubicada en la planicie costera del norte de México. En el año 2000, la producción total fue de aproximadamente 4,679 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), cifra que creció hasta alcanzar su máximo histórico en 2009 con un volumen de 7,031 MMpcd, reflejando un aumento acumulado superior al 50 por ciento.

Gráfica 3. Producción de gas fósil en México, 2000-2024
(millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Petróleos Mexicanos.

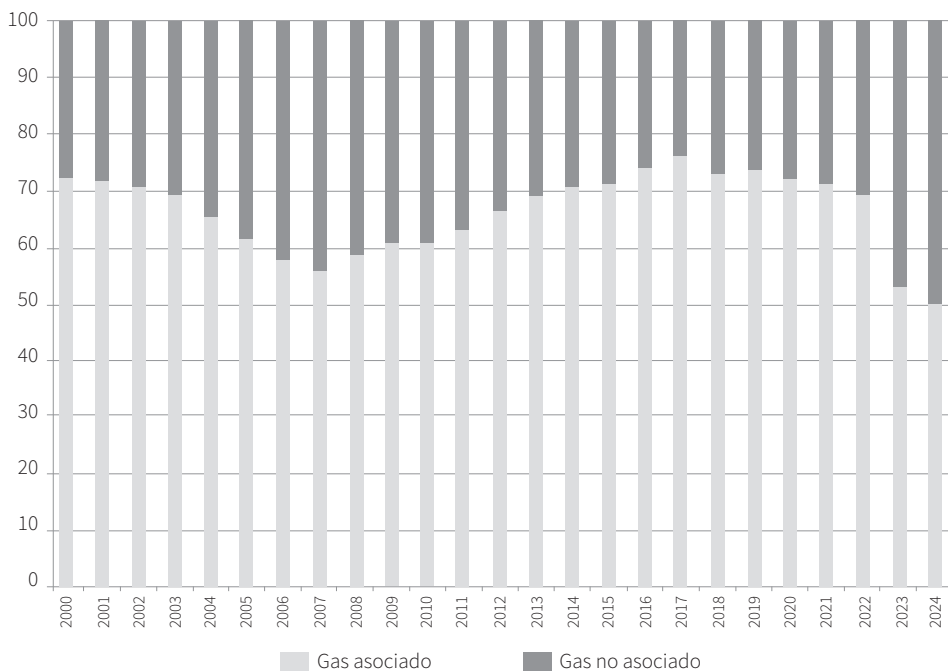
Sin embargo, a partir de 2010 se observa un cambio crítico en la tendencia productiva. La producción nacional de gas fósil inició un pronunciado descenso, reduciéndose desde los 7,020 MMpcd registrados en 2010 hasta alrededor de 4,572 MMpcd proyectados para 2024, una caída aproximada de 35 por ciento.

Este comportamiento se explica por la disminución en los beneficios asociados con la extracción de gas en comparación con los obtenidos en las operaciones petroleras, lo que desalentó el interés en el desarrollo e inversión de proyectos para la extracción de este recurso (Sener, 2018). Ahora bien, el ligero repunte que se dio durante este siglo derivó de un esfuerzo productivo institucional por fortalecer la capacidad productiva sectorial que sugería un incremento en el techo presupuestario para exploración y extracción, cuestión que no sucedió en la realidad y condujo al pronunciado declive de 2024 (Sener, 2024).

La producción mexicana de gas fósil puede clasificarse en dos tipos principales: asociado y no asociado (gráfica 4). El primero es el que se obtiene simultáneamente con la producción de petróleo crudo, mientras que el segundo proviene de yacimientos dedicados exclusivamente a la extracción del hidrocarburo gaseoso.

Al analizar la producción de gas asociado, es evidente que su declinación fue consecuencia directa de la reducción en la producción petrolera nacional, pues durante las décadas anteriores, buena parte de los campos petroleros más productivos del país alcanzaron su madurez geológica, provocando una disminución natural en la producción de crudo y, consecuentemente, del gas asociado a éste. En cifras, la producción de gas asociado por parte de Pemex pasó de aproximadamente 3,380 MMpcd en 2000 a cerca de 1,839 MMpcd en 2024, representando una caída de 46 por ciento.

Gráfica 4. Producción de gas fósil asociado y no asociado por Pemex, 2000-2024
(millones de pies cúbicos diarios, porcentaje)



Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Petróleos Mexicanos.

Por otro lado, la producción de gas no asociado también sufrió una reducción considerable, aunque motivada por factores diferentes, ya que a principios del periodo analizado, México contaba con grandes expectativas en cuanto a la extracción de este tipo de gas en la región norte del país, con el desarrollo de campos como Burgos. Sin embargo, diversos factores limitaron estas iniciativas, lo que debe interpretarse no como un obstáculo, sino como una advertencia de los límites estructurales y éticos del modelo gasífero nacional. Entre estos factores destacan la falta de inversión en exploración, resultado de un entorno global con precios bajos

del gas importado, así como las crecientes restricciones ambientales y sociales que han puesto en evidencia los enormes riesgos asociados con el desarrollo de campos no convencionales como el shale gas, por lo que estas limitaciones deben ser entendidas como señales de que insistir en expandir esta ruta energética implica agravar un camino inviable en términos ecológicos, económicos y de justicia territorial (Estrada, Rodríguez y Ventura, 2022).

En cifras concretas, la producción de gas no asociado registró un crecimiento moderado hasta alcanzar cerca de 2,613 MMpcd alrededor de 2007. A partir de ese momento, el declive natural de los campos en operación, junto con otros aspectos económicos y administrativos, hizo que la producción descendiera llegando a sólo 1,839 MMpcd en 2024, representando una caída de 30% respecto al punto máximo alcanzado 18 años antes.

El comportamiento conjunto de ambos tipos de producción configuró un panorama crítico para México en materia de autosuficiencia energética, en el que la producción interna apenas alcanzaba para cubrir alrededor de 30% de la demanda total nacional de gas fósil en 2024. Esta situación genera desafíos importantes para la seguridad energética del país, considerando que cerca de 70% del consumo interno depende del suministro estadounidense, lo que eleva la vulnerabilidad estratégica del sector energético mexicano.

En el cuadro 2 se muestra que el consumo primario de energía en México entre 2000 y 2024 registró una transformación significativa tanto en volumen como en composición, pues a principios del siglo XXI la matriz energética mexicana estaba dominada por el petróleo y sus derivados, combustóleo y diésel de forma predominante, utilizados en la industria eléctrica, transporte y

procesos industriales. Durante este periodo, México comenzó a transitar hacia una matriz más diversificada, donde el gas fósil se posicionó como el principal energético en términos absolutos.

Cuadro 2. Consumo primario de energía 2000-2024
(porcentaje del total nacional)

Tipo	2000	2024
Petróleo crudo	52.3	32.25
Gas fósil	33.1	53.01
Carbón y coque	4.1	2.33
Renovables	9.1	10.95
Nuclear	1.4	1.46

Fuente: elaboración con datos de la Sener.

Para contextualizar este cambio, el consumo primario de energía en México en el año 2000 se estimaba alrededor de 7,300 petajoules (PJ), de los cuales aproximadamente 52% correspondía al petróleo, cerca de 33% al gas fósil, 4% al carbón, y el resto a diversas fuentes y otros recursos menores. Para 2024, el consumo primario energético nacional alcanzó una cifra superior a los 10,477 PJ anuales, con un claro protagonismo del gas fósil, cuyo peso específico en el consumo primario de energía superó 53%, cifra que subraya un incremento notable y sostenido en la demanda de este energético.

La transformación en la composición energética se explica por varios factores interrelacionados, entre los que destacan la política energética nacional desde finales de la década de 1990,

orientada hacia una transición energética con el objetivo de reducir las emisiones contaminantes y los costos operativos del sector eléctrico. La introducción masiva de centrales eléctricas de ciclo combinado con una eficiencia superior a las termoeléctricas tradicionales, multiplicó la demanda de gas fósil, generando un crecimiento promedio anual cercano a 3.8% del 2000 al 2024, una tasa que supera el crecimiento de la economía mexicana en su conjunto que sólo ha sido de 2.1% en el mismo periodo.

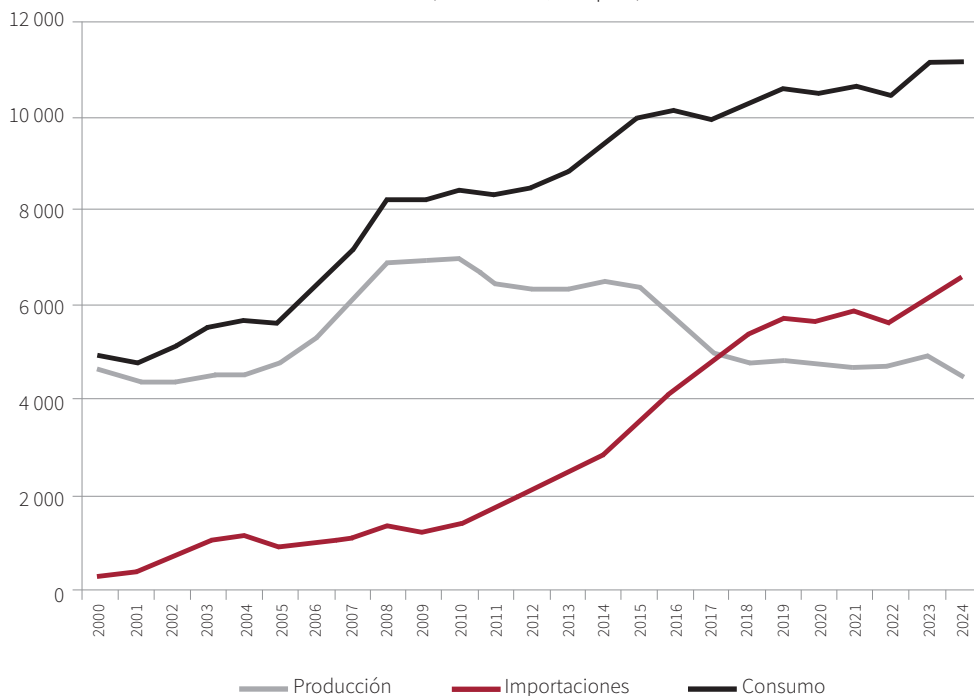
Paradójicamente, este crecimiento en la demanda produjo un fuerte incremento en las importaciones, dada la incapacidad de nuestro país para cubrir dicha demanda con producción interna. En efecto, mientras el gas fósil crecía en importancia dentro de la matriz energética nacional, la producción interna, particularmente la desarrollada por Pemex, enfrentaba múltiples desafíos que provocaron su constante disminución.

En la gráfica 5 se muestra con nitidez el viraje estructural del balance gasífero nacional. La curva de producción arranca en 4,679 MMpcd y muestra un ascenso continuo hasta su máximo de 7,031 MMpcd en 2009; a partir de ese punto cambia la tendencia, primero se estabiliza (2010-2014), y después desciende hasta 4,572 MMpcd en 2024. El declive promedio en los últimos 15 años es cercano a -2% anual, reflejo de la maduración de campos asociados con crudo ligero, la caída de la inversión de Pemex en gas no asociado y los retrasos en proyectos costa afuera.

Por el contrario, la línea de importaciones describe una trayectoria de crecimiento entre 2000 y 2024 que pasa de 281 a 6,666 MMpcd, lo que implica una tasa compuesta de crecimiento cercana a 14% anual, cuatro veces la del consumo total y un contraste absoluto con la virtual estancada producción interna. El quiebre

se localiza entre 2013-2016, la conexión de gasoductos transfronterizos (Los Ramones, Wahalajara) y la abundancia de gas shale estadounidense abarataron el gas entregado en moneda nacional, también estimularon adquisiciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de privados para generación eléctrica e industrial.

Gráfica 5. Importaciones, producción y consumo de gas fósil a México
(2000-2024, MMpcd)



Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Petróleos Mexicanos y el Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías.

Como el consumo es, por construcción, la suma de ambas variables, su forma sintetiza la sustitución interna-externa. En las dos primeras décadas de este siglo, la demanda avanzó de modo acompasado con la oferta doméstica, pues entre 2008 y 2014 la elasticidad del consumo al producto interno bruto (PIB) industrial y la expansión de la capacidad de ciclo combinado empujaron el incremento de 8,255 a 9,393 MMpcd. A partir de 2015 la pendiente se suaviza; sin embargo, la demanda sigue ampliándose hasta 11,238 MMpcd en 2024, sostenida casi en su totalidad por gas importado.

El indicador de seguridad energética que se deteriora con mayor rapidez es la relación importaciones/consumo, ya que en el año 2000 la dependencia externa era marginal (5.7%); una década después rondaba 17%, y para 2024 rebasa 59%, el valor más alto del periodo. En otras palabras, seis de cada diez pies cúbicos quemados en México proceden de Estados Unidos. El sector eléctrico, responsable de más de la mitad del gas entregado al mercado, convirtió este combustible en pieza central de su parque generador sin una contrapartida equivalente en exploración nacional, de ahí el creciente desfase entre las curvas de producción y consumo que se observan en la gráfica 5.

En conjunto, esto sugiere que la capacidad de respuesta interna es limitada debido a que el deterioro de la producción indica que los incrementos de la demanda a corto plazo sólo podrán satisfacerse mediante importaciones y/o sustitución por otras fuentes (renovables o líquidos residuales). Por lo que la vulnerabilidad a impactos externos es manifiesta, dado que el peso creciente de las importaciones expone al país a la volatilidad de precios y a potenciales restricciones regulatorias o logísticas en la frontera.

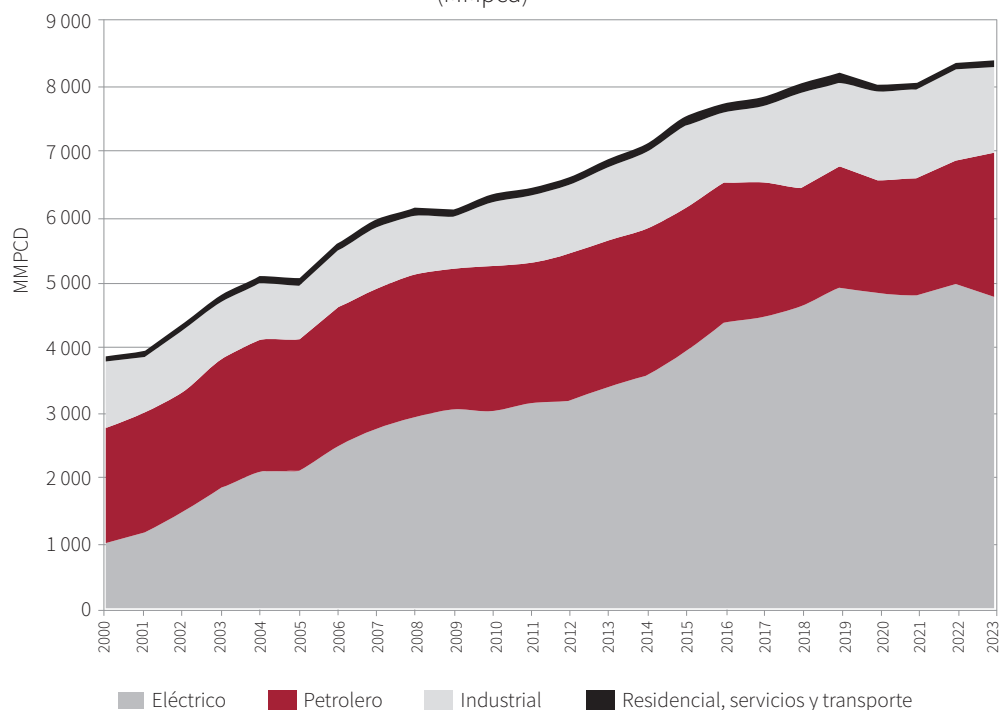
Por lo anterior, se requiere una planeación energética integradora y responsable, que parta del reconocimiento de que el mercado doméstico es estructuralmente deficitario en gas fósil. Cualquier planteamiento que contemple la expansión de proyectos gasíferos, incluyendo aquellos orientados a la reexportación, debe ser sometido a un riguroso escrutinio sobre su viabilidad social, ambiental y estratégica, ya que lejos de priorizar compromisos con mercados externos, la urgencia está en revertir la dependencia creciente, acelerar la transición hacia fuentes limpias y evitar que México asuma los costos y riesgos de un modelo fósil ajeno a sus necesidades de largo plazo. Por lo que dicho cambio debe centrarse más bien en controlar las capacidades de riesgo nacional que se conocen, así como las posibilidades técnicas y económicas, por ello es fundamental fijarse en las capacidades de las energías renovables como solar y eólica para sustituir al gas fósil.⁹

De esta forma se evidencia un cambio de paradigma en el que México pasó, en menos de 15 años, de depender principalmente de su propia producción a ser un importador estructural de gas fósil. La sostenibilidad económica y energética de esta trayectoria dependerá de la capacidad del país para mejorar el avance hacia fuentes de menor intensidad en carbono, como solares y eólicas.

9. Si bien las energías renovables como la solar y la eólica representan una alternativa clave frente a los combustibles fósiles, no están exentas de impactos socioambientales. Éstos dependen en gran medida de cómo se planifican, quién las controla, en qué territorios se ubican y con qué fines se desarrollan. La concentración empresarial, el acaparamiento de tierras, la falta de consulta a las comunidades afectadas, así como el no reparto de beneficios pueden replicar dinámicas extractivistas si no se corrigen los marcos institucionales y de gobernanza.

La trayectoria de la demanda mexicana de gas fósil entre 2000 y 2023 revela una transformación estructural en la matriz de consumo que redefine los riesgos y oportunidades para el mercado interno y, por extensión, cualquier estrategia orientada a la exportación (gráfica 6). En números redondos, el uso total de gas pasó de 3,935 a 8,560 MMpcd;¹⁰ es decir, creció 118% en poco más de dos décadas.

Gráfica 6. Demanda de gas fósil por sector, 2000-2023
(MMpcd)



Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Petróleos Mexicanos.

10. Existe una diferencia entre los datos disponibles respecto a la cantidad demandada de gas fósil en México, debido a la discordancia entre la información de las diferentes instituciones que presentan cifras sobre este tema. Sin embargo, la tendencia de los datos entre todas las fuentes es la misma.

El protagonista indiscutible es el sector eléctrico, ya que su consumo se multiplicó por 4.8 al escalar de 1,017 MMpcd en el año 2000 a 4,865 MMpcd en 2023. Con ello, su participación en el total creció de 26 a casi 57 por ciento. Detrás de este salto se encuentra la conversión masiva de centrales termoeléctricas de combustóleo a ciclos combinados de gas, una política que la CFE incrementó tras la reforma energética de 2013 y la entrada de productores independientes de energía, los cuales agregaron capacidad adicional en la zona noreste y centro-norte del país. Este viraje confirma que la generación eléctrica se convirtió en el ancla de la demanda interna; cualquier choque regulatorio o tecnológico (como ajustes tarifarios o medidas de descarbonización) tendrá un efecto multiplicador sobre el mercado de gas.¹¹

El sector petrolero que en el año 2000 era el mayor consumidor muestra un patrón más volátil, ya que durante el auge de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap su uso creció hasta 2,280 MMpcd en 2005 (gráfica 2). Con la declinación de la producción petrolera y los esfuerzos de eficiencia de Pemex, la demanda cayó a 1,766 MMpcd en 2020, para después repuntar a 2,255 MMpcd en 2023. El repunte reciente en la producción obedece, principalmente, a la entrada en operación de campos marinos como Quesqui y a los esfuerzos

11. Cada gigawatt (GW) nuevo de capacidad eléctrica a ciclo combinado consume aproximadamente 40-45 MMpcd de gas, esto se debe a que las centrales de ciclo combinado utilizan gas fósil como combustible para generar electricidad. Además, cuando sube la demanda eléctrica o baja el precio del gas, el operador del sistema despacha con mayor intensidad las plantas existentes a gas. Por ello, un aumento aproximado de 10% en la generación eléctrica tiende a elevar la demanda de gas en torno a 15%, porque se cubre no sólo la energía adicional sino también el desplazamiento de otras tecnologías (combustóleo o carbón).

de rehabilitación de refinerías; sin embargo, estos resultados deben interpretarse con cautela ya que persiste una alta incertidumbre sobre la sostenibilidad de este repunte y, sobre todo, de si es ambientalmente sostenible.

El consumo industrial avanza de forma sostenida pero moderada, de 1,038 a 1,340 MMpcd (+29%). Su cuota relativa cae de 26 a 16%, no porque la industria retroceda, sino porque crece menos que la electricidad. Esto sugiere que el nearshoring¹² y los nuevos polos manufactureros (por ejemplo, el Bajío y el sureste) podrían constituir una fuente adicional de demanda si la infraestructura de ductos logra acompasarse.

Por último, el segmento residencial, servicios y transporte permanece casi lineal, rondando 100 MMpcd durante todo el periodo. Su peso es marginal (< 2%), lo que confirma que las políticas de masificación del gas fósil vehicular o de calefacción urbana no han despegado. Desde el punto de vista de seguridad energética, esta “rigidez a la baja” implica que los ajustes de oferta deberán concentrarse en grandes consumidores, no en hogares.

El crecimiento del gas en México está fundamentalmente ligado al sector eléctrico, y en escenarios donde se contempla la exportación de gas hacia Asia, como en el caso del proyecto Saguaro, el factor crítico no sólo será la producción nacional, sino la capacidad de equilibrar física y contractualmente los picos de demanda eléctrica interna con los compromisos internacionales, conside-

12. Se trata de la estrategia de relocalizar cadenas de producción y manufactura en países cercanos al mercado de destino, como respuesta a riesgos logísticos y geopolíticos. En el caso de México, implica el traslado de operaciones industriales hacia su territorio por parte de empresas que buscan abastecer al mercado estadounidense desde una ubicación cercana y con menores costos.

rando que el gas proviene mayoritariamente de Estados Unidos. Este hallazgo subraya la relevancia de diversificar fuentes, aumentar el almacenamiento estratégico y modular la expansión de proyectos para evitar que la seguridad energética doméstica quede condicionada a la volatilidad del mercado global.

En el cuadro 3 se observa que la electricidad actualmente absorbe más de la mitad del gas consumido en el país (56.4%), frente a 43% en el periodo 2000-2012. Este incremento de 13.4 puntos porcentuales confirma que las decisiones de expansión y despacho del parque de ciclos combinados son el principal “volante” del mercado gasífero nacional y no la producción industrial ni el autoabasto petrolero. Cualquier ajuste en la política eléctrica (nuevas subastas, metas renovables, tarifas o precios de combustibles alternos) repercutirá de forma inmediata y amplificada sobre la demanda de gas.

Cuadro 3. Participación promedio por sector
en el consumo total de gas fósil en México
(porcentajes sobre el total nacional)

Sector	2000-2012	2013-2023	Variación
Eléctrico	43.0	56.4	▲ +13.4
Petrolero (procesos de Pemex)	38.0	25.8	▼ -12.2
Industrial	17.1	16.3	▼ -0.8
Residencial, servicios y transporte	1.9	1.5	▼ -0.4

Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Pemex.

En contraste, el sector petrolero reduce su peso de 38 a 25.8%. La caída refleja la declinación de campos maduros, la menor reinyección y las mejoras de eficiencia en Pemex. Para planificadores,

esto sugiere que la elasticidad de la demanda petrolera frente a la oferta de gas en la actualidad es mucho menor que la de la generación eléctrica, los movimientos de Pemex ya no compensarán déficits de producción ni amortiguarán impactos de importación.

El consumo industrial se mantiene prácticamente estable (-0.8), lo que indica que la manufactura mexicana crece al ritmo del PIB, pero sin proyectos gas-intensivos comparables a los de la electricidad. Finalmente, la participación residencial-servicios-transporte aún es marginal (<2%), por lo que políticas de masificación de gas vehicular o calefacción urbana tendrían impacto limitado sobre el balance agregado.

La matriz de consumo se ha “electrificado”. Para los tomadores de decisiones, esto implica que la viabilidad de nuevos proyectos de gas desde campos costa afuera hasta terminales de gas fósil licuado (GFL) dependerán menos de la producción de Pemex o de la expansión industrial y más de la trayectoria que adopte la política eléctrica nacional.

En el mapa 1 se observa que la densidad del entramado de ductos explica por qué los proyectos de gas y plantas de ciclo combinado, clústeres manufactureros destinados al nearshoring y nuevas terminales de GFL se concentran en tres corredores claramente visibles:

1. Noreste (Sur de Texas-Monterrey-Altamira), donde la doble interconexión con la red estadounidense y el ramal marino hacia Altamira consolidó presiones estables y precios bajos del gas fósil, lo que fue presentado como incentivo para atraer nuevas acerías, industrias de química pesada y la expansión de capacidad eléctrica, tanto pública como priva-

da. Sin embargo, esta aparente ventaja oculta una enorme dependencia estructural del gas fósil importado, especialmente del shale texano, cuyos costos ambientales se externalizan hacia México. Lejos de fortalecer la soberanía energética, este modelo refuerza un patrón de industrialización fósil y territorialmente desigual, que concentra riesgos en regiones ya saturadas y vulnerables.

2. Corredor Centro-Bajío (Los Ramones I y II-Tuxpan y ductos de pátina troncal Cempoala-Huexca), es una red que alimenta al llamado triángulo industrial y a la megalópolis del Valle de México, configurando una infraestructura estratégica para la relocalización industrial, especialmente del sector automotriz. No obstante, al concentrar megaproyectos de gas a menos de 50 km de estos núcleos, se multiplica la expansión de una matriz energética contaminante y excluyente, mientras se ignora deliberadamente la urgencia de reconvertir la infraestructura energética hacia fuentes limpias y descentralizadas.
3. Golfo-Sureste (Nuevo ducto Puerta al Sureste y red Mayakan/Cuxtal), se trata de un refuerzo que inicia en Tuxpan hacia Dos Bocas y la Península de Yucatán, se ha promovido como solución a las restricciones históricas en generación eléctrica y petroquímica. Sin embargo, esta expansión convierte a la región en un nuevo polo de presión extractiva y energética al servicio del modelo fósil, subordinando sus territorios a una lógica de abastecimiento que prioriza a industrias intensivas en carbono.

En contraste, la franja del Pacífico centro-sur aún exhibe vacíos de infraestructura; por ello, los proyectos de exportación de GFL en Sonora o Sinaloa dependen de extensiones privadas (TransCanadá Sásabe-Topolobampo) y gas importado de la Cuenca Pérmica ubicada en Texas, mientras que el Istmo de Tehuantepec en Oaxaca y Chiapas siguen fuera del radio económico de los gasoductos, limitando la instalación de industrias gas-dependientes.

En conjunto, el mapa 1 muestra cómo la cercanía a ductos de alta capacidad y al nodo transfronterizo con Estados Unidos se ha convertido en un factor determinante y preocupante para la localización de nuevas inversiones gasíferas en México. Esta lógica de planeación subordinada a la infraestructura fósil refuerza una geografía energética diseñada en función de intereses externos y de corto plazo, más que de una estrategia soberana, sustentable y equitativa de desarrollo. Además, subraya las áreas Pacífico Sur e Istmo de Tehuantepec donde la falta de infraestructura será el principal cuello de botella.

La política energética instaurada a partir de diciembre de 2018 por el gobierno de la Cuarta Transformación (4T) intentó cambiar el curso seguido durante años previos. Este nuevo paradigma, centrado en la autosuficiencia energética, soberanía y fortalecimiento de Pemex, planteó objetivos ambiciosos pero complejos en relación con el gas fósil. No obstante, la capacidad real para incrementar la producción interna de manera significativa y reducir la dependencia externa se ha visto limitada, tanto por factores económicos como políticos y ambientales. Durante la administración anterior (2018-2024) se descartó públicamente el uso del fracking y la explotación en aguas profundas, pero en la práctica

se continuó utilizando en proyectos de Pemex y privados,¹³ evidenciando una brecha entre el discurso oficial y la política energética real. Esta ambigüedad ha servido para justificar una narrativa de “expansión potencial” del sector gasífero mexicano, cuando en realidad se mantiene una fuerte dependencia de recursos convencionales, cuyo desarrollo implica inversiones elevadas, largos plazos de maduración y un riesgo geológico significativo.

En términos de reservas de gas fósil, la situación nacional hacia 2024 muestra un panorama complejo, pues con los valores ahora disponibles se estima que apenas se cuenta con una cantidad suficiente para poco más de 13 años de consumo general (cuadro 1), por lo que se requerirían fuertes inversiones en exploración para que estos recursos se conviertan efectivamente en producción comercializable, algo complejo dado el bajo incentivo económico existente frente al gas importado.

La seguridad energética sigue siendo vulnerable debido a la escasa capacidad de almacenamiento estratégico, ya que el país sólo cuenta con alrededor de dos días de consumo nacional total, lo que es extremadamente bajo en comparación con las prácticas internacionales que sugieren reservas para varios meses¹⁴ (IMCO, 2022).

13. Entre 2019 y 2022, la CNH aprobó planes de exploración en yacimientos no convencionales y se asignaron más de 16 mil millones de pesos a proyectos relacionados, como Aceite Terciario del Golfo y Proyecto Integral Veracruz. En 2025, el proyecto de presupuesto de egresos aún contemplaba 12,364 millones de pesos para iniciativas que emplean fracking, evidenciando la continuidad operativa de esta técnica (Alianza Mexicana contra el Fracking, 2020; Global Energy, 2024; Infobae, 2019).

14. Austria, por ejemplo, puede cubrir más de 300 días de demanda. Francia e Italia superan los 90 días, y España mantiene reservas para poco más de un mes (IMCO, 2022).

Cuadro 4. Proyección futura a partir de la demanda de gas fósil
por sector en México (MMpcd)*

Sector	2023	2030	2040	2050	TCAC 2013-23
Eléctrico	4,865	6,180	8,700	12,240	+3.5%
Petrolero (Pemex)	2,255	2,230	2,200	2,160	-0.2%
Industrial	1,340	1,500	1,760	2,060	+1.6%
Residencial, servicios y transporte	100	90	75	65	-1.6%
Total estimado	8,560	10,000	12,720	16,520	+2.0%

Fuente: elaboración a partir de la base de datos de Petróleos Mexicanos.

*Para cada sector se calculó la tasa media de crecimiento anual compuesta (TCAC) del periodo 2013-2023 y se supuso que dicho ritmo se mantiene hasta 2050. Cifras redondeadas a la decena más próxima.

La proyección a 2050 que se observa en el cuadro 4 confirma que la historia futura del gas fósil en México estará dominada –casi en solitario– por la trayectoria del sector eléctrico, partiendo de los 8,560 MMpcd consumidos en 2023, la demanda agregada ascendería bajo un escenario de “inercia tendencial” a 10,000 MMpcd en 2030, 12,720 MMpcd en 2040 y 16,520 MMpcd en 2050; es decir, el mercado prácticamente se duplicaría en 27 años. Sin embargo, este crecimiento agregado esconde dinámicas divergentes que resultan críticas para la toma de decisiones de inversión y regulación.

La generación eléctrica absorbe el grueso del incremento, pues entre 2023 y 2030 añadiría 1,300 MMpcd; diez años después, otros 2,500 MMpcd, y cerraría en 2050 consumiendo 12,240 MMpcd. Es decir, por cada tres unidades adicionales de gas que el país demandará a mediados de este siglo, dos procederán de nuevas o más intensas operaciones de ciclos combinados. El efecto multiplicador se explica porque cada gigawatt (GW) nuevo de capaci-

dad a gas (o cada punto porcentual de mayor despacho frente a renovables), exige volúmenes significativos y constantes, aproximadamente 40-45 MMpcd que no pueden diferirse; por lo tanto, la planeación del parque de generación y la política de precios eléctricos se convierten en la variable de mayor impacto sobre el balance gasífero nacional.

Frente a ese ascenso, el consumo petrolero vinculado con Pemex para compresión, reinyección y refinación apenas variará, por lo que la proyección incluye una ligera pendiente negativa y ubica su demanda para 2050 en 2,160 MMpcd, 95 MMpcd menos que en la actualidad.

El sector industrial muestra una ganancia más pausada pero firme de 1,340 a 2,060 MMpcd (+54%), aquí el motor es el nearshoring y la relocalización de cadenas automotrices, metalmecánicas y de alimentos en el corredor Centro-Bajío y, cada vez más, en el Noreste. La relevancia estratégica que se atribuye a estos proyectos radica en una visión regionalizada del crecimiento industrial subordinado a la disponibilidad de infraestructura fósil. Desde esta lógica, la viabilidad del llamado “crecimiento” depende de la holgura en ductos como Los Ramones, Tuxpan-Tula y el de Puerta al Sureste. Sin embargo, esta dependencia refuerza un modelo energético altamente vulnerable, expuesto a cuellos de botella físicos, especulación de precios e impactos socioambientales acumulativos. Lejos de impulsar una transformación estructural, la saturación de estas tuberías podría simplemente reorientar la localización de industrias intensivas en carbono hacia polos fronterizos o empujarlas a recurrir a otros combustibles igualmente contaminantes, sin cuestionar el modelo extractivista en su conjunto ni avanzar hacia una transición energética justa y planificada.

Por su parte, el segmento residencial, servicios y transporte mantiene un descenso marginal al permanecer por debajo de 1% del total, lo que implica que, aun con incentivos al gas vehicular o a la calefacción urbana, su peso macro sigue siendo insignificante. Para la seguridad energética, concentrar subsidios o infraestructura en este sector tendría retornos limitados.

Las cifras proyectadas alertan sobre tres riesgos: 1) la altísima concentración, en 2050, ya que casi tres cuartas partes de la demanda estará ligada a decisiones del sector eléctrico, por lo que cualquier giro regulatorio (mayor penetración renovable, impuesto al carbono, cambio tarifario) repercutirá de manera inmediata en todo el balance gasífero; 2) la capacidad de transporte y almacenamiento, los 8,000 MMpcd adicionales requerirán duplicar o ampliar los corredores Noreste y Golfo-Sureste, que actualmente están sometidos a episodios de congestión estacional; 3) la supuesta compatibilidad con compromisos de exportación mediante GFL se basa en una premisa insostenible, en la que México puede convertirse en plataforma exportadora sin contar con suficiente producción propia o al menos con la capacidad de cubrir su demanda con las importaciones actuales, por lo que este proyecto convierte al país en un simple intermediario logístico al servicio de intereses ajenos.

Considerando lo anteriormente expuesto, la aceleración del agotamiento en campos maduros y la complejidad de los yacimientos no convencionales han disparado los costos de producción de gas fósil, pues conforme Pemex se desplaza hacia campos más profundos o hacia actividades sujetas a fractura hidráulica, el costo de obtener un gigajulio (GJ) casi se duplicó entre 2018 y 2025, mientras la producción cayó de 3.9 a 3.5 Gpc/d en

el mismo periodo (Global Energy, 2024), lo que implica una creciente dependencia de importaciones más costosas y una pérdida de autosuficiencia energética.

A ello se suma la fuerte carga de capital de la nueva infraestructura, pues el gasoducto Southeast Gateway de 715 km, que conecta Veracruz con Tabasco, ha implicado una inversión de 3.9 mil millones de dólares, además de que no resolverá los cuellos de botella en el centro del país (TC Energy, 2025). Cada dólar destinado a expandir este sistema posterga inversiones urgentes en transmisión eléctrica y digitalización de la red, dejando al país atrapado entre activos costosos y una demanda que crece más rápido de lo previsto por la Secretaría de Energía.

En este escenario, México carece de margen para asumir los costos por incrementar su infraestructura de gasoductos, almacenamiento estacional y plantas de licuefacción orientadas ya no a la reexportación sino a cubrir sus propias necesidades, por ello todos los proyectos de gas con horizontes de recuperación mayores a una década corren el riesgo de convertirse en activos varados conforme se acelere la demanda del energético y se endurezcan las metas climáticas mundiales.

En contraste, el costo unitario real de la energía fotovoltaica ha caído notablemente desde el 2010; por su parte, el costo global promedio es aproximadamente de 0.043 US\$/kWh en 2024, frente a los 0.05 US\$/kWh de la generación a gas en México (IRENA, 2025; Lazard, 2024). De esta forma, el panorama se vuelve aún más desfavorable para el gas cuando se incorporan la volatilidad de precios, los cargos de transporte transfronterizo y una posible tasa de ajuste por carbono en la frontera estadounidense (EIA, 2025).

Por su parte, México posee uno de los mejores recursos solares del hemisferio y corredores eólicos; sin embargo, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2024-2038 reconoce que las adiciones renovables se quedan rezagadas respecto de los escenarios de planeación de hace apenas cinco años (NewClimate Institute, 2024; Sener, 2023).

Fortalecer la competencia nacional en renovables desde la cadena de suministro de paneles, turbinas y sistemas de almacenamiento, hasta los servicios de ingeniería y operación, no debe entenderse únicamente como una estrategia climática, sino como un elemento estratégico para garantizar la seguridad energética nacional. Si bien las energías renovables no son una solución definitiva por sí solas y también presentan desafíos en términos de gobernanza, planificación territorial y sostenibilidad de sus componentes, cada megavatio renovable desplazado en favor del gas incrementa la exposición a choques externos y compromete la balanza comercial.

La coyuntura política abre una ventana en la que la nueva administración ha prometido dar prioridad a la transición y justicia energética, además, al contar con mayoría legislativa para reformar los marcos de subastas eléctricas y de generación distribuida, lo anterior no debería suponer mayor dificultad para aplicar los cambios necesarios (Holland & Knight, 2025). Si se combinan dichas reformas con la creación de programas de capacitación técnica y financiamiento mixto (Fondo de Transición Energética + banca de desarrollo) se puede emular la curva de aprendizaje que posicionó a Brasil y a Chile como líderes regionales en energías eólica y solar en menos de una década. La urgencia radica en que, de mantenerse la inercia de gas dependiente, México no

sólo incumplirá sus compromisos climáticos, sino que arriesga su soberanía energética al hipotecar su sistema eléctrico a una molécula importada cuyo precio y disponibilidad no controla.

En este caso, las evidencias histórica, técnica y económica convergen en la necesidad de fortalecer la competencia nacional en energías renovables, ya que es la vía más rápida y menos costosa para reducir vulnerabilidades, estabilizar tarifas y capturar oportunidades industriales de la transición global, pues el país dispone del recurso, de la tecnología probada y, sobre todo, del imperativo estratégico de diversificar ahora para no pagar mañana primas de riesgos irreversibles. Aunque, por supuesto, dicho enfoque debe hacerse desde una perspectiva que permita al gobierno, empresas, comunidades indígenas y campesinas, así como a la sociedad en general, involucrarse no solamente en su planeación, sino también en su ejecución y manejo.

CONEXIÓN ESTRATÉGICA DEL MERCADO MEXICANO AL PANORAMA GASÍFERO ASIÁTICO

La radiografía del gas fósil en México, marcada por la declinación de las reservas 1P, la erosión de la producción no asociada y la creciente dependencia de importaciones para abastecer la generación eléctrica, no se agota en una lectura doméstica. Al contrario, sus tendencias dialogan directamente con la reconfiguración de los flujos energéticos en el Pacífico y, en última instancia, con la evolución de la demanda asiática. El déficit estructural que el país enfrenta desde 2010 lo ha obligado a integrarse de forma acelerada al comercio transfronterizo de gas, consolidando ductos y contratos

de suministro cada vez más extensos con los yacimientos no convencionales de Estados Unidos. Ese proceso ha expuesto, por un lado, la vulnerabilidad de depender de una sola cuenca de origen; pero, por otro, ha colocado a México en una posición geográfica utilizada como nodo logístico para la expansión de envíos marítimos de gas fósil hacia Asia-Pacífico, que lejos de significar un fortalecimiento comercial o productivo, esta función de tránsito refuerza el papel subordinado de México en la cadena energética global, transfiriendo riesgos ambientales y geopolíticos al territorio nacional sin garantizar beneficios estructurales para la población ni avances reales hacia una matriz energética sustentable.

En ese sentido, los puertos de Ensenada, Topolobampo y Mazatlán, junto con los proyectos de licuefacción aún en etapa de planeación, se han promovido como posibles bisagras entre el gas barato de Norteamérica y los mercados con mayor elasticidad-precio del mundo. No obstante, esta visión proyecta a México como un mero intermediario logístico dentro de una cadena de valor fósil que responde a intereses externos y de corto plazo. La supuesta capacidad de aprovechar esta coyuntura dependerá no sólo de factores como la competitividad en transporte, licuefacción o tarifas portuarias, sino de escenarios inciertos.

Plantear que existe una salida natural para el gas que México aspire a intermediar, implica asumir una lógica extractivista-transnacional que requiere un análisis sobre la lógica de interdependencia asimétrica, donde la infraestructura gasífera local sólo cobra “sentido” en función de demandas externas, lo que cuestiona seriamente su legitimidad como política energética nacional.





PERFIL ESTADÍSTICO DE CONSUMO DE GAS FÓSIL EN ASIA

El dinamismo energético de Asia-Pacífico, impulsado por el crecimiento económico y demográfico más acelerado del planeta, ha convertido a la región en el eje sobre el que gira la evolución del mercado mundial de gas fósil. En 2021, el consumo de esta zona alcanzó 910 mil millones de metros cúbicos (bcm) y, de acuerdo con el Global Gas Outlook 2050 del GECF (2025), llegará a 1,620 bcm en 2050, un incremento de 78% que elevará de 12 a 16% la participación del gas en la matriz regional en el mismo intervalo.

Tras la crisis sanitaria de 2020, la expansión asiática se reanudo con fuerza: la economía regional triplicará su PIB entre 2021 y 2050, mientras su población sumará 11% adicional, para situarse en 4,760 millones de personas; de éstas, 954 millones vivirán en entornos urbanos recién creados. Este marco macroeconómico respalda la trayectoria ascendente del gas, pues la electrificación, la urbanización y el despegue industrial inducen cambios estructurales en los patrones de consumo de energía final.

La sustitución de carbón en la generación eléctrica explica casi la mitad (46%) del crecimiento proyectado de la demanda de gas. Hacia 2050 el parque termoelectrico regional incorporará capacidad a gas tanto para cubrir la base como para proveer respaldo y servicios de flexibilidad a la generación renovable; al mismo tiempo, iniciativas de captura y almacenamiento de car-

bono (CAC) empiezan a integrarse en los planes de gobiernos para reducir la huella de carbono del kilovatio-hora gas-intensivo.

Además, la industria (que requiere vapor de proceso, calor de alta temperatura y materias primas petroquímicas) añadirá otro 20% a la demanda incremental, mientras que los sectores residencial-comercial y transporte aportarán 14 y 9%, respectivamente, debido a las políticas de expansión de redes de distribución, adopción de gas fósil comprimido (GFC) y uso de GFL como combustible marino.

Sin embargo, la geografía del incremento es heterogénea. Así, por ejemplo, China absorberá 48% del aumento regional, impulsada por su estrategia de “carbón a gas” y por la reforma de su mercado, ya que el gigantismo urbano de esta nación y los objetivos de neutralidad de carbono para 2060 empujarán el consumo hasta 700 bcm en 2050 (frente a 360 bcm de 2021) con protagonismo del sector eléctrico, pero con aportaciones significativas del residencial-comercial e industrial hasta la década de 2040. El lanzamiento de PipeChina como operador independiente de ductos y la transferencia de activos provinciales a esta red nacional abaratan el acceso logístico y favorecen la competencia entre suministradores.

Por su parte, India, segundo polo de expansión, triplicará su consumo para situarlo en torno a 195 bcm en 2050. El gobierno persigue elevar la cuota del gas del 6% actual a 15% en 2030; para ello se construyen 14,000 km adicionales de gasoductos y se aceleran once rondas de licitación de distribución urbana. La Ley de Conservación de la Energía y la estrategia de bajas emisiones a largo plazo refuerzan este giro, aunque el carbón barato y la explosión solar-eólica disminuyen el avance del gas en la matriz

eléctrica. El resultado es un perfil donde la mayor inercia proviene de la industria manufacturera y del transporte por carreteras, mientras la generación eléctrica sólo despegaría si se reforma el esquema tarifario y se internaliza el costo del carbono.

El Sudeste Asiático, que incluye a once economías desde Indonesia hasta Vietnam, ilustra un caso intermedio, pues la potencia instalada a gas y renovables reemplazará proyectos carbón-intensivos cancelados o sin financiamiento; hacia 2030 el gas será la primera fuente de electricidad regional, y en 2050 cubrirá 36% del mix eléctrico, debido a los planes de LNG-to-Power, a la expansión de terminales de regasificación flotante y a la disponibilidad de recursos gasíferos propios en Indonesia y Malasia. La evolución, no obstante, está condicionada por la rapidez con que Filipinas, Tailandia y Vietnam concreten marcos regulatorios que reduzcan los riesgos.

Por último, Japón y Corea del Sur constituyen la excepción descendente, pues las reactivaciones nucleares posteriores a Fukushima, la acelerada penetración de renovables offshore y las ambiciosas apuestas por el hidrógeno importado llevarán a que el consumo conjunto retroceda ligeramente respecto a los niveles de 2021. Aun así, la seguridad energética expuesta tras el conflicto Rusia-Ucrania, mantendrá al GFL como pilar de la diversificación de insumos y como garante de flexibilidad operativa en invierno.

Para evaluar la significación estratégica de estos movimientos conviene observar la elasticidad de la demanda frente al precio y el ingreso. Entre 2000 y 2021 el consumo asiático de gas creció a una tasa media anual compuesta de 4.4%, el doble que la expansión demográfica y 1.3 veces la del PIB real. Las proyecciones a 2050 anticipan que esa elasticidad se moderará, pues los

mercados madurarán y la eficiencia energética mejorará, pero el diferencial con otras regiones seguirá siendo positivo; en consecuencia, Asia-Pacífico concentrará 60%

del aumento mundial de la demanda primaria de energía y la mitad del incremento mundial de gas.

La conexión entre políticas de calidad del aire y gasificación resulta evidente en la configuración sectorial de la demanda. Hacia 2050, el gas representará una quinta parte de los combustibles del transporte por carretera, vinculado con el despliegue de flotas de vehículos GFC en megaciudades chinas e indias y con el uso de GFL en camiones de larga distancia. En el transporte marítimo, la Organización Marítima Internacional (OMI) fija límites cada vez más estrictos de contenido de azufre y de intensidad de gases de efecto invernadero (GEI), lo que abre un nicho para el GFL en Corea, Japón, Singapur y Malasia. Si dichos estándares se alinean con el objetivo de neutralidad climática a mitad de este siglo, la demanda adicional en transporte podría superar los 40 bcm anuales, cifra equiparable al consumo total actual de Francia.

En cuanto a la industria petroquímica, la región añadirá capacidad de etileno, amoníaco y metanol que, en conjunto, demandará volúmenes crecientes de gas como materia prima. China y el Golfo de Tailandia ya desplazan nafta, mientras que Indonesia proyecta complejos integrados en Java Oriental. Este factor explica por qué, aun con avances en electrificación y eficiencia, el consumo industrial neto seguirá una curva ascendente, especialmente después de 2035, cuando los proyectos petroquímicos pospuestos por la pandemia entren en operación plena.

La infraestructura constituye el cuello de botella decisivo, pues en la actualidad Asia cuenta con alrededor de 660 millones de tone-

ladas anuales de capacidad de regasificación, pero las terminales se concentran en Japón, Corea y China costera. Nuevos proyectos en India, Pakistán y Filipinas, así como expansiones en Tailandia y Vietnam, adicionarán más de 140 millones de toneladas por año (MTPA) en 2030. Entretanto, la red de gasoductos transeuropeos del continente, incluyendo rutas como Rusia-China y Turkmenistán-Pakistán, actuarán como vector de integración y diversificación de fuentes. Sin este despliegue, la elasticidad precio-ingreso quedaría neutralizada y las proyecciones de demanda se recortarían en al menos diez puntos porcentuales.

Para traducir la expansión potencial en consumo efectivo, los marcos regulatorios deberán equilibrar señales de mercado y objetivos climáticos, pues China avanza hacia un sistema de precios anclado en hubs regionales y contratos spot interconectados; India discute la liberalización del precio doméstico; el Sudeste Asiático negocia cláusulas de flexibilidad en sus contratos de GFL a largo plazo. Al mismo tiempo, el creciente escrutinio sobre la intensidad de metano en la cadena de valor obliga a exportadores y compradores a implantar la certificación de emisiones y el rastreo digital.

Otra variable crítica es la competitividad frente al carbón y las renovables, pues los modelos estocásticos¹⁵ del GECF sugieren que, incluso con un precio del carbón bajo, el gas podría seguir siendo una opción para mejorar la capacidad energética en mercados con infraestructura existente. Sin embargo, en sistemas sin redes o terminales, el costo de nivelado de energía (LCOE, por sus

15. Métodos de proyección que consideran la incertidumbre y la variabilidad de los datos, permitiendo simular diferentes escenarios posibles en lugar de un solo resultado fijo.

siglas en inglés)¹⁶ solar más almacenamiento empieza a competir con el gas a precios GFL superiores a 12 dólares/MMBtu. Por ello, la ventana temporal para consolidar un “puente gasífero” se ubica en la década de 2020, cuando los costos de baterías y de hidrógeno verde aún se mantienen elevados, por lo que para nuevos actores entrando en el mercado sin un plan y estrategia clara y sin infraestructura suficiente, sería inviable su participación con perspectivas de largo plazo.

Las implicaciones logísticas son de gran alcance, pues los flujos de GFL hacia Asia-Pacífico, que en la actualidad representan 73% del comercio global, crecerán en más de 170 MTPA para 2050. Aproximadamente dos terceras partes procederán de Oriente Medio, Norteamérica y Rusia-Asia Central, el resto provendrá de África y, en menor medida, del supuesto desarrollo de un corredor pacífico latinoamericano. La diversificación geográfica mitigará riesgos de interrupción, pero presionará la construcción de flota metanera y de instalaciones de licuefacción de bajo factor de emisión.

Es importante mencionar que los escenarios de máxima penetración de renovables o de electrificación de la producción de hidrógeno podrían desplazar hasta 280 bcm de la demanda proyectada, lo que subraya la sensibilidad del mercado a las trayectorias tecnológicas y regulatorias. Por el contrario, un retraso en la capacidad de almacenamiento masivo de energía o en la adop-

16. Es una métrica que calcula el costo promedio por unidad de electricidad generada a lo largo de la vida útil de una planta. En el caso de la energía solar, incluye la inversión inicial, los gastos de operación y mantenimiento, así como el financiamiento y la cantidad total de energía estimada.

ción de CAC en industrias intensivas dispararía el consumo adicional en 90 bcm sobre la línea base.

Destaca que la magnitud del incremento en el consumo es atribuible en su mayoría a China, un tercio a India y al Sudeste Asiático, y menos de una cuarta parte a Japón, Corea y al resto de economías de la región (gráfica 9).

PROYECCIONES FUTURAS

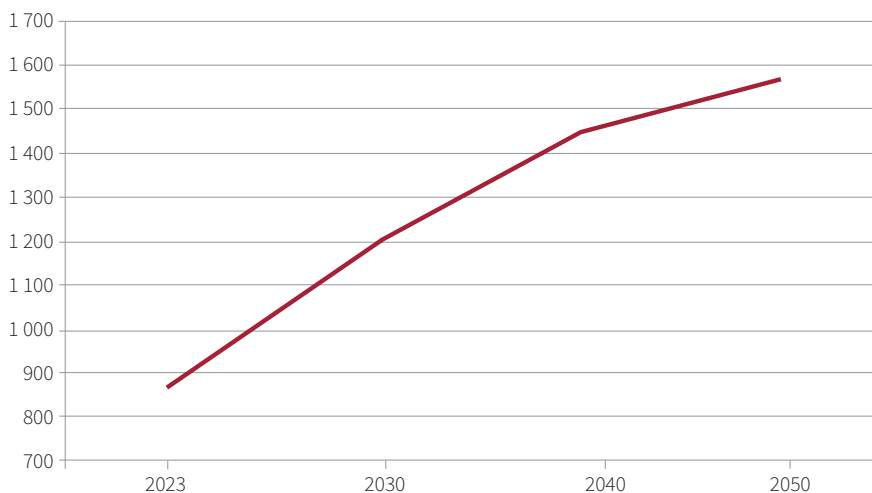
La curva ascendente que describe la demanda regional de gas fósil, de 871 mil bcm en 2023 a 1,581 bcm en 2050 sintetiza un proceso de transformación estructural que excede la aritmética del crecimiento poblacional (gráfica 7). El aumento neto de 710 bcm (81%) responde a tres motores convergentes:

- En primer lugar, la industrialización tardía de economías densamente pobladas como India, Vietnam o Filipinas incorpora volúmenes de calor de proceso y materia prima petroquímica que anteriormente se satisfacían con carbón o derivados líquidos.
- En segundo término, la electrificación masiva y la urbanización elevan la elasticidad ingreso-demanda: por cada punto porcentual de incremento del PIB real, el consumo de gas crece todavía 0.55 puntos, aunque esa elasticidad se modera conforme los mercados maduran y mejoran su eficiencia energética.
- Finalmente, el imperativo ambiental internacional, expresado en normativas de control de partículas y en metas de

carbono neutrales, desplazarían gradualmente al carbón, sobre todo en China e Indonesia.

La pendiente más pronunciada hacia 2030 revela una ventana crítica, pues en la próxima década se materializará 65% del incremento proyectado a mitad de siglo. Este “adelanto” obedece a la convergencia de proyectos financiados por exportadores y a los incentivos fiscales puestos en marcha tras la recuperación pospandemia. Entre 2030 y 2040 el ritmo se moderará como reflejo de la competencia con renovables baratas y la llegada de almacenamiento eléctrico a escala. Sin embargo, la trayectoria vuelve a disminuir conforme ganan tracción los mecanismos CAC en la generación de base y en la industria pesada.

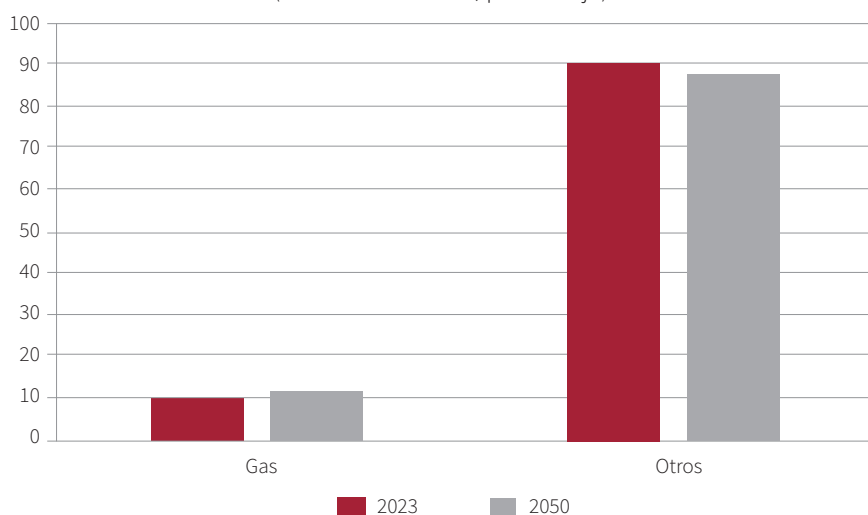
Gráfica 7. Evolución de la demanda total de gas en Asia-Pacífico, 2023-2050
(millones de metros cúbicos, bcm)



Fuente: elaboración con datos de GECF (2025).

Es importante subrayar que un retraso de cinco años en los megaproyectos de hidrógeno verde elevaría la demanda de gas en otros 90 bcm en 2050; mientras que una reducción acelerada del costo de baterías litio-ferrofosfato (LFP) por debajo de 60 dólares/kWh recortaría hasta 12% de la proyección. Por lo tanto, la gráfica 6 no sólo ilustra un volumen sino un rango de incertidumbre gestionable mediante políticas de precios del carbono, financiamiento de infraestructura y certificación de metano en la cadena de valor.

Gráfica 8. Participación del gas en la generación eléctrica
(2023 frente a 2050, porcentaje)



Fuente: elaboración con datos de GECF (2025).

La comparación en la gráfica 8 muestra que la cuota del gas en el mix eléctrico asiático pasa de 10 a 12%, un avance modesto en apariencia, pero ese ligero incremento relativo ocurre en un contexto donde la demanda total de electricidad casi se duplica

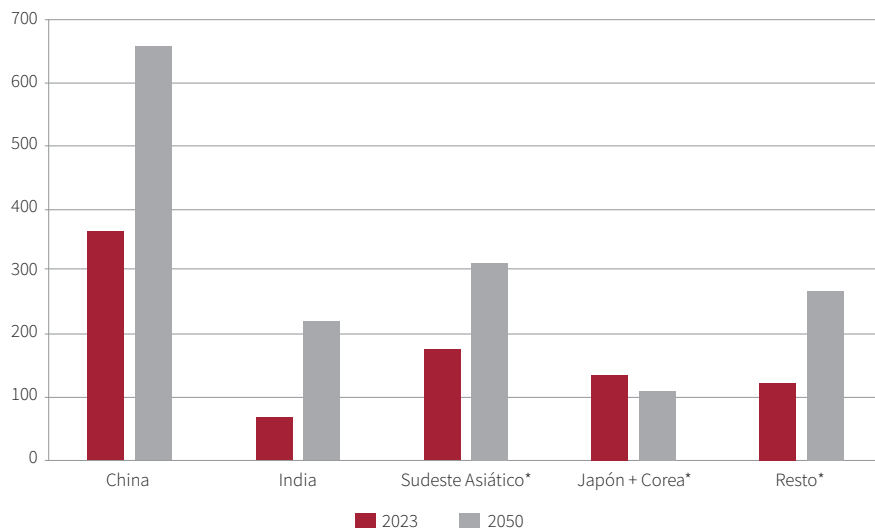
y la capacidad renovable crece a tasas de dos dígitos anuales. De hecho, el gas adiciona 1,700 TWh de generación bruta, mientras las renovables agregan más de 9,000 TWh; la cuota sube sólo dos puntos, porque el denominador se expande vertiginosamente.

Con lo anterior se observa la función sistémica del gas, pues actúa como sustituto de carbón en plantas de carga base en China y el Sudeste Asiático. También proporciona flexibilidad operativa para balancear la intermitencia solar-eólica, por lo que los ciclos combinados de alta rampa permiten seguir la curva de carga vespertina¹⁷ que se amplifica con la penetración fotovoltaica en India, Filipinas y Malasia. Además, fungen como “seguro” de confiabilidad frente a fenómenos climáticos extremos, como olas de frío en el norte de China o tifones que desconectan parques offshore en Corea, lo que eleva el valor de opción de la capacidad gas-firme.

El modesto ascenso porcentual también revela barreras como los precios de GFL, los cuales aumentaron después del conflicto Rusia-Ucrania, que sobrepasaron los 30 dólares/MMBtu y forzaron recortes en Pakistán y Bangladesh; esta volatilidad erosiona la competitividad del gas frente al carbón doméstico subsidiado. Además, la opinión pública en Japón y Corea empuja la reactivación nuclear, reduciendo el espacio relativo del gas en matrices con límites estrictos de emisiones. Por otro lado, la llegada de almacenamiento de larga duración (baterías de sodio-azufre) compite directamente en servicios de regulación de frecuencia.

17. Esta curva describe el aumento acelerado en la demanda de electricidad al final del día, justo cuando la generación solar cae drásticamente. Para responder a este desfase, se requieren tecnologías de “alta rampa”; es decir, plantas capaces de incrementar su producción en pocos minutos, como los ciclos combinados con turbinas de rápida respuesta.

Gráfica 9. Demanda de gas por subregión, 2023 frente a 2050
(millones de metros cúbicos, bcm)



* Clasificación GECF. Sudeste Asiático: Brunei Darussalam, Camboya, Indonesia, Laos, Malasia, Myanmar, Filipinas, Singapur, Tailandia, Timor-Leste y Vietnam; Japón + Corea: Japón y Corea del Sur; Resto: Australia, Nueva Zelanda, Pakistán, Bangladés, Sri Lanka, Nepal, Bután, Maldivas, Mongolia, Taiwán, Papúa Nueva Guinea y otros países y territorios de Asia-Pacífico no incluidos en las categorías anteriores.

Fuente: elaboración con datos de GECF (2025).

En la gráfica 9 se observa la influencia específica de cada país en la geografía política del gas en Asia-Pacífico. China domina el panorama: su consumo salta de 367 a 662 bcm y concentra 44% del incremento regional absoluto.

India, segundo vector, multiplica por 3.4 su demanda (al pasar de 66 a 223 bcm) y aporta 22% del crecimiento regional, pues el impulso procede de la manufactura de fertilizantes y de la expansión de ciudades satélite que integran redes de distribución de GFC para transporte. No obstante, el avance está condicionado

a que las tarifas eléctricas internalicen el costo del carbono, de lo contrario el carbón seguirá dominante en la generación base.

El Sudeste Asiático exhibe una dinámica intermedia: su consumo sube de 178 a 316 bcm (participación del 20% en el aumento total) debido a Vietnam y Filipinas, así como a proyectos en Indonesia y Malasia.

Japón y Corea del Sur constituyen el único bloque con retroceso absoluto (al pasar de 136 a 108 bcm). El repunte nuclear pos-Fukushima, los programas de hidrógeno verde y las metas de carbono cero de 2050 desplazan parte del gas, aunque éste se mantiene como respaldo invernal y como materia prima petroquímica. La categoría “Resto” que agrupa Pakistán, Bangladesh, Oceanía y Asia Central oriental, casi duplica su consumo (de 124 a 272 bcm) impulsada por la construcción de terminales flotantes y por nuevos gasoductos transfronterizos.

Se observa que, además de la reasignación de riesgos y oportunidades en la cadena de GFL, se deberán alinear contratos a largo plazo con la creciente dominación de compradores chinos e indios. Simultáneamente, las economías del Sudeste Asiático ofrecen márgenes altos, pero exigen financiamiento de infraestructura y garantías soberanas. Para los importadores, la diversificación geográfica reduce la exposición a interrupciones, pero eleva la complejidad logística y la necesidad de hubs líquidos que descubran precios transparentes.

En la gráfica 7 se muestra que entre 2023 y 2030 se concentran dos tercios del incremento previsto de consumo en la región; después, la curva se suaviza a medida que la electrificación renovable, el almacenamiento a gran escala y los primeros complejos de hidrógeno verde ganan tracción (GECF, 2025). Esa ventana com-

primida implica que las inversiones en ductos transfronterizos, plantas de licuefacción y terminales de embarque en Ensenada, Topolobampo o Mazatlán (México) tendrían que recuperarse en un lapso mucho menor que su vida útil contable.

La heterogeneidad geográfica de la expansión asiática intensifica el riesgo, pues casi la mitad del crecimiento lo absorberá China, un mercado que ya impulsa hubs de precio spot, lo que exige certificación de metano y anuncia recortes al gas después de 2040 para dar paso al hidrógeno y a la nuclear reactivada. India y el Sudeste Asiático, responsables de otra tercera parte del aumento, condicionan su demanda a reformas tarifarias y a la construcción de infraestructuras que aún no han asegurado financiamiento. En otras palabras, México estaría apostando miles de millones de dólares a clientes cuyo apetito por el gas es sensible a la volatilidad de precios, a los avances tecnológicos y a la presión climática internacional.

A ello se suma el problema logístico interno, ya que cada nuevo kilómetro de gasoducto, desde la frontera con Texas hasta los puertos del Pacífico, atravesaría territorios indígenas y ecosistemas frágiles, reproduciendo o incluso agravando los conflictos socioambientales que se observan en el Istmo de Tehuantepec con otros megaproyectos energéticos. Los costos de negociación, indemnización y mitigación ambiental no sólo encarecen el proyecto, también generan incertidumbre jurídica que puede retrasar la entrada en operación más allá de la coyuntura asiática favorable. Mientras tanto, el país seguiría importando hasta 60% de su gas, desde una sola cuenca estadounidense, quedando expuesto a interrupciones climáticas en Texas y a la volatilidad de los precios Henry Hub, justo cuando Asia transita a contratos indexados a hubs propios.

Adicionalmente, la huella de carbono y el metano fugitivo de la licuefacción restan competitividad a las exportaciones mexicanas, frente a futuros mecanismos de ajuste de carbono en la frontera en la Unión Europea o en Estados Unidos. Dedicarse a reexportar gas pospone la diversificación de la matriz energética nacional y desvía recursos tanto públicos como privados que podrían fortalecer las energías solar y eólica, sectores que crean más empleo por unidad invertida y reducen la exposición cambiaria asociada con el combustible importado. Una estrategia basada en anclar a México al gas de Estados Unidos con miras a Asia convierte al país en portador de los costos socioambientales y financieros de un mercado que, según su propia dinámica, podría dejar de ser atractivo antes de que las tuberías y las plantas recuperen su inversión.





GAS FÓSIL EN MÉXICO: CLAVE JURÍDICA, ECONÓMICA Y SOCIAL (2013-2025)

El papel del gas fósil en la matriz energética mexicana ilustra con claridad la doble lógica que ha guiado la política económica del país en materia de hidrocarburos desde principios de la década de 2010; por un lado, se encuentra la aspiración histórica a la autosuficiencia y la defensa constitucional de la propiedad nacional del subsuelo; por otro, la necesidad de atraer capital, tecnología y mercados externos para sostener la competitividad industrial y la cobertura de la demanda interna.

La configuración normativa que rige la extracción y el aprovechamiento del gas fósil en México del periodo previo a la reforma constitucional de 2013 y las reformas promulgadas hasta 2025, evidencian una transición desde el monopolio de un ente estatal hacia un entramado jurídico complejo que articula múltiples órganos reguladores, leyes ordinarias, disposiciones administrativas y compromisos internacionales.

Antes de 2013 la regulación se sustentaba, principalmente, en la reserva constitucional del artículo 27, que atribuía la propiedad de los hidrocarburos a la nación y declaraba estratégica la exploración y explotación, actividades que sólo podían llevar a cabo las entidades paraestatales.

El Reglamento de gas fósil de 1995 constituyó un primer paso de apertura al permitir inversión privada en transporte, almacena-

miento y distribución, pero no alteró la prohibición para que particulares extrajeran el recurso. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) nació en ese mismo contexto con la finalidad de otorgar permisos y regular tarifas en dichos eslabones midstream,¹⁸ aunque su ámbito de competencia quedó expresamente limitado por la reserva del upstream¹⁹ a Pemex. Esta situación generó una distorsión regulatoria: se establecían reglas pro-competencia para ductos y comercialización, pero persistía un régimen cerrado en la producción que obstaculizaba la coherencia del sistema jurídico y complicaba la supervisión integrada del mercado.

La reforma constitucional publicada el 20 de diciembre de 2013 redefinió ese paradigma al excluir la exploración y extracción de hidrocarburos del listado de áreas estratégicas reservadas al Estado, conservando la propiedad estatal del recurso, pero permitiendo su aprovechamiento por particulares mediante contratos. A su vez, se introdujo la figura de empresas productivas del Estado, como Pemex, que pueden competir en el mercado bajo un régimen regulado (Segob, 2013). Esta apertura contractual habilitó el uso de esquemas como licencia, utilidad y producción compartidas, transformando ampliamente el marco de operación

18. Término utilizado en la industria energética para referirse a la etapa inicial de la cadena de valor de los hidrocarburos, que comprende las actividades de exploración, localización y extracción del recurso en yacimientos. En el caso de México, esta fase estuvo parcialmente reservada al Estado hasta la reforma constitucional de 2013.

19. Abarca las actividades intermedias en la cadena de valor del gas fósil, principalmente transporte, almacenamiento y procesamiento inicial, incluyendo la construcción y operación de gasoductos, estaciones de compresión y plantas de licuefacción. En México, esta etapa fue parcialmente abierta al capital privado desde 1995.

del sector energético. Esta modificación requirió un extenso desarrollo legislativo secundario, culminado en agosto de 2014 con la expedición de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la Ley de Petróleos Mexicanos, entre otras.

A partir de ese momento, la CRE obtuvo competencias plenas sobre permisos de toda la cadena de valor, mientras que la nueva CNH recibió el mandato de licitar, administrar y supervisar los contratos de exploración y extracción, con autonomía técnica y presupuestal (Segob, 2014a). El sistema se complejizó porque se impuso un doble control: 1) la CNH vigila operaciones upstream mediante lineamientos técnicos, modelos de contrato y resoluciones de aprobación de planes de desarrollo; 2) la CRE regula las actividades midstream mediante permisos, regulación tarifaria y disposiciones de confiabilidad, mientras la Sener conserva la rectoría de la política energética general, emite la Estrategia Nacional de Energía y otorga los permisos de importación y exportación, en particular los relativos al gas fósil.

Destaca la figura del “operador independiente de transporte”, concretada con la creación del Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas), al que se transfirieron los activos de la red troncal de Pemex y que opera bajo el principio de acceso abierto y no discriminatorio (Segob, 2014b). Asimismo, la CRE diseñó procesos de asignación de capacidad mediante temporadas abiertas y aprobó los términos y condiciones generales para el transporte y almacenamiento, con lo que se definieron derechos y obligaciones de los usuarios, estándares de calidad, medición y balance energético (Cenagas, 2018). Paralelamente, la CNH elaboró lineamientos sobre medición, administración de volúmenes y quema controla-

da de gas, así como regulaciones para la perforación de pozos terrestres y marinos; estas regulaciones técnicas se ampliaron con disposiciones sobre seguridad industrial, medioambiente y un incipiente control de emisiones de metano (Cenegas, 2018).

Desde 2019, la administración federal detuvo las rondas de licitación de áreas contractuales, generando la necesidad de interpretar si la suspensión administrativa era compatible con los principios de planeación establecidos en la Ley de Hidrocarburos, que mandatan convocatorias periódicas en función de la estrategia de exploración. Asimismo, en 2021 el Congreso reformó la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Hidrocarburos para priorizar el despacho de centrales de la CFE y para facultar a la Sener a suspender permisos de comercialización y transporte de petrolíferos y gas por motivos de seguridad nacional. Estas reformas fueron objeto de múltiples juicios de amparo y acciones de inconstitucionalidad ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN); aunque algunas disposiciones se declararon válidas, otras se invalidaron por violaciones a principios de libre competencia y seguridad jurídica (SCJN, 2024). El litigio constante revela la fragilidad del equilibrio normativo y la necesidad de delimitar claramente las fronteras de competencia entre el Estado como regulador y como agente económico por medio de Pemex y la Comisión Federal de Electricidad.

Por otra parte, el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC), vigente desde 2020, incluye en el capítulo 8 el reconocimiento de la propiedad directa del Estado mexicano sobre hidrocarburos, pero simultáneamente impone disciplinas de trato nacional, no discriminación y solución de controversias para inversiones en el sector. Esta dualidad normativa ha presionado

al marco jurídico nacional para que los contratos y permisos respeten tanto el interés público como las obligaciones de trato justo hacia las inversiones extranjeras, exigiendo un equilibrio entre la regulación interna y los compromisos comerciales internacionales. Las consultas intergubernamentales solicitadas por Estados Unidos y Canadá en 2022 respecto de la política energética mexicana ilustran las posibles fricciones cuando disposiciones administrativas internas pudieran contravenir obligaciones de trato no discriminatorio; aunque hasta 2025 el conflicto no ha llegado a un panel arbitral, ha influido en cómo la Sener otorga o rechaza permisos para exportar gas fósil.

Otro nivel del entramado corresponde a la regulación ambiental y de seguridad industrial, competencia de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) que expidió en 2018 las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos, alineando la normativa nacional con compromisos climáticos internacionales (Semarnat, 2018). De este modo, cualquier proyecto de extracción de gas, ya sea de Pemex o de contratistas privados, debe presentar estudios de línea base y planes de mitigación de metano que la CNH y la ASEA supervisan de forma coordinada. La convergencia de normas ambientales con las reglas de operación técnica del sistema de gas dotan al entramado normativo de una dimensión transversal que rebasa los objetivos meramente económicos.

En la planeación sectorial, la Sener publicó la política de almacenamiento estratégico de gas fósil en 2018, la cual obliga a los comercializadores a mantener reservas equivalentes a cinco días de consumo nacional; sin embargo, la falta de infraestructura y/o

los yacimientos agotados han llevado a diferir la vigencia efectiva de dicha obligación. Este retraso evidencia las limitaciones del marco normativo cuando las metas regulatorias no vienen acompañadas de instrumentos financieros o incentivos que faciliten la inversión requerida para cumplirlas.

Por su parte, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética asigna a la CRE y a la CNH autonomía técnica, pero su marco de actuación depende de autorizaciones presupuestales anuales, lo que ha derivado en recortes de personal y, por ende, en un impacto sobre su capacidad para emitir resoluciones oportunas. Aunado a ello, los nombramientos de personal comisionado requieren mayoría calificada en el Senado; los retrasos en dichos nombramientos condujeron a periodos en los que los plenos no sesionaron por falta de quórum, lo que tuvo efectos negativos sobre la certidumbre regulatoria. Así, el principio de independencia regulatoria, formalmente consagrado, se enfrenta a condiciones materiales que, en la práctica, limitan la eficacia de la regulación.

Ya que, conforme al artículo 51 de la Ley de Comercio Exterior y al artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, toda exportación requiere una autorización de la Sener, la cual debe justificar que las ventas al exterior no ponen en riesgo la disponibilidad interna. Entre 2015 y 2025 se han otorgado diversos permisos a empresas privadas y a la CFE para exportar gas fósil o GFL;²⁰ no obstante, la discrecionalidad en los plazos y criterios ha motivado

20. El GFL es gas fósil que ha sido enfriado a -162 °C para convertirlo en líquido y reducir su volumen en aproximadamente 600 veces, lo que facilita su transporte a largas distancias en buques especializados.

solicitudes de mayor transparencia y, en algunos casos, recursos administrativos y juicios de nulidad ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa. Por su parte, la Sener respondió emitendo lineamientos internos sobre los requisitos técnicos de balance de oferta-demanda, aunque éstos no siempre son de acceso público, lo que genera cuestionamientos sobre el principio de máxima publicidad previsto en la Ley General de Transparencia.²¹

Cabe destacar que una parte significativa de los proyectos de exportación de GFL en México, como el caso de Saguario Energía, en Sonora, no se basa en excedentes de producción nacional, sino en gas importado de Estados Unidos. Estos proyectos operan como plataformas logísticas que reciben gas mediante ductos transfronterizos, lo licúan en territorio mexicano y lo exportan hacia Asia u otros mercados. Por lo tanto, la política de exportación gasífera no refleja una autosuficiencia energética, sino una estrategia de posicionamiento geoeconómico que depende estructuralmente de la producción estadounidense.

Es pertinente señalar que las plantas de licuefacción instaladas en México que procesan gas importado deben obtener, además del permiso mexicano, la autorización de la Oficina de Energía Fósil y Gestión del Carbono (Office of Fossil Energy and Carbon Management) de Estados Unidos para reexportar a países sin tratado de libre comercio (Energy Department, 2025). La suspensión temporal de nuevas autorizaciones en 2024 y su posterior

21. Dicho principio establece que la información pública debe ser accesible y transparente, con el fin de que los ciudadanos puedan conocerla y ejercer sus derechos, pues la información en posesión de las autoridades debe ser pública, salvo en casos específicos y excepcionales.

reactivación subrayan que las decisiones regulatorias en la jurisdicción vecina inciden directamente en la viabilidad operativa de las instalaciones ubicadas en territorio mexicano, revelando la interdependencia regulatoria que caracteriza a las cadenas transfronterizas de suministro.

Por otro lado, la política de “rescatar” a Pemex y a la CFE se ha traducido en disposiciones que pretenden otorgar preferencia operativa a las empresas productivas del Estado; sin embargo, estas empresas debieron sujetarse a los procedimientos regulatorios diseñados para un mercado abierto. Esto generó situaciones paradójicas para la CFE, al solicitar permisos a la CRE para actividades que la propia Comisión podría considerar estratégicas; además, participa en sociedades con el sector privado sujetas al arbitraje del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá.

Este mosaico regulatorio, lejos de simplificarse, se densificó mediante la superposición de normas técnicas, acuerdos administrativos, lineamientos ambientales y controles de competencia económica por parte de la Comisión Federal de Competencia Económica. El resultado es un marco jurídico robusto, pero fragmentado, que demanda cada vez mayores capacidades de coordinación interinstitucional y solidez en los procesos de consulta pública y justificación técnica.

La falta de claridad regulatoria, sumada a la necesidad de coordinación entre instituciones y a procesos técnicos sólidos, resulta aún más relevante cuando se plantea la ambición de posicionar a México como un nodo estratégico de exportación gasífera, lo que se aborda en el siguiente capítulo, donde se discuten los efectos socioambientales de la extracción de este hidrocarburo.



FOTOGRAFÍA: ISTOCKPHOTO



MÉXICO COMO POSIBLE HUB DE EXPORTACIÓN GASÍFERA

Pese a que la producción nacional de gas fósil alcanzó su máximo histórico de 7,031 MMpcd en 2009, en 2024 tuvo una caída de 35% para situarse en apenas 4,572 MMpcd, mientras el consumo interno se disparó a 11,238 MMpcd. El déficit resultante, 6,666 MMpcd –cerca de 60% de la demanda diaria–, no es coyuntural ni se resolvería con mejoras operativas, ya que las reservas 2P suman sólo 23.3 MMMpc, por lo que al ritmo actual de extracción se agotarían en un promedio de 13 años. Revertir la tendencia requeriría descubrimientos del tamaño de Cantarell, inversiones masivas y la expansión de técnicas no convencionales, social y ambientalmente controvertidas, todo ello en un contexto de declive geológico y restricciones presupuestales de Pemex. En estas condiciones, cualquier proyecto que enfoque su atención en mejorar la capacidad de transporte de gas hacia otros mercados ajenos al nacional agravaría la fragilidad interna, debido a que comprometería capacidad indispensable para la generación eléctrica y la industria doméstica. Por lo tanto, lejos de ser un mero reto de gestión, la dependencia gasífera constituye un riesgo estratégico que cuestiona la lógica de convertir a México en plataforma exportadora.

Es importante precisar e insistir en que este modelo de exportación no se basa en excedentes de producción nacional, sino en

gas fósil importado desde la Cuenca Pérmica de Estados Unidos. Por lo que México funge como plataforma logística que transforma el gas estadounidense en GFL para su envío hacia Asia, lo que plantea una estrategia de intermediación geoeconómica más que de autosuficiencia productiva. Esta condición impone riesgos adicionales en términos de seguridad energética, equilibrio contractual y capacidad de respuesta ante disrupciones transfronterizas.

En el propio mapa de infraestructura actual de gasoductos en México (mapa 1), se observa cómo la cercanía al nodo transfronterizo y a ductos de gran diámetro determinan la localización de inversiones gasíferas, mientras el Pacífico Sur y el Istmo de Tehuantepec siguen siendo cuellos de botella. Si bien la logística parece alineada, el sistema interno opera con episodios de congestión y necesitaría duplicar capacidad de transporte y almacenamiento para atender la proyección de demanda que, impulsada por el parque de ciclos combinados, casi se duplicaría a 16,520 MMpcd en 2050. Aquí surge el dilema operativo: los mismos gasoductos que alimentarían a los trenes de GNL son los que deberán abastecer a la CFE, responsable en este momento de más de la mitad del consumo interno.

En un contexto donde seis de cada diez pies cúbicos dependen de Estados Unidos, por lo que la menor disrupción –frente frío en Texas, restricciones regulatorias y/o la saturación– podría obligar a priorizar la demanda interna y suspender exportaciones, socavando la credibilidad de largo plazo que exigen los compradores asiáticos. Además, la ventana comercial tal vez sea más estrecha de lo que sugiere la euforia, pues el GECF (2025b) proyecta que la demanda agregada de Asia-Pacífico crecerá de 871 bcm en 2023 a 1,581 bcm en 2050, pero la mitad de ese aumento se concentrará

en la próxima década, periodo en el que Estados Unidos, Catar y Australia inyectarán decenas de millones de toneladas adicionales de GFL al mercado, por lo que México competiría contra exportadores con costos más bajos, reservas holgadas y marcos regulatorios estables.

Tampoco debemos subestimar los retos políticos y ambientales internos, dado que desde 2018 la administración federal señaló públicamente que ha restringido el acceso a los recursos de fracking, los cuales son técnicamente más abundantes; pero esto no es del todo cierto, debido a las múltiples inversiones públicas y privadas que se llevan a cabo en la actualidad. La inversión exploratoria de Pemex se replegó y la capacidad privada permanece limitada, lo que dificulta revertir la trayectoria descendente de la producción. Paralelamente, la opinión pública y las comunidades costeras observan con recelo la instalación de terminales de licuefacción y las posibles afectaciones a ecosistemas sensibles como el Alto Golfo. Aun si los desarrolladores obtuvieran permisos, restaría demostrar que sus proyectos pueden certificar emisiones de metano y carbono en niveles compatibles con los requisitos que empiezan a exigir los importadores asiáticos.

El equilibrio económico es un ejercicio complejo de resolver, pues el gas de alimentación mexicano se compraría indexado a Henry Hub más las tarifas de transporte transfronterizo, pero una compresión de los diferenciales entre el nodo Waha y la Costa del Golfo o un repunte general de precios, erosionarían la ventaja de ruta corta frente a plantas estadounidenses que ya amortizaron ductos y disfrutaban de contratos de transporte.

Por otro lado, la mayor parte del crecimiento previsto en la demanda de Asia-Pacífico procede de China, India y el Sudeste

Asiático, mercados sensibles al precio y cada vez más proclives a diversificar proveedores. Para que exista la posibilidad de colocar GFL de largo plazo sería necesario ofrecer descuentos o fórmulas híbridas que sujeten el gas a índices asiáticos y garanticen flexibilidad de destino, lo que estrecha aún más los márgenes de beneficio, haciéndolo inviable económicamente.

La posibilidad de que México se convierta en un hub exportador de gas fósil no surge de una estrategia nacional planificada, sino de su posición geográfica entre el shale más abundante del planeta y los mercados con mayor demanda proyectada. Esta ubicación, lejos de representar una ventaja estructural, es utilizada para justificar inversiones que aumentan la dependencia energética, externalizan costos ambientales y subordinan las decisiones nacionales a dinámicas geopolíticas y comerciales externas. Para materializar esta aspiración, sería necesario, primero, revertir la caída sostenida de la producción doméstica, lo que no sólo enfrenta límites geológicos y técnicos, sino también crecientes resistencias sociales y ambientales, sin considerar los costos económicos muy por encima de las posibilidades nacionales. En segundo lugar, implicaría una masiva expansión de infraestructura (ductos, plantas de compresión, almacenamiento y licuefacción) con impactos territoriales y financieros considerables.

Además, el actual marco regulatorio carece de mecanismos claros para garantizar el abasto interno en contextos de crisis, lo que convierte la apuesta exportadora en una fuente potencial de riesgo para la seguridad energética nacional, ya que sostener esta lógica exigiría esquemas fiscales, certificaciones ambientales y contratos de largo plazo que no necesariamente beneficiarían al

país, sino que podrían consolidar un modelo extractivo-exportador altamente vulnerable a la volatilidad internacional, desconectado de los objetivos de una transición energética soberana.

COSTOS SOCIALES Y AMBIENTALES DE LA EXPANSIÓN GASÍFERA EN MÉXICO

El rápido crecimiento del sector del gas fósil en México, incentivado por la modernización de la infraestructura energética y por reformas que facilitaron la participación privada, se presenta habitualmente como un avance indispensable para la seguridad energética y la competitividad industrial. Pero es importante mencionar que en las dos últimas décadas la expansión de la extracción convencional de gas trajo consigo costos sociales y ambientales que desmienten la narrativa de un combustible “limpio” y neutro en términos de conflicto, pues se evidencia la creación de auténticas “zonas de sacrificio”,²² donde se concentran riesgos para la salud, degradación de ecosistemas, siniestros industriales recurrentes y violencia contra quienes se oponen a los proyectos (Asunsolo, 2023; Carrión, 2023).

Dichos efectos negativos no constituyen externalidades ocasionales sino un patrón sistémico que acompaña la dinámica gasífera desde los albores del siglo XXI, particularmente en regiones como la Cuenca de Burgos, la Huasteca Veracruzana, la zona

22. Se trata de áreas donde existe una cantidad tal de industrias, especialmente extractivas y de transformación, que provocan un alto nivel de contaminación ambiental que genera riesgos para la salud de las poblaciones inmediatas, así como de la flora y fauna del lugar.

centro-sur donde se construyó el Proyecto Integral Morelos (PIM) y los territorios yaquis atravesados por el gasoducto Sonora.

En el plano climático, la contribución más evidente de la industria del gas es la emisión masiva de metano, un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 86 veces superior al del dióxido de carbono en un horizonte de 20 años, pues en 2016 México ya ocupaba el quinto lugar mundial en liberación de metano atribuible a hidrocarburos, con cerca de una cuarta parte de esas emisiones procedente de actividades de petróleo y gas (Zavala, 2016). También existen mediciones satelitales y monitoreo aéreo que estiman que alrededor de 5% del gas extraído en el país se pierde a la atmósfera, cifra que duplicaría la reportada en los inventarios gubernamentales (Becerra, 2021). El impacto climático de tales fugas anula la supuesta ventaja del gas frente a otros combustibles fósiles.

Asimismo, más allá del metano, la explotación convencional implica un conjunto de procesos de perforación, apertura de caminos, tendido de ductos, quema rutinaria de gas en antorchas y liberación de compuestos orgánicos volátiles que degradan la calidad del aire y el agua en las zonas productoras; se documentó que existen niveles elevados de ozono troposférico y partículas finas alrededor de plataformas y estaciones de compresión. También existen indicios de contaminación por benceno y tolueno en corrientes superficiales adyacentes a complejos gasíferos (Asunsolo, 2023). De igual modo, la tala asociada con la construcción de infraestructura provoca deforestación y fragmenta hábitats críticos en ecorregiones como la selva baja caducifolia de Veracruz y los matorrales de Tamaulipas, comprometiendo la resiliencia de ecosistemas que ya enfrentan presiones agrícolas e hídricas.

La exposición crónica a contaminantes emanados de pozos y ductos se asocia con irritación de vías respiratorias, exacerbación de asma y aumento de enfermedades pulmonares obstructivas; además, la literatura médica vincula la proximidad a instalaciones de gas con alteraciones endocrinas y afecciones cardíacas. Esto se observa en la Cuenca de Burgos, donde de 153,262 nacimientos entre 2017 y 2021, 1,072 presentan malformaciones congénitas, cuya causa probable son los factores ambientales por la cercanía de los hogares maternos a pozos gasíferos operativos (Rojas, 2023). Las afectaciones incluyeron anomalías en sistemas digestivo y circulatorio, fisuras orales y malformaciones genitourinarias, observándose un gradiente de riesgo que se incrementaba cuando era menor la distancia entre la vivienda y los focos emisores. Ya que, aproximadamente, dos millones de personas viven actualmente en la zona de influencia inmediata de más de 9,500 pozos de gas, lo que plantea un problema de salud pública de gran magnitud (Rojas, 2023).

Entre 2000 y 2016 Pemex registró más de 1,800 accidentes en sus instalaciones, incluidos siniestros en plantas de procesamiento y rupturas de ductos que provocaron explosiones o incendios de gran magnitud, ya que el poco mantenimiento y la antigüedad de la red de gasoductos en algunos tramos data de la década de 1970, lo que incrementó el riesgo de fugas. Dos episodios ilustran la vulnerabilidad estructural:

1. En junio de 2003, la ruptura de un gasoducto en La Balastrea, Veracruz, causó una explosión que dejó cinco muertos, seis desaparecidos y medio centenar de heridos, además de la contaminación de suelos y aguas superficiales.

2. En julio de 2005, una fuga seguida de un incendio en Comalcalco, Tabasco, provocó la muerte de un trabajador, once lesionados y la evacuación de 800 personas (*Vanguardia*, 2016).

Estos eventos, lejos de ser excepcionales, reflejan una realidad donde las comunidades aledañas conviven con la posibilidad constante de catástrofes que comprometen su integridad física y su patrimonio. Las afectaciones no se limitan a la salud, pues la calidad de vida se deteriora por el ruido de compresores, vibraciones de maquinaria pesada, luminarias que alteran los ciclos circadianos, además la percepción de riesgo permanente desvaloriza las propiedades y dificulta la planificación familiar y productiva. Asimismo, agricultores y pescadores reportan caída en sus rendimientos por la alteración de cursos de agua o la contaminación de ríos utilizados para riego, mientras redes de mujeres documentan el peso psicológico de vivir en espacios donde los accidentes y la emisión de contaminantes son parte de la cotidianidad (Asunsolo, 2023).

Frente a estos impactos, no son pocas las comunidades que rechazan los proyectos, ya que la imposición de infraestructura sin un proceso de consulta libre, previa e informada –sobre todo en territorios indígenas–, ha detonado conflictos agudos. En Sonora, la construcción del gasoducto Sonora generó una ruptura interna en el pueblo yaqui, en octubre de 2016 el desacuerdo respecto de la instalación de la tubería en tierras de Loma de Bácum derivó en enfrentamientos violentos con saldo de dos personas muertas, varios heridos y vehículos incendiados (Soberanes, 2018). La comunidad disidente obtuvo medidas judiciales que suspendieron las obras, resaltando la contradicción entre los derechos territoriales indígenas y las prioridades energéticas del Es-

tado mexicano. La falta de resolución de fondo mantiene latente la conflictividad y polariza a la nación yaqui en torno a visiones irreconciliables de desarrollo.

El caso más emblemático de violencia ligada a gasoductos es el del Proyecto Integral Morelos (PIM), que combina un gasoducto de 160 kilómetros con una central termoeléctrica en la región volcánica del Popocatepetl (abarcando parte de los estados de Morelos, Puebla y Tlaxcala). Desde su anuncio, campesinos e indígenas nahuas advirtieron del peligro de un oleoducto de alta presión en una zona de riesgo volcánico y de la posible contaminación de cuerpos de agua agrícolas. El 20 de febrero de 2019, un día antes del referéndum convocado por el anterior gobierno federal sobre la puesta en marcha de la termoeléctrica, fue asesinado Samir Flores Soberanes, reconocido activista y comunicador comunitario que encabezaba la resistencia en Amilcingo, Morelos. Organizaciones de derechos humanos denunciaron desde el inicio la vinculación del homicidio con su labor de defensor ambiental, hipótesis confirmada por la Fiscalía de Morelos en 2023 (Carrión, 2023). Además, la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) admitió en 2025 una petición contra el Estado mexicano por la imposición del PIM y la falta de justicia en el asesinato, lo que internacionaliza la disputa y coloca en el centro la incompatibilidad entre megaproyectos energéticos impuestos desde arriba y los derechos colectivos de los pueblos (Morelos, 2025).

La repetición de conflictos y siniestros sugiere que el marco regulatorio y la institucionalidad ambiental son insuficientes para prevenir daños y garantizar la participación ciudadana. Las evaluaciones de impacto –cuando existen–, suelen subestimar los riesgos acumulativos; asimismo, los procedimientos de consulta se ejecu-

tan con estándares inferiores a los exigidos por el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). Además, el diseño de las políticas de hidrocarburos privilegia la expansión de la infraestructura midstream sobre la reducción de emisiones fugitivas o la transición hacia fuentes renovables. La consecuencia es una desigualdad ambiental marcada: los beneficios del gas se concentran en polos industriales y conglomerados urbanos, mientras los costos se socializan entre comunidades rurales con menor capacidad de negociación y pocas alternativas de sustento.

La conjunción de impactos climáticos, ambientales, sanitarios y sociales configura un escenario de injusticia ambiental que contradice los principios de sostenibilidad y equidad proclamados por la política energética mexicana y por la Constitución. Reconocer este diagnóstico obliga a repensar la gobernanza del sector. Esto implica, de entrada, un programa ambicioso de reducción de metano, con monitoreo independiente y sanciones vinculantes, así como la rehabilitación y/o retiro de ductos obsoletos.

Las evaluaciones de impacto, asimismo, deben integrar los riesgos acumulativos y considerar el ciclo de vida completo del gas, incluyendo su combustión final. En el ámbito social, la única vía legítima para dirimir la viabilidad de nuevos proyectos es a partir de garantizar consultas libres, previas e informadas, acompañadas de estudios de salud ambiental que midan la exposición real a contaminantes y sus efectos a largo plazo. En este contexto, el Estado debe asegurar justicia para las víctimas de violencia asociada con la defensa del territorio, de modo que casos como el de Samir Flores no queden impunes y no se conviertan en un costo “aceptable” del supuesto desarrollo.

Uno de los ejemplos más ilustrativos de estos riesgos acumulativos y disputas sociales es el proyecto Saguario Energía, una iniciativa que sintetiza las contradicciones del modelo exportador basado en gas fósil, pues a pesar de la magnitud de la inversión y el interés que genera, el proyecto ha enfrentado retrasos técnicos, financieros y sociales significativos. Estos contratiempos reflejan los límites estructurales de este modelo que prioriza intereses corporativos sobre derechos comunitarios, además de que subordina la política energética nacional a la lógica de exportación fósil. Lejos de representar una oportunidad para el país, proyectos como Saguario ejemplifican que la apuesta por convertir a México en un nodo logístico para el gas de Texas puede traducirse en altos costos sociales y ecológicos con beneficios inciertos y concentrados.

EL PROYECTO SAGUARO

El proyecto Saguario Energía es un megaproyecto propuesto para exportar GFL desde Puerto Libertad, Sonora, hacia mercados globales (principalmente Asia) y consiste en una planta de licuefacción de aproximadamente 15 mil millones de dólares de inversión y un gasoducto de 800 km que traerá gas de esquisto desde la Cuenca Pérmica en Texas hasta la costa sonorenses (Department of Energy, 2025).

Originalmente, la empresa Mexico Pacific Limited (desarrolladora del proyecto) planeaba iniciar operaciones en 2025, pero debido a numerosos contratiempos ha solicitado a las autoridades de Estados Unidos una prórroga de siete años para comenzar exportaciones hasta 2032 (Velasco, 2025). Esta demora refleja las

dificultades técnicas, financieras y sociales que enfrenta Saguaro, las cuales han llevado a cuestionar si sus beneficios económicos potenciales compensarían los altos costos socioambientales que México tendría que asumir, dado que la terminal de GFL se ubicaría en el Golfo de California, ecosistema de altísima biodiversidad, designado como “el Acuario del mundo” por Jacques Cousteau (Arellano, 2024).

Este sitio forma parte del patrimonio natural de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (Unesco) (Islas y Áreas Protegidas del Golfo de California) y alberga 85% de las especies de mamíferos marinos de México, incluyendo ballenas azules, jorobadas, de aleta, cachalotes, delfines, lobos marinos y la vaquita marina, todas de enorme importancia ecológica (Center for Biological Diversity, 2025; Yáñez y Olivera, 2025).

El plan de Saguaro implica la salida de decenas de buques metaneros de gran tamaño a través de estas aguas cada año, por lo que el intenso tráfico podría provocar colisiones letales de embarcaciones con ballenas, así como contaminación acústica submarina que altere la comunicación y patrones de comportamiento de cetáceos en uno de sus últimos refugios seguros (Center for Biological Diversity, 2025). En 2024, más de 30 organizaciones ambientalistas lanzaron la campaña “¿Ballenas o gas?” para detener el proyecto, señalando que convertiría al Golfo de California en una “zona de sacrificio” para la industria fósil a costa de la fauna marina, pues las rutas de navegación de los buques se superponen con áreas críticas de alimentación y reproducción de ballenas (por ejemplo, entre Puerto Libertad y la Isla Tiburón), lo que aumentaría significativamente su riesgo de muerte. Adicionalmente, la posible

necesidad de dragar el lecho marino para las operaciones portuarias y cualquier fuga o derrame de GFL pondrían en peligro hábitats sensibles de coral, pesquerías y especies endémicas únicas de esta región (Arellano, 2024).

Debido a lo anterior, se debe señalar que los estados ribereños al Golfo (Sonora, Baja California, Baja California Sur, Sinaloa) podrían sufrir pérdidas económicas en actividades sustentables existentes, ya que la pesca ribereña y el turismo de naturaleza (avistamiento de ballenas, buceo, etcétera) son relevantes para la economía local que depende de un ambiente marino saludable, pues la presencia constante de buques metaneros y la alteración del ecosistema marino reduciría las poblaciones de peces y cetáceos, afectando sus ingresos (Arellano, 2024; Yáñez y Olivera, 2025).

La Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (Canacintra) advirtió, por ejemplo, que la perturbación en el Golfo de California podría provocar un colapso del sector turístico en Baja California Sur, se estima que las capturas e ingresos de los pescadores podrían caer hasta 30% por la reubicación o desaparición de especies comerciales clave debido al proyecto (Santamaría, 2024). Estos impactos representan costos sociales directos para cientos de familias que dependen de la pesca y el ecoturismo, sectores que generan empleos sostenibles y que se verían sacrificados por priorizar un esquema extractivo de beneficios inciertos.

En cuanto al trazo del gasoducto Sierra Madre –atravesaría 16 municipios de Chihuahua y Sonora, incluidos territorios donde habitan comunidades indígenas como el pueblo Seri en la costa sonorenses–, en este caso se señala que el proyecto fue planificado sin un diálogo adecuado ni consentimiento de los pueblos originarios afectados (Santamaría, 2025).

La falta de consulta constituye una violación a derechos reconocidos en la Constitución mexicana y a los convenios internacionales (como el Convenio 169 de la OIT), lo que ha dado pie a la judicialización del proyecto. Al menos cinco juicios de amparo se han interpuesto en tribunales mexicanos contra Saguaro, cuatro de los cuales fueron promovidos por propietarios locales e indígenas, alegando violaciones a sus derechos humanos y territoriales, mientras que el quinto fue presentado por un consorcio de organizaciones ambientales no gubernamentales, impugnando las autorizaciones por irregularidades en la evaluación de impacto ambiental. En particular, esta demanda argumenta que se pretendió reutilizar indebidamente una autorización de 2006 (cuando se proyectaba en Puerto Libertad una planta importadora de gas) para avalar ahora una planta exportadora, sin realizar una nueva evaluación integral. Los tribunales han concedido suspensiones provisionales que frenan cualquier inicio de obra hasta resolver el fondo del asunto (Williams-Derry, 2025).

Otro costo ineludible para México sería garantizar la seguridad física de la infraestructura, pues el gasoducto deberá recorrer zonas remotas del norte de México con fuerte presencia del crimen organizado, especialmente en Chihuahua y Sonora, lo que implica un riesgo elevado de robo de combustible, sabotajes, extorsiones al personal o contratistas e incluso ataques armados, como se ha visto en otros ductos energéticos. Proteger la tubería y las instalaciones requeriría costos considerables en vigilancia y seguros contra actos ilícitos, lo que además de encarecer la operación, generaría riesgos sociales en las comunidades aledañas al promover la militarización o aumentar la presencia del crimen organizado atraído por los posibles ingresos derivados de este proyecto.

Incluso si se lograra mitigar el daño local, Saguaro conlleva importantes costos climáticos que repercuten en todo México, pues el gas exportado provendría de yacimientos no convencionales explotados mediante fracking, proceso altamente contaminante y asociado con grandes emisiones fugitivas de metano, por lo que fugas durante la producción, transporte y licuefacción del gas agravarían el calentamiento global. De hecho, se estima que las emisiones de metano atribuibles al ciclo completo del proyecto Saguaro aumentarían alrededor de 3% las emisiones anuales totales de gases de efecto invernadero de México, contradiciendo los compromisos climáticos que el país asumió en el Acuerdo de París (Yáñez y Olivera, 2025).

A nivel macro, existen dudas sobre la rentabilidad y beneficios netos que Saguaro traería a México, pues durante la construcción se estima un pico de 13,000 trabajadores temporales, pero Puerto Libertad es una localidad de menos de 3,000 habitantes, lo que significa que la mayor parte de la mano de obra especializada sería foránea, lo que limitaría la contratación local y obligaría a gastar en infraestructura para alojar a los trabajadores externos, inflando los costos del proyecto, además de que en muchos otros megaproyectos se ha constatado que esto modifica la cultura, la gastronomía y tiene impactos sociales nocivos como alcoholismo, prostitución, enfermedades, entre otros; por último, tras finalizar la obra, la planta requeriría sólo una fracción de ese personal para operar (Williams-Derry, 2025).

En cuanto a ingresos, gran parte de las utilidades fluirían a inversionistas privados extranjeros, mientras que México asumiría externalidades como daños ambientales no monetizados y even-

tuales pasivos. Más aún, los posibles beneficios fiscales son inciertos al tratarse de gas importado y reexportado (Velasco, 2025).

Paradójicamente, impulsar la infraestructura para exportar gas fósil puede acarrear costos económicos indirectos para los propios mexicanos en forma de energía más cara y volatilidad de suministro, ya que actualmente México importa de Estados Unidos aproximadamente 70% del gas para consumo interno, por lo que si proyectos como Saguaro llevan a exportar grandes volúmenes al extranjero, la oferta disponible se ajusta al alza de la demanda global, dado que la expansión de exportaciones de GFL tiende a encarecer el gas fósil en el mercado doméstico y, por ende, a elevar también los costos de la electricidad generada con gas (Williams-Derry y Mattei, 2025).

Frente a todos estos riesgos y costos, México debería adoptar una perspectiva energética diferente, enfocada en sus abundantes recursos renovables (solar, eólico, geotermia), siempre con una perspectiva de justicia ambiental que recupere la perspectiva de solidaridad y, sobre todo, sin que esto genere nuevas dinámicas extractivistas depredadoras. Además, el estado de Sonora se distingue por contar con uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo, lo que lo convierte en un sitio estratégico para el desarrollo de energía fotovoltaica.

El Proyecto Saguaro ejemplifica un modelo “de desarrollo” energético basado en combustibles fósiles que impone a México una carga desproporcionada de riesgos y costos socioambientales. En contraposición, el país dispone de alternativas renovables, por lo que no se deben permitir proyectos como Saguaro bajo el argumento del “progreso”, ya que los “beneficios” privados no compensan los elevados costos públicos para el país.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA HACIA FUENTES RENOVABLES

Fomentar una transición que deje atrás el gas fósil resulta particularmente importante debido a lo expuesto previamente, la alta dependencia actual de este combustible fósil en la generación eléctrica y otros sectores. Si bien el gas fósil es promovido como un “combustible de transición” por su menor intensidad de carbono en comparación con el carbón o el combustóleo, sigue siendo una fuente de emisiones de GEI significativa que conlleva costos ambientales y sociales considerables (Cemda, 2022). México es responsable de aproximadamente 1.2% de las emisiones globales de carbono, pero también altamente vulnerable al cambio climático por su geografía y sociodemografía (Gobierno de México/Semarnat, 2024; IPCC, 2023). Esto significa que de seguir considerando el gas fósil como base del desarrollo energético agravaría los impactos climáticos en el país, como sequías, inundaciones y olas de calor cada vez más severas, los cuales podrían costar al menos 6.9% del PIB para 2050 y hasta 18.4% a lo largo del siglo (Galindo y Caballero, 2011), por lo tanto, abandonar gradualmente el gas fósil a favor de fuentes limpias no sólo es una meta ambiental, sino una necesidad socioeconómica para México.

En primer lugar, es importante reconocer que la combustión del gas fósil, libera dióxido de carbono (CO_2), cuyo componente principal, el metano (CH_4), tiene un potente efecto invernadero. El metano posee un potencial de calentamiento global decenas de veces mayor al del CO_2 , en el corto plazo es hasta 84 veces más en un horizonte de 20 años (IEA, 2021). Esto implica que incluso pequeñas fugas de metano durante la extracción, procesamiento o transporte de gas pueden anular las supuestas ventajas climáticas

que tendría frente a otros combustibles; asimismo, las emisiones fugitivas de metano a lo largo de la cadena de suministro del gas elevan su huella de carbono al punto de equipararla o incluso superarla respecto al carbón en términos de calentamiento global (Alvarez *et al.*, 2012; Howarth *et al.*, 2011).

En México, la infraestructura energética, desde pozos hasta gasoductos, ha tenido múltiples accidentes que amenazan la salud socioambiental nacional debido a la falta de capacidad en vigilancia y protección de estos espacios, afectados en múltiples ocasiones en el mismo lugar por periodos cortos (Azamar, 2024a; 2024b; 2025a). Por ende, confiar en el gas fósil como “puente” a una energía limpia prolonga la dependencia en un recurso que sigue contribuyendo al calentamiento global, en lugar de eliminarla.

Asimismo, el desarrollo del gas fósil acarrea impactos ambientales locales significativos, pues la extracción de gas, especialmente a partir de técnicas no convencionales como el fracking, conlleva la perforación intensiva de pozos, el uso masivo de agua dulce mezclada con químicos, así como la generación de residuos y efluentes potencialmente contaminantes. Intensificar este tipo de proyectos para incrementar la disponibilidad de gas en el país podría reducir la disponibilidad de agua para comunidades y ecosistemas cercanos, además de contaminar acuíferos con compuestos tóxicos y provocar microsismos (Azamar, 2019; 2024c; Fundar, 2018). Incluso en explotaciones convencionales, la construcción de gasoductos y la operación de instalaciones gasíferas pueden afectar la biodiversidad y los suelos, así como emitir contaminantes atmosféricos locales. Por ejemplo, en regiones altamente biodiversas como el Golfo de California, se han proyectado megaproyectos de gas fósil que amenazan con alterar ecosistemas marinos

únicos que albergan especies en peligro (Semarnat, 2022). Estos costos ambientales tienden a ser externalizados; es decir, no se reflejan en el precio del gas, pero los sufren las comunidades locales y el entorno natural en forma de pérdida de recursos hídricos, daños a la fauna y riesgos de desastres ambientales.

A los impactos ambientales se suman los costos sociales asociados con el modelo gasífero, ya que la expansión de megaproyectos de gas fósil en distintas regiones de México ha generado conflictos socioambientales notables como el despojo de tierras y la afectación de territorios habitados por comunidades indígenas y rurales, frecuentemente sin procesos adecuados de consulta previa (Azamar, 2023; 2024d). Un caso documentado es el gasoducto Guaymas-El Oro, en Sonora, que atravesó tierras del pueblo yaqui sin consentimiento pleno, provocando división comunitaria y protestas, además de la alteración del entorno local. En otro proyecto en Sonora, la oposición al gasoducto Agua Prieta derivó trágicamente en violencia, incluyendo el asesinato de un líder comunitario opositor, lo que evidencia el potencial de estos proyectos para erosionar la cohesión social (Orocio y García, 2025).

Estas situaciones reflejan que la dependencia continua del gas fósil puede perpetuar un modelo energético que vulnera derechos humanos y colectivos. Una transición energética auténticamente justa requiere evitar estas prácticas de imposición y conflicto; en cambio, debe basarse en la participación ciudadana, el respeto a los territorios y la distribución equitativa de beneficios. Continuar invirtiendo en gas sin cambiar este paradigma supone altos costos sociales difícilmente cuantificables: pérdida de confianza institucional, comunidades fracturadas y tensiones sociopolíticas en las regiones afectadas.

Por otro lado, persisten los costos económicos y de seguridad energética por prolongar la era del gas fósil, ya que al importar principalmente desde Estados Unidos la mayoría del gas de consumo interno, lo hace vulnerable a la volatilidad de precios externos y a interrupciones de suministro fuera de su control (Ember, 2024).

Esta dependencia representa un riesgo estratégico, pues episodios como el desabasto de gas desde Texas en 2021, que provocó apagones en el norte de México, ilustran la fragilidad de confiar en un combustible importado; por otro lado, fomentar la transición hacia energías renovables como la solar y eólica reduciría sustancialmente la necesidad de gas; además, se podría alcanzar en México 45% de generación eléctrica limpia para 2030, lo que evitaría la compra de más de 384 mil millones de pies cúbicos de gas al año, equivalentes a un ahorro de aproximadamente 1,600 millones de dólares anuales en importaciones (Ember, 2024). Esto liberaría recursos que podrían destinarse al desarrollo interno; asimismo, se duplicaría prácticamente el presupuesto ambiental nacional.

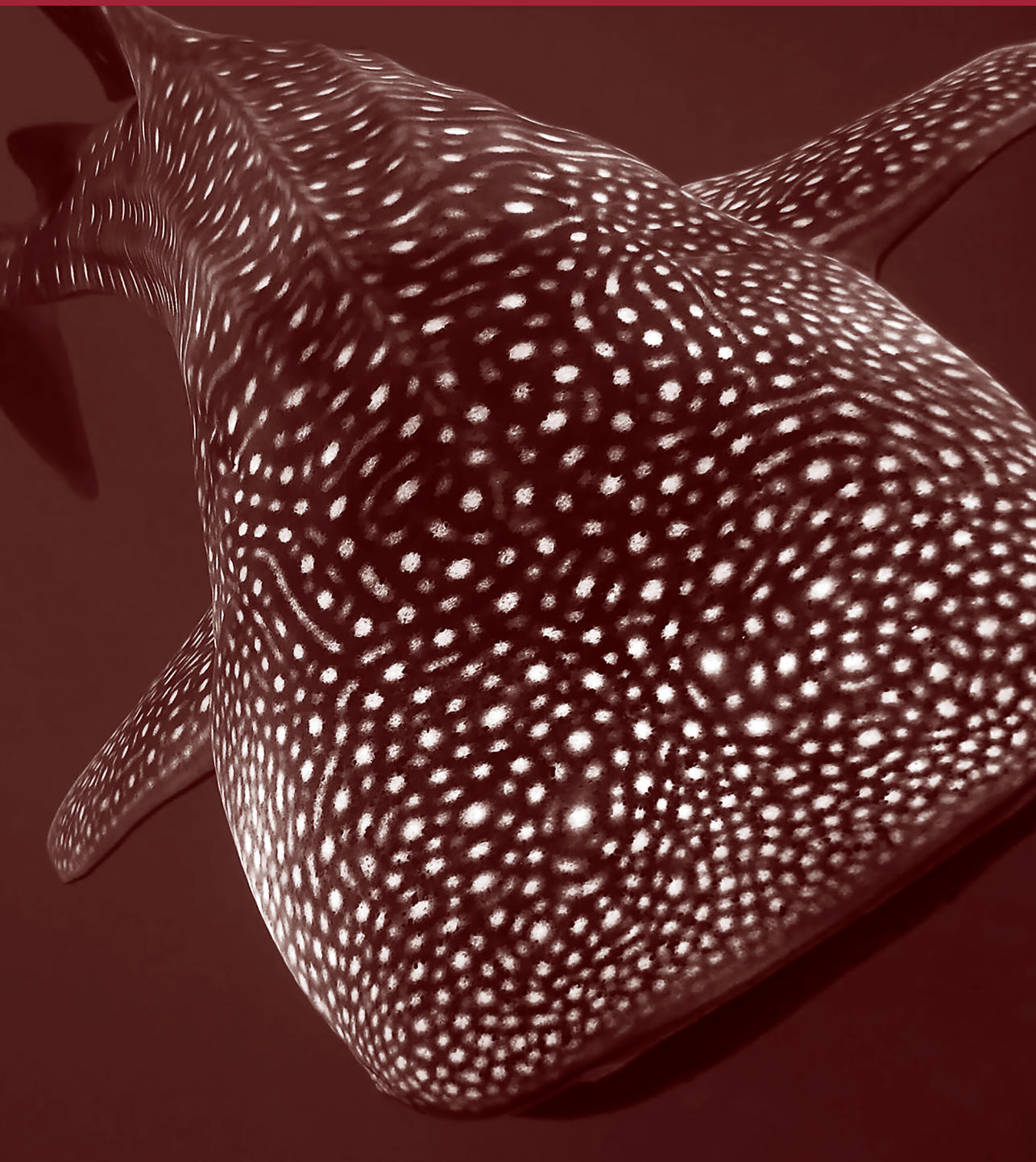
De la misma manera, las inversiones en energía limpia tienen un efecto multiplicador en la creación de empleo, ya que la expansión de proyectos solares y eólicos necesaria para esa meta de 2030 podrían generar más de 430 mil empleos directos en la construcción y operación de las nuevas plantas. En contraste, persistir en un modelo centrado en gas arriesga la aparición de activos varados: infraestructura y reservas que podrían quedar inutilizadas antes de terminar su vida útil, conforme el mundo refuerce sus compromisos climáticos (Ember, 2024).

Acelerar la descarbonización mediante fuentes solares, eólicas o geotérmicas es impostergable, pero resulta igualmente ur-

gente reconocer que la simple sustitución tecnológica no garantiza un cambio estructural; de hecho, podría afianzar un nuevo ciclo de “extractivismo verde” si la demanda de litio, cobre o tierras raras se impone sobre los derechos territoriales y la integridad de los ecosistemas. Experiencias recientes en el “Triángulo del Litio” y en la franja de cobre del norte de México muestran que, cuando los proyectos se conciben desde lógicas de enclave orientadas a la exportación, reaparecen viejas formas de despojo, precarización laboral y violencia ambiental, ahora bajo el emblema de la transición energética. De continuar por esa senda, la electrificación del transporte o la expansión masiva de parques fotovoltaicos podría reproducir desplazamientos de comunidades indígenas, presiones sobre el agua y una elevada huella material que contradiga los objetivos climáticos.

Para evitar esta problemática, la transición debe asumirse como un proceso socioambientalmente justo, anclado en la participación informada de las comunidades, la diversificación de las cadenas de valor locales y el respeto de los límites planetarios, lo que implica priorizar modelos descentralizados de generación distribuida, impulsar programas de reciclaje que reduzcan la intensidad mineral de las tecnologías limpias y, sobre todo, alinear la planificación energética con marcos de justicia ambiental y de género que garanticen la distribución equitativa de beneficios y riesgos. Sólo una transición que subordine la rentabilidad a la regeneración ecológica y al bienestar colectivo evitará que México cambie la dependencia del gas por otra igual de depredadora, asegurando que los esfuerzos de mitigación climática no sacrifiquen nuevamente a los territorios ni a las poblaciones que históricamente han cargado con los costos del desarrollo (Azamar, 2024d).

Considerando estos aspectos, así como los señalados en capítulos anteriores, la importancia de fomentar la transición energética en México alejándose del gas fósil, se vuelve incuestionable ya que las tecnologías de energía limpia disponibles en la actualidad, incluidas la generación solar fotovoltaica, eólica, pequeñas hidroeléctricas, geotermia y almacenamiento avanzado de energía, permiten vislumbrar un sistema energético descarbonizado y sostenible al que México podría aspirar sin generar tantos riesgos. Adoptar estas tecnologías –siempre dentro de los límites socioambientales mencionados–, reduciría drásticamente las emisiones de GEI del sector energético, mitigando el avance del cambio climático y sus costos socioambientales.





CONCLUSIONES

En relación con la pregunta formulada al inicio sobre si México puede, simultáneamente, garantizar su propio abastecimiento energético y erigirse en un hub confiable de suministro hacia Asia y otros mercados, la evidencia desarrollada a lo largo del estudio apunta a una respuesta negativa. La declinación sostenida de la producción, la menguante vida de las reservas y la dependencia estructural de importaciones dejan al sistema interno en una posición vulnerable que se vería aún más tensionada al desviar moléculas hacia contratos de exportación.

Los cuellos de botella en infraestructura, los retrasos y sobrecostos de los proyectos de licuefacción, así como la exposición a choques de precio y oferta, revelan que perseguir simultáneamente la autosuficiencia y el papel de plataforma global aumentaría la fragilidad energética y fiscal del país. Por lo tanto, la vía que se debe seguir radica en priorizar la seguridad doméstica mediante una diversificación acelerada hacia fuentes renovables más que pensar en la ambición exportadora.

El análisis estadístico realizado en este estudio muestra un retrato ambivalente, pues México ha posicionado al gas fósil como columna vertebral de su matriz energética, ya que pasó de aportar apenas un tercio del consumo primario en 2000 a más de 53% en 2024, pero lo hizo sobre cimientos que en la actualidad se muestran frágiles. La caída de la producción nacio-

nal, de un pico de 7,031 MMpcd en 2009 a 4,572 en 2024 (-35%), y la erosión simultánea de las reservas 2P, que abarcan apenas 23.3 MMMpc, equivalentes a 13 años de consumo al ritmo actual, obligaron a un viraje estructural hacia la importación, por lo que los ductos transfronterizos hoy inyectan 6,666 MMpcd, casi 60% de la demanda diaria del país. Lejos de ser coyuntural, ese déficit se encamina a agudizarse, bajo un escenario tendencial, el consumo interno prácticamente se duplicará hasta 16,520 MMpcd en 2050, impulsado por la expansión de los ciclos combinados que, para entonces, absorberán tres cuartas partes del mercado doméstico. El diagnóstico es claro, el país se enfrenta a un riesgo de seguridad energética que antecede a cualquier aspiración exportadora.

Por otra parte, las reformas normativas impuestas entre 2013 y 2025 configuraron un régimen jurídico ambicioso pero fragmentado, en el que la liberalización de la cadena gasífera convivió con la reafirmación del control estatal por medio de Pemex y la CFE. Aunque se establecieron nuevos órganos reguladores con autonomía formal y se habilitó la inversión privada en exploración, transporte y exportación de gas fósil, la debilidad institucional, los vacíos operativos y la interferencia política limitaron la efectividad del modelo, pues la ausencia de una planeación energética integral, la discrecionalidad en la entrega de permisos y la superposición de normativas técnicas, ambientales y comerciales generaron un entorno de incertidumbre que compromete la viabilidad de largo plazo del sector.

Simultáneamente, la expansión gasífera reprodujo patrones de despojo y degradación socioambiental, ya que lejos de constituir una alternativa limpia, el gas fósil ha dado lugar a zonas de sacrificio donde convergen afectaciones a la salud, contaminación

atmosférica y acuática, así como fragmentación ecológica. Las fallas estructurales del marco regulatorio ambiental, junto con la falta de consulta previa y la criminalización de defensores del territorio, revelan un modelo energético que privilegia el interés empresarial y la geopolítica por encima de la justicia ambiental y los derechos colectivos. Casos como el del PIM y el asesinato de Samir Flores ejemplifican los límites de una política que ignora las voces comunitarias en aras del “progreso”.

El ejercicio prospectivo demuestra que la ventana de oportunidad para revertir la declinación productiva es estrecha y la política de prohibir el fracturamiento hidráulico, así como de suspender rondas en aguas profundas ha limitado la reposición de reservas, mientras la inversión exploratoria de Pemex se replegó por prioridades fiscales y financieras. Ello explica por qué, a pesar de que los recursos técnicamente recuperables superan los 30 Tcf, sólo una fracción ha alcanzado categoría de reserva probada o probable bajo los lineamientos más estrictos de la CNH. Si la tendencia persiste, el horizonte R/P se recortará a menos de una década antes de 2035, un umbral crítico para la estabilidad del abastecimiento. En paralelo, la capacidad de almacenamiento estratégico es ínfima con tan sólo dos días de consumo nacional, frente a estándares que recomiendan cubrir al menos 60-90 días para amortiguar choques de oferta o precio. Sin una política robusta de reservas estratégicas, cualquier interrupción climática, geopolítica o técnica pondría a prueba la resiliencia del sistema.

La viabilidad de que México se convierta en hub exportador es casi nula, pues la red gasífera nacional opera en la actualidad con episodios de congestión y requeriría duplicar su capacidad, o al menos ampliarla significativamente, para abastecer tanto el

crecimiento eléctrico interno como los trenes de GFL proyectados, lo que requeriría de una inversión y tiempos que superan las capacidades nacionales. Las propias cifras de demanda sectorial sugieren que los ciclos combinados añadirán 7,375 MMpcd de consumo entre 2023 y 2050. El riesgo de debastar la infraestructura es real y sin inversiones paralelas en compresión, almacenamiento e incluso gasoductos de evacuación, por lo que el país terminaría disputando las mismas moléculas entre centrales eléctricas y contratos de exportación.

Por otro lado, México se encuentra ante una bifurcación crítica, primero en un camino continuista que consolida el rol del gas importado como sustento del parque eléctrico, pero deja al país expuesto a impactos externos y a una transición energética global que, tarde o temprano, reducirá el atractivo de los combustibles fósiles. Otro camino sería transitar hacia una diversificación acelerada para la adopción de proyectos renovables solares y eólicos para dejar atrás la dependencia estructural del gas fósil.

El viraje hacia fuentes renovables no puede limitarse a sustituir moléculas de gas por “tecnología verde” sin transformar los fundamentos políticos y económicos que han sostenido la dependencia y el despojo. Una transición energética realmente estratégica implica desacoplar el bienestar social de los flujos de combustibles fósiles y, al mismo tiempo, evitar que el litio, el cobre o las tierras raras se conviertan en el nuevo eje de una nueva forma de “colonialidad climática” que repita la historia de la periferia extractiva (Azamar, 2024d). Por ello, las decisiones de inversión deben someterse a evaluaciones de ciclo de vida, criterios de justicia ambiental y salvaguardas de participación comunitaria, de modo que los beneficios de los proyectos, empleo, acceso a energía limpia y resiliencia te-

territorial se distribuyan de forma equitativa y no recaigan otra vez los costos sobre los mismos territorios marginados.

Consolidar la seguridad energética de México exige reconocer que la mejor política de abastecimiento no se encuentra en ampliar ductos o licuar gas importado, sino por desplegar la generación distribuida, robustecer la red de transmisión para integrar renovables intermitentes y articular una política industrial que fortalezca la fabricación nacional de componentes solares y eólicos. Al reorientar recursos públicos y privados hacia estas prioridades, el país reducirá su exposición a los choques externos, evitará el riesgo de activos varados y alineará su desarrollo con los compromisos climáticos y los principios de justicia socioambiental. Así, la transición dejará de ser un eslogan para convertirse en el pilar de una economía descarbonizada, resiliente y, sobre todo, más justa para las generaciones presentes y futuras (Azamar, 2024).

Por lo anterior, en el contexto del plan energético actual en que se impulsan proyectos de gas fósil, el proyecto Saguario confirma las contradicciones estructurales señaladas a lo largo del estudio. Su viabilidad económica descansa en gas importado de la Cuenca Pérmica, pero sus pasivos recaen íntegramente en territorio nacional: impactos sobre ecosistemas marinos de altísimo valor, riesgos para las comunidades indígenas afectadas por el trazo del gasoducto y una exposición adicional a la volatilidad de precios y regulaciones externas. El hecho de que la empresa promotora haya solicitado prórrogas hasta 2032 subraya tanto la fragilidad financiera del esquema como la rapidez con la que los mercados asiáticos –su destino principal–, podrían cambiar de rumbo conforme aceleren su propia transición energética, por lo que persistir en esta apuesta implicaría destinar recursos públicos

y privados a activos que, aun si entran en operación, corren alto riesgo de quedar varados mucho antes de recuperar su inversión.

Frente a esa encrucijada, la radiación solar de Sonora, los corredores eólicos del Istmo y del Bajío ofrecen una ruta tecnológica competitiva y de menor incertidumbre, ya que cuando se incorporan los costos de transporte, las posibles tasas de ajuste por carbono y los gastos de mitigación de metano, la brecha se amplía a favor de las renovables. Además, cada gigavatio renovable desplazado libera divisas, reduce la exposición a cortes transfronterizos y crea más empleos que la cadena gas-intensiva. Reorientar la inversión del ducto Sierra Madre y del proceso de licuefacción hacia plantas solares, eólicas y almacenamiento distribuido tendría, por lo tanto, un retorno social y económico superior; asimismo, fortalecería la resiliencia de la red eléctrica y contribuiría a las metas climáticas.

El dilema ya no es si México dispone de recursos para exportar gas, sino si resulta sensato agrandar una dependencia que socava su soberanía energética y compromete ecosistemas críticos, cuando existe un potencial renovable abundante, probado y cada vez más barato. La senda pragmática consiste en canalizar la ingeniería, el financiamiento y la diplomacia energética hacia un portafolio fotovoltaico-eólico robusto, acompañado de redes de transmisión modernas y de una política industrial que capture el valor agregado doméstico. Sólo así el país convertirá su ventaja geográfica y climática en un pilar de competitividad de largo plazo, reducirá estructuralmente sus vulnerabilidades y alineará su desarrollo con la justicia ambiental que requiere la sociedad.

Por último, el análisis demuestra que el país no cuenta con la holgura física, financiera y regulatoria que permita convertir a

la reexportación de gas desde Estados Unidos en un proyecto de largo aliento. Por lo tanto, la recomendación estratégica inmediata es reforzar la seguridad energética doméstica a un proyecto de transición energética basado en las energías solar y eólica.



BIBLIOGRAFÍA

- Alianza Mexicana contra el Fracking (2020). “Información oficial confirma que el fracking sigue avanzando en México”, 19 de mayo. <https://nofrackingmexico.org/informacion-oficial-confirma-que-el-fracking-sigue-avanzando-en-mexico/>.
- Alvarez, R.A., S.W. Pacala, J.J. Winebrake, W.L. Chameides y S.P. Hamburg (2012). “Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(17), pp. 6435-6440. <https://doi.org/10.1073/pnas.1202407109>.
- Arellano, A. (2024). “Ballenas o gas: el megaproyecto que amenaza a la biodiversidad del Golfo de California”, *Mongabay en Español*, 18 de marzo. <https://es.mongabay.com/2024/09/ballenas-gas-megaproyecto-amenaza-biodiversidad-golfo-de-california/>.
- Asunsolo, C. (2023). *Fact sheet: Impacto de las emisiones del metano*. México: Centro Mexicano de Derecho Ambiental (Cemda) y Conexiones Climáticas. https://cemda.org.mx/wp-content/uploads/2024/08/Fact-Sheet-Impacto-Metano_FINAL-1.pdf.
- Azamar Alonso, A. (2019). “¿Qué lecciones hemos aprendido del fracking?”, *Voces de la UAM*, 7 de marzo. https://www.researchgate.net/publication/347484604_Que_lecciones_hemos_aprendido_del_fracking.
- (2024a). “El doble desastre ambiental en la Sierra Norte de Puebla revela fallas sistémicas en Pemex”, *El Universal*, 18 de enero. <https://www.eluniversal.com.mx/opinion/aleida-azamar/el-doble-desastre-ambiental-en-la-sierra-norte-de-puebla-revela-fallas-sistemicas-en-pemex/>.

- (2024b). “Desastre ecológico y desatención del derrame petrolero en territorio indígena en Puebla”, *El Universal*, 6 de enero. <https://www.eluniversal.com.mx/opinion/aleida-azamar/desastre-ecologico-y-desatencion-del-derrame-petrolero-en-territorio-indigena-en-puebla/>.
- (2024c). “Minería y fracking: riesgos de una reforma con excepciones”, *El Universal*, 4 de diciembre. <https://www.eluniversal.com.mx/opinion/aleida-azamar/el-doble-desastre-ambiental-en-la-sierra-norte-de-puebla-revela-fallas-sistemicas-en-pemex/>.
- (2024d). *El multicolor de la energía. Desafíos y oportunidades para la transición energética*. México: Fundación Rosa Luxemburg/Universidad Autónoma Metropolitana. https://www.researchgate.net/publication/377844747_El_multicolor_de_la_energia_Desafios_y_oportunidades_para_la_transicion_energetica.
- (2025). “Pemex derrama impunidad en la Sierra Norte. ”, *El Universal*, 8 de julio. <https://www.eluniversal.com.mx/opinion/aleida-azamar/pemex-derrama-impunidad-en-la-sierra-norte/>.
- (coord.) (2023). *Disputa por los bienes naturales: Militarización militarización y fuerzas armadas en México*. México: Universidad Autónoma Metropolitana/Terracota. https://www.researchgate.net/publication/373717648_Disputa_por_los_bienes_naturales_Militarizacion_y_fuerzas_armadas_en_Mexico.
- Becerra, J. (2021). “México supera en emisiones de metano a Estados Unidos; brinca límites internacionales”, *El CEO*, 25 de noviembre. <https://el-ceo.com/politica/mexico-supera-en-emisiones-de-metano-a-estados-unidos-brinca-limites-internacionales/>.
- Carrión, L. (2023). “El Estado por fin reconoció que a Samir lo mataron por defensor y periodista”, *Pie de Página*, 2 de septiembre. <https://piedepagina.mx/samir-el-asesinato-de-un-defensor-y-periodista/>.
- Cemda (2022). *El gas natural en el sector eléctrico*. México: Centro Mexicano de Derecho Ambiental. <https://cemda.org.mx/wp-content/uploads/2024/07/GAS-NATURAL-V05.pdf>.

- Center for Biological Diversity (2025). “Saguaro LNG Project Threatens Whales in Mexico’s Gulf of California”, 18 de marzo. <https://biologicaldiversity.org/w/news/press-releases/saguaro-lng-project-threatens-whales-in-mexicos-gulf-of-california-2025-03-18/>.
- Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) (2018). *Términos y condiciones para la prestación de los servicios: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/405262/TCPS.pdf>.
- Chestney, N. (2025). “Around 90% of renewables cheaper than fossil fuels worldwide, IRENA says”. Reuters, 22 de julio.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2019). *Reservas de hidrocarburos en México: Conceptos conceptos fundamentales y análisis 2018*. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/analisis-de-informacion-de-las-reservas-de-hidrocarburos-de-mexico-al-1-de-enero-del-2018?idiom=es>.
- (2023). *Mapa interactivo de hidrocarburos*. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx>.
- Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt) (s/f). *Flujos y uso de gas*. Gobierno de México. <https://energia.conacyt.mx/planeas/hidrocarburos/flujo-gas>.
- Department of Energy (2025). “Application of Mexico Pacific Limited LLC for an amendment to extend the deadline for commencement of export operations and request for expedited action”, Docket No. 18-70-LNG, June 18. Office of Fossil Energy and Carbon Management. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-06/MXP%20Extension%20Request%20-%20FINAL%20for%20filing.pdf>.
- Dilge, K. (2023). “IEA warns of production decline in Mexico’s priority fields”, *Mexico Business News*, 28 de septiembre. <https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/iea-warns-production-decline-mexicos-priority-fields>.

- Ember (2024). *Global Electricity Review 2024: Annex - Mexico profile*. <https://ember-climate.org/app/uploads/2024/05/Report-Global-Electricity-Review-2024.pdf>.
- Energy Department (2025). “NFE Altamira FLNG, S. de R.L. de C.V.; Application to amend export term through December 31, 2050, for existing non-free trade agreement authorization”, *Federal Register*, 23 de mayo, US National Archives and Records Administration. <https://www.federal-register.gov/documents/2025/05/23/2025-09291/nfe-altamira-flng-s-de-rl-de-cv-application-to-amend-export-term-through-december-31-2050-for>.
- Energy Information Administration (EIA) (2025). “Natural Gas Weekly Update”, 17 de julio. U.S. Department of Energy. <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>.
- Estrada, J.H., V. Rodríguez y V.H. Ventura Ruiz (2022). *El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional* (LC/MEX/TS.2022/12). México: CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47981-gas-natural-mexico-impacto-la-politica-autosuficiencia-seguridad-soberania-la>.
- Fundar, Centro de Análisis e Investigación (2018). “El fracking en México: riesgos, opacidad y conflictos sociales”, *Alianza Mexicana Contra el Fracking*. <https://fundar.org.mx/mexico/pdf/FrackingenMexico.pdf>.
- Galindo, L.M. y K. Caballero (2011). “La economía del cambio climático en México: algunas reflexiones”, *Gaceta de Economía*, número especial, pp. 86113. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/113391/2011_La_economia_del_cambio_climatico.pdf.
- Gas Exporting Countries Forum (GECF) (2025). *Global Gas outlook 2050*. <https://www.gecf.org/insights/global-gas-outlook?d=2025&p=1>.
- Gas Exporting Countries Forum (2025b). *Global Gas Outlook 2050* (9a ed.). https://www.gecf.org/_resources/files/events/the-gecf-launched-the-new-edition-of-its-global-gas-outlook-report/slides-share-ggo-9th-edition.pdf.
- Global Energy (2024). “Asignan 12,364 millones de pesos a 4 proyectos de fracking en el PPEF 2025”, *Global Energy*, 12 de diciembre. <https://globa->

- lenergy.mx/noticias/asignan-12364-millones-de-pesos-a-4-proyectos-de-fracking-en-el-ppef-2025/.
- Gobierno de México/Semarnat (2024). *Primer Informe Bienal de Transparencia ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. https://cdn.climatepolicyradar.org/navigator/MEX/2025/mexico-biennial-transparency-report-btr1_407efaa9e6bcd8a886af38bda00db.pdf.
- Greenpeace (2024). “Megaproyecto de gas amenaza directamente a las ballenas y a la biodiversidad en las aguas mexicanas del Golfo de California”, Greenpeace, 28 de agosto. <https://www.greenpeace.org/mexico/noticia/54518/megaproyecto-de-gas-amenaza-directamente-a-las-ballenas-y-a-la-biodiversidad-en-las-aguas-mexicanas-del-golfo-de-california/>.
- Holland & Knight (2025). “Ejecutivo Federal de México presenta iniciativas de ley en materia energética”. <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2025/02/ejecutivo-federal-de-mexico-presenta-iniciativas-de-ley-en-materia>.
- Howarth, R.W., R. Santoro y A. Ingraffea (2011). “Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations”, *Climatic Change*, 106(4), pp. 679-690. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0061-5>.
- IEA (2021). “Methane Tracker 2021”, International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>.
- IMCO (2022). “México necesita almacenamiento de gas natural”, Instituto Mexicano para la Competitividad, 29 de noviembre. <https://imco.org.mx/mexico-necesita-almacenamiento-de-gas-natural/>.
- Infobae (2019). “Uno de cada cuatro pozos petroleros en México ha sido tocado por el fracking”, *Infobae*, 24 de enero. <https://www.infobae.com/america/mexico/2019/01/25/uno-de-cada-cuatro-pozos-petroleros-en-mexico-ha-sido-tocado-por-el-fracking/>.
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. IRENA, julio.

- IPCC (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Core Writing Team, H. Lee y J. Romero (eds.). IPCC, Ginebra, pp. 35-115, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf.
- Laherrère, J. (2018). *Extrapolation of oil past production to forecast future production in barrels*. ASPO France. <https://aspoFrance.org/wp-content/uploads/2018/08/35cooilforecast.pdf>.
- Lazard (2024). *Levelized Cost of Energy+, Version 17.0*, junio de 2024. https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoepplus-june-2024_vf.pdf.
- Morelos, R. (2025). “CIDH da trámite a demanda sobre Samir Flores y el Proyecto Integral Morelos”, *La Jornada*, 22 de febrero. <https://www.jornada.com.mx/noticia/2025/02/22/estados/cidh-da-tramite-a-demanda-sobre-samir-flores-y-el-proyecto-integral-morelos-7477>.
- New Climate Institute (2024). *Wind and solar benchmarks for a 1.5 °C world: México*. https://newclimate.org/sites/default/files/2024-09/windsolarbenchmarks_mexico_0.pdf.
- Orocio Alcántara, N.E. y J.L. García (2025). “Transición energética: ¿Con gas natural o gas fósil?”, *Dossier Político*, 1 julio. <https://dossierpolitico.com/2025/07/01/transicion-energetica-con-gas-natural-o-gas-fosil/>.
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (2021). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2021-2025*. Versión pública. https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2021-2025-completo.pdf.
- (s/f). *Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos*. <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.
- Pimentel, S. (2022). “Rondas petroleras, ¿es inconstitucional suspenderlas?”, *Energía a Debate*, 12 de enero. <https://energiaadebate.com/rondas-petroleras-es-inconstitucional-suspenderlas-2/>.

- Rojas, A. (2023). “Vinculan anomalías en bebés con pozos de gas”, *El Economista*, 7 de junio. <https://www.eleconomista.com.mx/politica/Vinculan-anomalias-en-bebes-con-pozos-de-gas-20230607-0014.html>.
- Santamaría, V. (2024). “El Proyecto Saguario amenaza metas climáticas en México por la huella que causaría”, *Animal Político*, 8 de diciembre. https://animalpolitico.com/tendencias/estilo-de-vida/proyecto-saguaro-mexico-pacific-amenaza-metas-climaticas#google_vignette.
- (2025). “Proyecto Saguario: cinco juicios de amparo en su contra impiden su construcción, informó ASEA”, *Animal Político*, 1 de marzo. <https://animalpolitico.com/tendencias/actualidad/amparo-impide-construccion-de-proyecto-saguaro>.
- Secretaría de Energía (Sener) (2018). *Prospectiva de gas natural 2018-2032*. Gobierno de México. https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PG-N_18_32_F.pdf.
- (2023). “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037” (Prodesen). Gobierno de México, 29 de mayo. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>.
- (2024). *Prontuario estadístico*, marzo. Gobierno de México. https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDe-GasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioGNP_MAR24.pdf.
- (s/f). *Sistema de Información Energética*. Gobierno de México. <https://sie.energia.gob.mx/difusion/#/>.
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) (2018). “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos”, *Diario Oficial de la Federación*, 6 de noviembre. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/410442/DACG_Lineamientos_Emisiones_de_Metano.pdf.
- (2022). *Actualización de la contribución determinada a nivel nacional (NDC) de México*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Natura-

les. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/937518/06_2024.ACTUALIZACION_DE_LA_CONTRIBUCION_DETERMINADA_A_NIVEL_NACIONAL_190624_Rev2.pdf.

Segob (2013). “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía”, *Diario Oficial de la Federación*, 20 de diciembre. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/dof/CPEUM_ref_212_20dic13.pdf.

— (2014a). “Decreto por el que se expiden la Ley de Hidrocarburos, la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la Ley de Petróleos Mexicanos, entre otras”, *Diario Oficial de la Federación*, 11 de agosto. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014.

— (2014b). “Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado en la Secretaría de Energía”, *Diario Oficial de la Federación*, 28 de agosto. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357928&fecha=28/08/2014#gsc.tab=0.

Soberanes, R. (2018). “México, gasoducto de Sonora divide a comunidades yaqui y desata ola de violencia”, *Mongabay*, 22 de mayo. <https://es.mongabay.com/2018/05/mexico-gasoducto-de-sonora-comunidades-yaqui-violencia/>.

Suprema Corte de Justicia de la Nación (2024). Comunicado de prensa No. 150/2024: “Valida la Corte reformas a la Ley de Hidrocarburos en materia de otorgamiento y revocación de permisos”, 29 de abril. <https://www.internet2.scjn.gob.mx/red2/comunicados/noticia.asp?id=7824>.

TC Energy Corporation (2025). “TC Energy commences collection of tolls on Southeast Gateway pipeline”. Comunicado de prensa, 27 de junio. <https://www.tcenergy.com/announcements/2025/2025-06-27-tc-energy-commences-collection-of-tolls-on-southeast-gateway-pipeline/>.

Vanguardia (2016). “Se han registrado 1800 accidentes en Pemex desde el año 2000”, 2 de marzo. <https://vanguardia.com.mx/noticias/nacio->

nal/3080395-se-han-registrado-1800-accidentes-en-pemex-desde-el-ano-2000-PYVG3080395.

Velasco, P. (2025). “Mexico Pacific Limited seeks extension for Saguario Energía”, *Mexico Business News*, 17 de julio. <https://mexicobusiness.news/energy/news/mexico-pacific-limited-seeks-extension-saguaro-energia>.

Williams-Derry, C. (2025a). “Mexico Pacific Limited: Delays, turmoil, and permitting errors have stymied Mexico’s largest LNG project”, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 24 de junio. <https://ieefa.org/resources/mexico-pacific-limited-delays-turmoil-and-permitting-errors-have-stymied-mexicos-largest>.

Williams-Derry, C. y S. Mattei (2025b). “LNG build-out in Mexico based on U.S. gas: Rising risks for consumers in the U.S. and Mexico”, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2 de abril. <https://ieefa.org/resources/lng-build-out-mexico-based-us-gas-rising-risks-consumers-us-and-mexico>.

Zavala-Araiza, D. (2016). “Una clara advertencia para México acerca de la contaminación climática de su industria petrolera”, *Environmental Defense Fund México*, 19 de septiembre. <https://mexico.edf.org/blog/2016/09/19/una-clara-advertencia-para-mexico-acerca-de-la-contaminacion-climatica-de-su>.



SIGLAS Y ABREVIATURAS

ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
Bcf	mil millones de pies cúbicos
bcm	mil millones de metros cúbicos
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
Cemda	Centro Mexicano de Derecho Ambiental
Cenagas	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIDH	Comisión Interamericana de Derechos Humanos
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
Conahcyt	Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
GECF	Gas Exporting Countries Forum
GFC	Gas Fósil Comprimido
GFL	Gas Fósil Licuado
GW	Gigawatt
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
Imco	Instituto Mexicano para la Competitividad
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LFP	Lithium Iron Phosphate (litio-ferrofosfato)
MMBtu	Million British thermal units (millón de unidades térmicas británicas)

MMm ³	Millones de metros cúbicos
MMMpc	Mil millones de pies cúbicos
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MTPA	Millones de toneladas por año
OIT	Organización Internacional del Trabajo
PIM	Proyecto Integral Morelos
PJ	Petajoules
R/P	Índice de reservas a producción
SCJN	Suprema Corte de Justicia de la Nación
Semarnat	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Sener	Secretaría de Energía
TCAC	Tasa media de crecimiento anual compuesta
T-MEC	Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá



IMAGEN: ESTUDIO DRACOM

*México en la encrucijada gasífera: seguridad energética
contra la ambición de convertirse en hub exportador,*
de Aleida Azamar Alonso, se terminó de imprimir
y encuadernar en enero de 2026, en los talleres
de Gráfica Premier, S.A. de C.V.
El tiraje consta de 500 ejemplares.



ALEIDA AZAMAR ALONSO. Doctora en Economía Internacional y Desarrollo por la Universidad Complutense de Madrid. Profesora investigadora titular C de tiempo completo en la Universidad Autónoma Metropolitana. Miembro del Sistema Nacional de Investigadores SECIHTI, nivel II. Miembro de la Sociedad Internacional de Economía Ecológica (ISSE); vicepresidenta de la Sociedad Mesoamericana de Economía Ecológica (SMEE); forma parte del Grupo de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI). Integrante de la Red Energía y Poder Popular en América Latina y de la Cátedra Desarrollo Humano para la Preservación del Planeta, en conjunto con la Organización de Estados Iberoamericanos para la Educación y la Ciencia. Integrante de diversas colectivas que colaboran con temas de energía y los impactos de la minería en México y América Latina, entre otros. Cuenta con 24 libros de autoría, coautoría y coordinación; asimismo, cuenta con más de 180 publicaciones entre artículos científicos, de divulgación y capítulos de libro. Ha recibido distintos premios por docencia e investigación. Líneas de trabajo: extractivismos, energía, economía ecológica, ecofeminismo.

México importa más de la mitad del gas que se consume actualmente en el país, no obstante, se enfrenta a la paradoja de convertirse en plataforma exportadora hacia el Pacífico. A partir de una revisión estadística, jurídica y socioambiental, en esta obra se analiza la evolución del gas fósil en México entre 2000 y 2024, sus reservas en declive, la dependencia de importaciones y los límites estructurales de su modelo energético. Se discute el espejismo del hub gasífero mexicano, y se muestra que la estrategia actual multiplica la subordinación a la infraestructura fósil de Estados Unidos y posterga una verdadera transición energética. Para ello se incorporan comparaciones con la expansión de la demanda de gas en Asia-Pacífico, la lógica geopolítica detrás de los megaproyectos de licuefacción y los conflictos sociales y ambientales emergentes en territorio nacional.

México en la encrucijada gasífera: seguridad energética contra la ambición de convertirse en hub exportador invita a repensar el papel de nuestro país en la geopolítica gasífera y a reconocer que la independencia energética no se alcanzará mediante la intermediación fósil, sino a partir de una transformación estructural hacia una matriz limpia, descentralizada y equitativa.

