

DEPENDENCIA MEXICANA DEL GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS: UNA RADIOGRAFÍA

13 de octubre de 2025



Imagen generada con IA (Gemini)

La coyuntura internacional presenta desafíos y oportunidades para México. Por indicaciones del presidente de la Junta de Coordinación Política y coordinador del Grupo Parlamentario de Morena, el **Dip. Dr. Ricardo Monreal Ávila**, iniciamos un nuevo proyecto en el que, con el apoyo de un pequeño grupo de personas investigadoras, estamos compartiendo con todas las y los diputados de la LXVI Legislatura, documentos de análisis y resúmenes noticiosos en torno al acontecer mundial.

Los documentos llegan a sus correos oficiales y están almacenados en el micrositio intitulado

Observatorio Legislativo de Asuntos Globales, hospedado en la página web de la Cámara de Diputados.

OBSERVATORIO LEGISLATIVO DE ASUNTOS GLOBALES

INTRODUCCIÓN

México ha consolidado una alta dependencia del gas natural importado desde Estados Unidos, que actualmente cubre más del 65% del suministro nacional. Esta situación se explica mayormente por el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y por la insuficiencia de la producción nacional para satisfacer el consumo. Aunque recientemente se han implementado reformas para recuperar el control estatal sobre el sector energético y se han trazado metas ambiciosas para aumentar la producción local, las limitaciones geológicas, técnicas y financieras complican su cumplimiento en el corto plazo. Este documento analiza la evolución, causas y riesgos de esta dependencia, examina los desafíos para reducirla y los efectos en la transición energética y en la seguridad operativa del sistema eléctrico mexicano.

Luces y sombras del gas natural

El gas natural es una fuente de energía fósil, que al igual que el petróleo y el carbón, son resultado de la descomposición de restos orgánicos en condiciones de alta presión y temperatura después de millones de años. En el pasado, este gas era considerado en su totalidad un subproducto indeseado de la extracción de petróleo y, en muchos casos, se quemaba directamente en los pozos para desecharlo o era liberado a la atmósfera. Hoy en día, se reconoce su valor como una fuente energética versátil y eficiente utilizada en múltiples actividades cotidianas, desde cocinar y calentar agua en los hogares hasta generar electricidad o alimentar procesos industriales.¹

Los yacimientos de gas natural actuales se dividen en dos tipos. Por un lado, están los convencionales que se localizan en capas subterráneas de rocas, como la arenisca (formada por granos de arena compactados) o la caliza (originada por sedimentos marinos antiguos, como restos de conchas y corales). Estas rocas tienen espacios diminutos, llamados poros, que permiten que el gas fluya con relativa facilidad. En estos yacimientos, el gas puede estar solo o mezclado con petróleo, y su extracción suele ser más sencilla, ya sea en tierra firme o bajo el mar.²

En contraste, los yacimientos no convencionales contienen el gas atrapado en formaciones geológicas donde no puede fluir con facilidad, por lo que se requieren técnicas especiales para extraerlo. Uno de los casos más comunes en tierra firme es el gas contenido en lutitas, familia de rocas sedimentarias muy compactas que actúan como fuente y trampa del gas al mismo tiempo. Para liberarlo es necesaria su ruptura, generalmente a través del método de fracturamiento hidráulico o *fracking*.³

La principal ventaja del gas natural frente a otros combustibles fósiles es su capacidad para generar la misma cantidad de energía con menores emisiones contaminantes. Esta característica lo posiciona como una opción más limpia y saludable para zonas urbanas y comunidades expuestas a problemas de calidad del aire. Su eficiencia es ampliamente aprovechada por instalaciones modernas que utilizan gas y vapor de agua para generar electricidad con altos niveles de rendimiento. Esta tecnología –llamada ciclo combinado– tiene además la capacidad de ajustar rápidamente su producción ante variaciones en la demanda, lo que la hace especialmente útil para respaldar fuentes renovables como la solar y la eólica, cuya generación es intermitente por naturaleza.⁴

El cuadro tiene luces y sombras. Aunque el gas natural presenta menores niveles de contaminación en comparación con otros combustibles fósiles, es importante subrayar que continúa siendo una fuente emisora de gases de efecto invernadero. Es justo por estas características que se le considera como un energético de transición entre energías fósiles y renovables. Su componente principal, el metano, posee un potencial de calentamiento

global significativamente superior al del dióxido de carbono y puede escaparse a la atmósfera durante las etapas de producción, procesamiento o transporte.⁵ A ello se suman los impactos asociados al *fracking*, ya que la inyección de aguas residuales en pozos de disposición implica un alto consumo de este líquido y, si se maneja de forma inadecuada, puede provocar actividad sísmica⁶ e incluso contaminar fuentes subterráneas de agua con sustancias químicas.⁷

El auge mundial del gas natural

La historia moderna de esta industria se ubica en Estados Unidos (EE. UU.), donde se registraron algunos de los hitos más tempranos en su desarrollo. En 1821, en Nueva York se perforó el primer pozo diseñado específicamente para extraer gas natural. Décadas más tarde, en 1872, se construyó en Pensilvania el primer gasoducto de larga distancia, lo que marcó un paso importante hacia su uso comercial a gran escala. Posteriormente, en 1947, se llevaron a cabo las primeras pruebas documentadas de fracturación hidráulica y, en 1959, se transportó internacionalmente un cargamento de gas natural licuado (GNL), una forma de gas natural que se enfría a temperaturas muy bajas para volverlo líquido y así poder transportarlo por vías diferentes a los ductos. Ese primer envío salió por barco de EE. UU. rumbo al Reino Unido y marcó el inicio del comercio global de este recurso.⁸

El auge mundial de este energético por el lado de la oferta arrancó a mediados de la década de 2000, cuando EE. UU. inició la explotación intensiva de sus reservas de gas natural no convencional, específicamente de un tipo de lutitas llamado *shale*, o esquisto. Esta producción masiva, acompañada de altos grados de eficiencia tecnológica, hicieron que los precios del gas natural cayeran notablemente, permitiendo que las plantas de generación eléctrica por gas fueran más rentables. Entonces, otras opciones, como el carbón o el combustóleo, comenzaron a perder terreno.⁹

En paralelo al abaratamiento del gas natural, la evolución tecnológica en el sector eléctrico desempeñó un papel determinante en la expansión del combustible: las plantas de ciclo combinado experimentaron avances significativos tanto en eficiencia como en capacidad operativa. Esta combinación les permitió generar electricidad de forma más económica y, al mismo tiempo, responder con agilidad a los cambios en la demanda.¹⁰

El impulso restante fue aportado por algunas crisis geopolíticas recientes, como la guerra de Rusia contra Ucrania, que elevó la incertidumbre sobre el suministro energético global. En este contexto, el comercio internacional de GNL adquirió un papel estratégico, al llevar a muchos países a replantear sus asociaciones comerciales para garantizar su seguridad energética. Esta coyuntura provocó una reconfiguración del mercado mundial: mientras Rusia redujo sus exportaciones por ducto a Europa y redirigió mayores volúmenes de GNL a Asia, EE. UU. capitalizó la situación al aumentar su producción de GNL y consolidarse como

un proveedor clave para Europa y otras regiones. En conjunto, este nuevo panorama favoreció una mayor diversificación de riesgos para importadores nuevos y existentes, y también fortaleció la resiliencia de sus cadenas de suministro energético.¹¹

Los registros más recientes detallan el panorama actual de la industria. En 2024 la producción de gas natural creció en torno al 2% a escala global con respecto al año previo y aportó aproximadamente el 25% de la energía disponible en la naturaleza (energía primaria). EE. UU. encabezó la lista de productores de gas natural con una participación de 25%, seguido por Rusia (15%), Irán (6%) y China (6%). Este comportamiento se dio en un contexto donde los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) continuaron siendo la fuente principal de energía, con una participación conjunta del 86%.¹² En cuanto al comercio internacional de gas natural, el 53% se transportó mediante gasoductos, mientras que el 47% restante se movilizó en forma de GNL.¹³ En conjunto, estas dinámicas explican por qué, a pesar del avance reciente de las energías renovables, el gas natural continúa siendo parte importante del sistema energético mundial.

Consolidación de la dependencia mexicana del gas natural estadounidense

En México, la historia del consumo de gas natural siguió una ruta similar a la trayectoria internacional. Las reformas legales que se dieron entre 1993 y 1995 permitieron la participación del sector privado en actividades de transporte, almacenamiento y distribución del energético bajo un esquema de permisos regulados. Esta liberalización no contempló la participación privada en la etapa extractiva, su objetivo principal fue garantizar un “suministro eficiente” del energético mediante la atracción de inversiones en infraestructura y la implementación de reglas que habilitaron tanto la importación como la exportación de gas natural.¹⁴

Posteriormente, en los primeros años del siglo XXI, México comenzó a cambiar la forma de generar electricidad, apostando cada vez más por las plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural. En tan solo cuatro años (2000 a 2004) se duplicó el consumo de este combustible para la generación de electricidad. Ante la falta de producción nacional, se comenzaron a observar incrementos drásticos en la importación de gas natural hacia México, principalmente para disponibilidad de la industria eléctrica. Esta tendencia se manifestó en 2001 cuando se importaron 139 mil millones de pies cúbicos de este energético, en tanto que al año siguiente la cifra se duplicó a 266 mil millones.¹⁵

Aunque la producción de gas natural en México siguió creciendo durante varios años, no lo hizo al mismo ritmo que la demanda. Esta situación se mantuvo hasta 2009, cuando se alcanzó el nivel más alto de producción. A partir de entonces, el volumen nacional extraído comenzó a disminuir de forma sostenida, acentuando la brecha entre oferta interna y necesidades de consumo.¹⁶ Esta caída obligó a incrementar en mayor medida las

importaciones por gasoducto y ocasionalmente de GNL para aliviar las restricciones del suministro.

En respuesta a este panorama y como parte de la reforma energética de 2013, el Gobierno mexicano emprendió una reconfiguración profunda del sector gasífero, eliminando el monopolio estatal ejercido por Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta apertura permitió la participación de empresas privadas en toda la cadena productiva del gas natural, desde la exploración y producción, hasta el transporte y la distribución, mediante distintos esquemas contractuales. También permitió la participación privada con esquemas de subastas para la construcción de nuevas centrales eléctricas. El objetivo principal era reducir la dependencia externa del energético, incentivando inversiones que modernizaran la infraestructura nacional, con especial énfasis en el aprovechamiento de campos convencionales y no convencionales.¹⁷

Pese a los objetivos ambiciosos planteados por la reforma energética de 2013, el desarrollo de yacimientos nacionales de gas natural enfrentó al menos cuatro desafíos que limitaron el atractivo para las inversiones privadas:¹⁸

- Condiciones geológicas complejas, especialmente para campos de lutitas.
- Altos costos de perforación.
- Precios muy competitivos de la industria gasera norteamericana.
- Falta de incentivos gubernamentales con reglas claras.

En la práctica, la política energética posterior a la reforma se orientó hacia la expansión de infraestructura de importación, especialmente gasoductos transfronterizos para traer gas barato desde EE. UU. Algunos análisis han señalado que este enfoque estuvo acompañado por incentivos distorsionados que canalizaron las inversiones hacia la construcción de gasoductos con retornos garantizados, en muchos casos sin una justificación técnica o económica robusta. Informes de la Auditoría Superior de la Federación de 2016 y 2017 documentaron la existencia de ductos subutilizados y de plantas eléctricas asociadas que nunca se construyeron o quedaron inconclusas. Esta situación respondió, en buena medida, a un esquema contractual que obligaba a la CFE a cubrir pagos por capacidad de transporte contratada, aun en los casos en que dicha capacidad no fuera utilizada.¹⁹

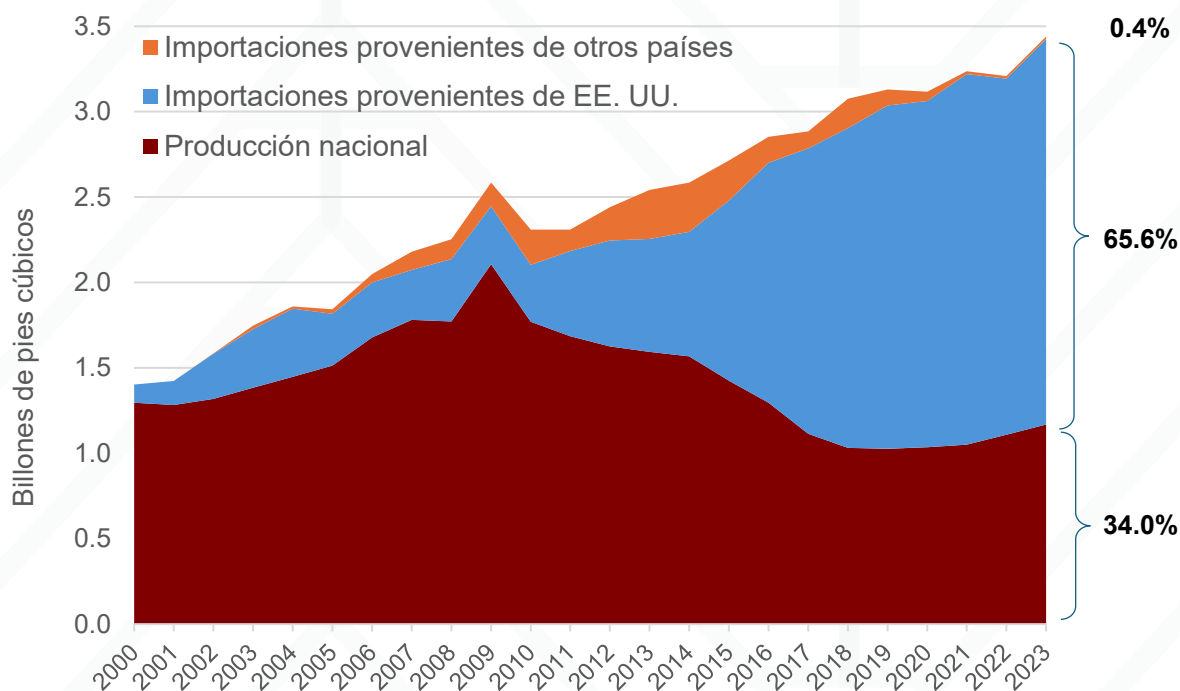
En respuesta a esta situación, con la llegada del nuevo Gobierno en 2018, se instruyó a la CFE para renegociar los contratos vigentes con empresas nacionales y extranjeras, con la finalidad de mejorar las condiciones para el Estado mexicano. Aunque este proceso generó tensiones e incertidumbre con inversionistas y empresas, se alcanzaron acuerdos que redefinieron los términos de pago y operación. Pese a algunas dificultades, se mantuvo la viabilidad de los proyectos en curso y se aseguró la continuidad en el suministro de gas natural.²⁰

En el balance final, durante las últimas tres décadas se reunieron cuatro fuerzas que, de forma gradual y consistente, consolidaron al gas natural proveniente de EE. UU. como el pilar central del suministro energético de México:

- La generación eléctrica en México se transformó con el uso creciente de ciclos combinados.
- La producción nacional de gas natural no logró seguir el ritmo del consumo y el déficit fue cubierto con crecientes importaciones.
- Los excedentes de gas no convencional de EE. UU., a precios competitivos, consolidaron a México como su principal comprador por ducto.
- Las políticas energéticas de México y EE. UU. propiciaron una expansión de gasoductos transfronterizos.

El Gráfico 1 revela algunas tendencias estructurales en la oferta de gas natural en México. Con el paso de los años, la demanda de gas natural ha mantenido un crecimiento constante, paralelo a una creciente dependencia de importaciones, particularmente provenientes de EE. UU. Actualmente, las compras a ese país constituyen casi el 66% del suministro nacional y crecieron poco más de 21 veces durante el periodo analizado. Esta situación configura un escenario de vulnerabilidad operativa y una alta exposición a riesgos en precios y disponibilidad, con escasas probabilidades de mitigarse en el corto plazo.

Gráfico 1. Producción nacional e importaciones de gas natural en México



Fuente: Elaboración propia con información de The U.S. Energy Information Administration (EIA)

Configuración actual de la industria de gas natural mexicana y perfil del usuario dominante

En 2024 el gas natural constituyó la principal fuente de energía en México, con una participación del 45.5%, seguido por el petróleo y sus derivados, que representan el 40.0% de toda la oferta energética. Del total de gas natural consumido, el 61.9% se destina a la generación de electricidad, mientras que el 33.9% es utilizado por el sector industrial y el 4.2% restante corresponde al consumo de usuarios finales.²¹ La producción doméstica de gas natural está casi toda en manos del Estado a través de Pemex. En 2022, las empresas privadas solo generaron alrededor del 5% del total, aunque eso representa un crecimiento si se compara con 2017, cuando su participación era prácticamente nula.²²

En 2020, se reportó que los países con mayores volúmenes de reservas de gas natural fueron Rusia (19.9%), Irán (17.1%), Qatar (13.1%), Turkmenistán (7.2%) y EE. UU. (6.7%). México se ubicó en la posición 43, con apenas el 0.1% del total global.²³ La mayor parte de estas reservas se localiza en el sur del país, particularmente en las cuencas del sureste y Veracruz. No obstante, existen formaciones de lutitas en el norte que podrían ampliar la producción nacional si se desarrollan con la tecnología y condiciones adecuadas.²⁴

Por lo que respecta a los gasoductos, en 2022 la red nacional en operación alcanzó una extensión de 19,060 kilómetros, concentrada principalmente en las regiones norte y centro del país.²⁵ Los gasoductos más importantes en términos de importación se localizan en Tamaulipas, junto con un ducto marino que va desde el sur de Texas a Tuxpan, Veracruz.²⁶ Adicionalmente, México dispone de cuatro terminales de regasificación de GNL, todas ubicadas en el norte del país: Manzanillo (Colima), Altamira (Tamaulipas), Puerto Libertad (Sonora) y Ensenada (Baja California).²⁷ En términos de seguridad energética, la capacidad de almacenamiento de gas natural resulta limitada, equivalente a solo 2.4 días de consumo nacional. A modo de comparación, Francia cuenta con capacidad para 105 días y España para 20.²⁸

En cuanto a las centrales eléctricas de ciclo combinado, que constituyen el principal destino del gas natural en México, la administración de Enrique Peña Nieto fue la que más impulsó esta tecnología, con la puesta en marcha de 34 nuevas centrales de este tipo, seguida por la de Vicente Fox, con 31. En 2023 se contabilizaron 96 centrales en operación,²⁹ las cuales aportaron el 59.3% de la generación neta de energía eléctrica nacional.³⁰ En ese mismo año, del total de centrales de ciclo combinado, aproximadamente el 66% de la generación pertenecía a empresas privadas.³¹

Acciones internas y planeación recientes

En 2023, el Gobierno de México concretó la adquisición de 13 plantas de generación eléctrica pertenecientes a la empresa Iberdrola. De estas instalaciones, 12 operan con

tecnología de ciclo combinado. La operación significó un monto aproximado de 6,000 millones de dólares y fue presentada como un paso estratégico para recuperar una porción significativa de la capacidad de generación eléctrica nacional, con el objetivo de fortalecer el papel de la CFE y avanzar hacia una mayor soberanía energética.³²

El cambio reciente más importante en la política energética de México se dio en 2024, cuando se reformaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución para devolver al Estado un papel central en este sector.³³ Más tarde, en marzo de 2025, se completó esta transformación con la creación de ocho nuevas leyes y la modificación de otras dos en materia energética. El objetivo fue recuperar el control estatal, fortalecer la soberanía y lograr una mayor autosuficiencia energética.³⁴

Entre las disposiciones de esta reforma destaca la obligación de asegurar, al menos, una participación del 54% de la CFE en la generación eléctrica nacional; mientras que, en el ámbito del gas natural, la nueva Ley del Sector Hidrocarburos fija como meta principal lograr el máximo aprovechamiento de este recurso a largo plazo y establece nuevos marcos normativos para su regulación y fomento, con énfasis en el desarrollo sostenido de la producción doméstica.³⁵

En su Primer Informe de Gobierno, la presidenta Claudia Sheinbaum anunció que ya entraron en operación dos nuevas plantas de ciclo combinado y que otras dos estarán listas antes de que termine 2025.³⁶ Estas acciones forman parte del Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030, que incluye siete proyectos eólicos, nueve solares y cinco más de ciclo combinado. La mayoría de estas obras están enfocadas en aprovechar fuentes renovables, marcando un giro hacia una matriz energética más limpia.³⁷

En materia de planeación para la producción de gas natural, el Gobierno mexicano ha delineado dos instrumentos estratégicos para Pemex, ambos con objetivos convergentes. El primero es el Plan de Trabajo 2025-2030, que establece como meta elevar la producción doméstica a 5,000 millones de pies cúbicos diarios de gas natural mediante la ejecución de 1,058 perforaciones, reparaciones mayores y diversas medidas para mitigar fugas y reducir la quema de gas, todo ello financiado con inversión pública.³⁸

De manera complementaria, el Plan Estratégico 2025-2035 de Pemex establece una directriz orientada a garantizar el suministro de gas natural mediante la optimización del potencial de los campos existentes y el desarrollo de nuevas áreas en yacimientos convencionales, sin mención de los campos no convencionales. La puesta en marcha de una mayor producción está prevista para diciembre de 2026.³⁹

Por último, en cuanto a la planeación del sector eléctrico, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038 (Prodesen) establece como una de sus estrategias prioritarias alcanzar la autosuficiencia y la soberanía energética mediante la reducción de la fuerte dependencia de las importaciones de gas natural, actualmente fundamentales para la generación eléctrica.

Una de las medidas centrales de este Programa es la diversificación de combustibles, particularmente mediante la incorporación gradual de hidrógeno verde en las centrales de ciclo combinado. El plan prevé que, para 2038, estas plantas operen con una mezcla compuesta por 75% de gas natural y 25% de hidrógeno, lo cual representa un paso relevante hacia la transición energética dada la drástica reducción de las emisiones de dióxido de carbono al producirse vapor de agua. De manera paralela, el Prodesen planea un incremento sostenido de la generación limpia, que incluye la integración de sistemas de almacenamiento con baterías y la expansión de la capacidad solar instalada.⁴⁰

Limitaciones y vulnerabilidades en la estrategia de soberanía gasífera

El panorama actual del gas natural en México pone de relieve tanto la limitada disponibilidad interna del recurso como los retos técnicos, económicos y geológicos que obstaculizan su extracción eficiente. Aunque el país cuenta con un potencial moderado en yacimientos no convencionales, su explotación enfrenta barreras regulatorias, institucionales y de seguridad que dificultan su concreción en el corto plazo.

La dependencia de las importaciones, prácticamente en su totalidad desde EE. UU., se ha convertido en una condición estructural de difícil reversión. Sustituirlo con producción nacional requeriría hallazgos significativos de yacimientos, inversiones intensivas y horizontes de maduración que superan con creces un sexenio. En este sentido, los planes para aumentar la producción nacional, como los delineados en los programas de Pemex a 2030, enfrentan importantes retos de ejecución. La maduración de campos, la infraestructura necesaria para extraer el gas, el financiamiento requerido, y el control de emisiones y quema de gas limitan su viabilidad en los plazos planteados. La experiencia entre 2009 y 2024 subraya la dificultad de revertir tendencias sin inversiones continuas ni un entorno regulatorio estable. Por ello, se percibe poco probable que, de acuerdo con los planes gubernamentales, se duplique el volumen de extracción de gas natural en 2030.

Dado que los principales puntos de importación de gas natural a México están ubicados en la frontera con Texas, el sistema también enfrenta riesgos operativos asociados a eventos climáticos extremos en esa región.⁴¹ La tormenta invernal de 2021 evidenció esta vulnerabilidad: los flujos de gas por ducto se desplomaron y, ante la falta de almacenamiento estratégico, la generación eléctrica sufrió interrupciones severas. Aunque

Texas ha implementado designaciones críticas para priorizar el suministro a instalaciones esenciales,⁴² el riesgo persiste.

Por otro lado, México carece de almacenamiento subterráneo comercial de gas natural. La meta de contar con un inventario estratégico de 5 días hacia 2026, establecida en la política pública de 2018,⁴³ no se ha materializado. Intentos posteriores de reactivar proyectos en yacimientos agotados tampoco han prosperado, lo que deja al país sin un amortiguador frente a choques de oferta o de precio y lo obliga a depender de la oferta texana o del mercado de GNL.

En este sentido, el GNL funciona como respaldo en situaciones críticas, pero no constituye una alternativa estructural al suministro por ducto. Su uso sigue limitado por la capacidad de regasificación doméstica y por la logística interna, lo que lo convierte en una solución costosa y restringida para emergencias. En resumidas cuentas, no es una opción sostenible de largo plazo.

Cabe señalar que, aunque la mayor parte del gas natural que se consume en México se importa por ducto desde EE. UU., las condiciones del mercado global de GNL también inciden significativamente en los precios nacionales. En contextos de escasez o encarecimiento a escala internacional, los precios de referencia aumentan y elevan los costos del gas importado. Un ejemplo ilustrativo fue el inicio del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania en 2022, que, junto con otros factores, alteró el mercado energético global y provocó, entre otras cosas, un incremento anual del 66% en el precio del gas adquirido por México.⁴⁴ Esta situación pone de manifiesto la creciente interdependencia entre la seguridad energética del país, el contexto geopolítico global y las dinámicas del mercado internacional.

En el terreno de la transición energética los retos se presentan en dos dimensiones complementarias. Por un lado, los siete proyectos eólicos y nueve centrales solares previstos durante el sexenio superan en capacidad de generación a los cuatro proyectos de ciclo combinado, lo cual podría aliviar la presión para construir nuevas plantas consumidoras de gas natural. Un estudio reciente sugiere que, si durante ese periodo se logra que el 45% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables, se podría reducir significativamente la demanda de gas en esta actividad. Esta disminución significaría un ahorro estimado de 1,600 millones de dólares utilizados en combustibles fósiles, contribuyendo tanto a la viabilidad financiera del sistema como a la reducción de emisiones.⁴⁵

El segundo desafío de la transición energética corresponde a la introducción de hidrógeno verde en las centrales de ciclo combinado, lo que representa una ambición significativa, pero con múltiples retos técnicos y económicos. Lograr una mezcla del 25% de hidrógeno

hacia 2038 requiere adaptaciones tecnológicas importantes, disponibilidad a gran escala de hidrógeno verde a precios competitivos y garantías de seguridad en la operación. El optimismo proviene de la existencia de pruebas piloto en países como Alemania y EE. UU., que prometen su factibilidad.⁴⁶ Aunque se percibe complicado este logro en México, el proceso de su éxito demandará inversiones sustanciales y la consolidación de una cadena de suministro, que hoy en día es aún incipiente.

Por su parte, el fortalecimiento del control estatal sobre la generación de electricidad —evidenciado en la adquisición de 13 plantas a Iberdrola y en la reforma energética más reciente— ha transformado la gobernanza del sistema eléctrico nacional. Si bien este giro busca recuperar la rectoría del Estado en el sector, su impacto dependerá de que venga acompañado de marcos contractuales, tarifarios y regulatorios que brinden certidumbre a los inversionistas. De no lograrse este equilibrio, existe el riesgo de desincentivar la participación privada en eslabones estratégicos de la cadena del gas natural, como la extracción y almacenamiento, lo que podría limitar la capacidad de respuesta ante futuros desafíos energéticos.

Finalmente, en el marco del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC), la notable dependencia mexicana del gas natural importado plantea desafíos estratégicos importantes. Por un lado, permanecen sin resolución las consultas que EE. UU. y Canadá iniciaron en 2022 por políticas que favorecen a CFE y Pemex. Además, el fortalecimiento del control estatal sobre el sector energético puede entrar en conflicto con las obligaciones del T-MEC. En este sentido, al abrirse recientemente el proceso de consultas para la revisión del Tratado en EE. UU., su representante comercial expresó su preocupación por el cumplimiento mexicano de sus obligaciones, particularmente en los ámbitos de energía y telecomunicaciones. En este escenario, el suministro transfronterizo de gas natural puede convertir en un instrumento de presión de EE. UU. en la relación bilateral y en una vulnerabilidad estratégica para el sistema energético mexicano.

OBSERVATORIO LEGISLATIVO DE ASUNTOS GLOBALES

ELABORACIÓN: JORAM PABLO ARCOS OLVERA

REVISIÓN: ROSA EUGENIA SANDOVAL BUSTOS

COORDINACIÓN: ALIZA KLIP MOSHINSKY

REFERENCIAS

¹ U.S. Energy Information Administration (EIA), “Natural gas explained”, consultado el 29 de septiembre de 2025, Disponible en <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>

² EIA, “Where Our Natural Gas Comes from”, consultado el 29 de septiembre de 2025, Disponible en <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>

³ *Idem*.

- ⁴ EIA, "Natural Gas", consultado el 29 de septiembre de 2025, disponible en <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas>
- ⁵ EIA, "Natural Gas and the Environment", consultado el 29 de septiembre de 2025, disponible en <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php>
- ⁶ U.S. Geological Survey, "Does Fracking Cause Earthquakes?", consultado el 29 de septiembre de 2025, disponible en <https://www.usgs.gov/faqs/does-fracking-cause-earthquakes>
- ⁷ Environment America, "Why fracking is bad for the environment", 30 de septiembre de 2024, disponible en <https://environmentamerica.org/articles/fracking-is-an-environmental-disaster/>
- ⁸ A. T. Kearney Energy Transition Institute, "Introduction to Natural Gas", Natural Gas Series, Vol. 0, Factbook, 2014, Disponible en https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781903/Introduction+to+Natural+Gas_FactBook.pdf
- ⁹ *Idem.*
- ¹⁰ New Climate Institute, "The gas boom no one ordered?", septiembre de 2025, disponible en <https://newclimate.org/news/the-gas-boom-no-one-ordered>
- ¹¹ Wei Cu, *et al.*, "The dynamic evolution mechanism of liquefied natural gas trade dependency networks: International implications of the Russia-Ukraine conflict", Sustainable Futures, Vol. 9, 2025, Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.sfr.2025.100730>
- ¹² Energy Institute, "2025 Statistical Review of World Energy", disponible en <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- ¹³ *Idem.*
- ¹⁴ Secretaría de Energía, "Reglamento de Gas Natural", *Diario Oficial de la Federación*, 8 de noviembre de 1995.
- ¹⁵ INEGI, "El Sector Energético en México, 2005", 1a ed., vol. 1, 2005, disponible en https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/historicos/2104/702825190132/702825190132_5.pdf
- ¹⁶ Luis Fernando Pérez, *et al.*, "El Gas Natural En México: Implicaciones para la política energética y la Sostenibilidad", Conahcyt y Pronace, Cuaderno temático 12, disponible en https://secihti.mx/wp-content/uploads/pronaces/micrositios/energia_y_cambio_climatico/energia/cuadernos_tematicos/Cuaderno12.pdf
- ¹⁷ E. Cruz May, *et al.*, "Towards the Liberalization of the Energy Market: Structural Changes and Implementation Challenges of the 2013 Mexican Energy Reform Insights in the energy nexus", Energy Nexus 5, 2022, Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2022.100045>
- ¹⁸ Haoying Wang, *et al.*, *The Growing US-Mexico Natural Gas Trade and Its Regional Economic Impacts in Mexico*, 2022, disponible en <https://doi.org/10.48550/arXiv.2208.06928>
- ¹⁹ Micheli Thirion, "Gasoductos en la Reforma Energética de México: 2013-2014. Un modelo de negocios extractivista", Problemas del Desarrollo, Revista Latinoamericana de Economía, 55 (216), 67-90, disponible en <https://doi.org/10.22201/ieec.20078951e.2024.216.70029>
- ²⁰ Jeff D. Makhholm, "Mexico's Withdrawal from Gas and Electricity Markets", Climate and Energy, Vol. 38, n.º 6, 2021, disponible en <https://law-journals-books.vlex.com/vid/mexico-s-withdrawal-from-1042472859>
- ²¹ The International Energy Agency (IEA), "Mexico - Countries & Regions", Consultado el 6 de octubre de 2025, disponible en <https://www.iea.org/countries/mexico/natural-gas#how-is-natural-gas-used-in-mexico>
- ²² EIA, "Country Analysis Brief: Mexico", 2023, disponible en https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/mexico/mexico.pdf
- ²³ Energy Institute, "2025 Statistical Review..."
- ²⁴ EIA, "Country Analysis Brief: Mexico..."
- ²⁵ Secretaría de Energía, *Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional, 2023*, disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/972693/Informe_Pormenorizado_2023.pdf
- ²⁶ CENAGAS, "Descripción General Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)", consultado el 7 de octubre de 2025, disponible en <https://boletin-sng.cenagas.gob.mx/>
- ²⁷ Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Mapas de gasoductos", consultado el 6 de octubre de 2025, disponible en <https://www.cfenergia.com/gasoductos/>
- ²⁸ Diego Oré, "Mexico to speed up plans to double gas storage capacity amid Trump supply fears", Reuters, 29 de enero de 2025, disponible en <https://www.reuters.com/business/energy/mexico-speed-up-plans-double-gas-storage-capacity-amid-trump-supply-fears-2025-01-29/>
- ²⁹ Yannick Deniau, *et al.*, "El Sistema Eléctrico Nacional, parte 2: Análisis sobre la ocupación territorial de las centrales eléctricas en México", Conahcyt y Pronace, Cuaderno temático 6, disponible en https://secihti.mx/wp-content/uploads/pronaces/micrositios/energia_y_cambio_climatico/energia/cuadernos_tematicos/Cuaderno_6.pdf
- ³⁰ Secretaría de Energía, *Informe pormenorizado...*
- ³¹ González-López, Rafael, "Integrated analysis of the Mexican electricity sector: Changes during the Covid-19 pandemic", The Electricity Journal, 2022, disponible en <https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107142>
- ³² Gobierno de México, "Comunicado No. 41 Gobierno de México suscribe el acuerdo de compra-venta de 13 plantas de energía eléctrica de Iberdrola", 12 de julio de 2023, disponible en <https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-no-41-gobierno-de-mexico-suscribe-el-acuerdo-de-compra-venta-de-13-plantas-de-energia-electrica-de-iberdrola>
- ³³ Presidencia de la República, "DECRETO por el que se reforman el párrafo quinto del artículo 25, los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 y el párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de áreas y empresas estratégicas", *Diario Oficial de la Federación*, 31 de octubre de 2024.
- ³⁴ Presidencia de la República, "DECRETO por el que se expiden la Ley de la Empresa Pública del Estado, Comisión Federal de Electricidad; la Ley de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos; la Ley del Sector Eléctrico; la Ley del Sector Hidrocarburos; la Ley de Planeación y Transición Energética; la Ley de Biocombustibles; la Ley de Geotermia y, la Ley de la Comisión Nacional de Energía; se reforman diversas disposiciones de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal", *Diario Oficial de la Federación*, 18 de marzo de 2025.
- ³⁵ Ley del Sector Hidrocarburos, Consultada el 7 de octubre de 2025, disponible en <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSH.pdf>

- ³⁶ Gobierno de México, "Primer Informe de Gobierno – Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional", s.f., consultado el 7 de octubre de 2025, Disponible en <https://www.informegobierno.gob.mx/indice/plan-de-expansion-del-sistema-electrico-nacional>
- ³⁷ Gobierno de México, "Presidenta presenta 51 proyectos de electricidad del Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030", 5 de febrero de 2025, disponible en <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/presidenta-presenta-51-proyectos-de-electricidad-del-plan-de-fortalecimiento-y-expansion-del-sistema-electrico-nacional-2025-2030>
- ³⁸ Petróleos Mexicanos, "Plan de Trabajo 2025-2030", 12 de febrero de 2025, disponible en https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Documents/PPT%20Pemex%20Conferencia%20Matutina%20PLAN%20DE%20TRABAJO%202025-2030%2012FEB2025.pdf
- ³⁹ Petróleos Mexicanos, "Plan Estratégico 2025-2030", 5 de agosto de 2025, disponible en https://www.pemex.com/saladeprensa/discursos/Documents/Sener_Pemex_Plan_estrategico_5agosto2025_presentacion.pdf
- ⁴⁰ Secretaría de Energía, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038", disponible en https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen/20%202024-2038%20Cap%C3%ADtulos%201%20al%206.pdf
- ⁴¹ EIA, "Las tormentas invernales han interrumpido la producción de gas natural en EE. UU.", 13 de marzo de 2024, disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61563>
- ⁴² Texas Administrative Code, *16 Tex. Admin. Code § 3.65 - Critical Designation of Natural Gas Infrastructure*, s.f., disponible en <https://www.law.cornell.edu/regulations/texas/16-Tex-Admin-Code-SS-3-65>
- ⁴³ Secretaría de Energía, "Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural", 26 de noviembre de 2018, disponible en <https://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-a-consulta-de-la-politica-publica-en-materia-energetica-aplicable-a-la-constitucion-de-almacenamiento-de-gas-natural?state=published>
- ⁴⁴ Energy Institute, "2025 Statistical Review of World Energy".
- ⁴⁵ Wilmar Suarez, "Las renovables, el camino hacia la seguridad energética en México", EMBER, 19 de mayo de 2025, Disponible en <https://ember-energy.org/es/analisis/las-renovables-el-camino-hacia-la-seguridad-energetica-en-mexico/>
- ⁴⁶ Roberto Flores-Hernández, "Re-electrification with green hydrogen in combined cycle power plants: A case study for Mexico", International Journal of Hydrogen energy, Vol. 146, julio de 2025, Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.06.125>