IMCO | INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD, A.C.

FRIEDRICH NAUMANN STIFTUNG Für die Freiheit. México

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE AMÉRICA DEL NORTE:

generación eléctrica, minerales críticos e integración regional.



contacto@imco.org.mx

La transición energética de América del Norte: generación eléctrica, minerales críticos e integración regional

Resumen ejecutivo

América del Norte atraviesa de forma simultánea dos transformaciones: la revolución energética y la revolución digital. La expansión de los centros de datos y la inteligencia artificial disparan la demanda eléctrica en la región. Goldman Sachs proyecta que la demanda de capacidad de los centros de datos estadounidenses pasará de 31 a 66 gigawatts (GW) entre 2025 y 2027.[1] Mientras tanto, las energías renovables ya son, en la mayoría de los casos, la fuente más barata frente a los combustibles fósiles.[2] Esta combinación exige una expansión de la matriz eléctrica que ningún gobierno de la región puede financiar por sí solo.

Por ello, el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) y la Fundación Friedrich Naumann (FNF) analizan el estado de la transición energética en México, Estados Unidos y Canadá junto con sus cambios regulatorios recientes, el panorama regional de minerales críticos y el margen real para una mayor integración entre los tres socios, incluida la disputa en torno a la política energética mexicana dentro de la revisión del T-MEC. A partir de este análisis se busca identificar si existen oportunidades de inversión para el capital europeo, cuáles son y qué las condiciona.

Los hallazgos centrales son tres. Primero, la transición energética avanza en la región, aunque a ritmos distintos. En los tres países en conjunto, las fuentes de baja emisión pasaron de poco más de un tercio de la generación eléctrica en 2013 a 43% en 2023, mientras que en México la generación limpia fue 23.5% en 2025, lejos de las metas de planeación para 2030. **Segundo**, la brecha entre la demanda creciente y la inversión insuficiente hace necesaria la participación privada, nacional y extranjera. Sin embargo, las oportunidades dependen del marco regulatorio de cada país, que en México privilegia la planeación y la participación del Estado. **Tercero**, la integración regional existe, sobre todo entre pares de países y en infraestructura física, pero no está institucionalizada, y las tensiones comerciales actuales hacen poco probable que lo esté en el corto plazo. En suma, hay oportunidades reales, pero su alcance depende de que **los gobiernos de la región aseguren certeza jurídica y reduzcan la fricción comercial.**

[1] Goldman Sachs, "US Data Center Power Demand Projected to Double by 2027", https://www.goldmansachs.com/insights/articles/us-data-center-power-demand-projected-to-double-by-2027 (Consultado el 20/08/2026).
[2] International Renewable Energy Agency (IRENA)."91% of New Renewable Projects Now Cheaper Than Fossil Fuels Alternatives". https://www.irena.org/News/pressreleases/2025/Jul/91-Percent-of-New-Renewable-Projects-Now-Cheaper-Than-Fossil-Fuels-Alternatives (Consultado el 20/08/2026).

Contenido

IMCO Propone....4
1. Introducción....8
2. El estado de la transición energética en América del Norte....9
2.1 Evolución de la matriz energética a nivel regional y a nivel nacional....9
2.1.1 México....11
2.1.2 Estados Unidos....12
2.1.3 Canadá....13
2.2 Cambios regulatorios en México....14
2.2.1 Nuevos proyectos....17
2.3 Cambios regulatorios en Estados Unidos....19
2.4 Cambios regulatorios en Canadá....22
3. Minerales críticos para la transición energética y la economía del futuro....23
4. ¿Hay margen para mayor integración entre los socios norteamericanos?....26
4.1 Antecedente inmediato: consultas T-MEC por la política energética mexicana....27
4.2 La revisión del T-MEC y el sector energético....28
5. Conclusiones....29
6. Bibliografía....31
7. Anexos....36
Anexo I: Lista de minerales críticos identificados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS)....36

IMCO Propone

Para los inversionistas

- **Seleccionar el vehículo de entrada a la generación eléctrica mexicana en función del apetito de riesgo de mercado.** La Ley del Sector Eléctrico ofrece tres posiciones distintas frente al Estado con implicaciones muy diferentes de control y retorno. En la producción de largo plazo la empresa privada construye, financia y es dueña de la planta, pero vende toda su energía a Comisión Federal de Electricidad (CFE) bajo contrato sin acceso al mercado abierto. En la inversión mixta, CFE es dueña del 54% y tiene derecho preferente sobre la energía producida, una sociedad con acceso directo a la demanda pública a cambio de ceder el control mayoritario. También es posible desarrollar una central en solitario para venderla en el Mercado Eléctrico Mayorista sin ceder capital a CFE.

- **Evaluar el autoconsumo y la generación distribuida como ruta de entrada, útil tanto para la empresa que quiere blindar su propia operación como para las que ofrecen ese servicio.** El autoconsumo permite generar electricidad para cubrir el consumo de quien tiene el permiso, en plantas con capacidad de 0.7 MW en adelante. La figura de generación distribuida aplica para capacidades menores a 0.7 MW conectadas directamente a la red local, esta figura no requiere permiso. Ambas figuras aplican para cubrir el consumo propio en el mismo sitio de la generación. Esto abre oportunidades para consumidores con mayor escala que buscan no depender por completo del suministro de un tercero a través de la red de transmisión y distribución de la CFE. Esto crea un mercado para desarrolladores especializados, que comercialicen y en su caso operen este tipo de sistemas. Ambas figuras permiten a los usuarios tener control y certidumbre de su suministro eléctrico.

- **Posicionarse como proveedor de equipo y tecnología para generación renovable y almacenamiento.** La demanda crecerá tanto del lado público como del privado. La propia CFE tiene programados 2,850 MW eólicos, 5,393 MW solares y 2,216 MW de almacenamiento en baterías para 2025-2030, mientras que de los 10,995 MW reservados a particulares en ese mismo periodo, 7,405 MW todavía no tienen mecanismo de asignación definido, capacidad que eventualmente alguien tendrá que construir y equipar. La necesidad de generación eléctrica en México es incuestionable, independientemente de quién la construye, por lo que la oportunidad de suministro de bienes y servicios en cualquier modalidad regulatoria existe y cada vez será mayor.

- **Identificar minerales críticos con potencial de explotación en la región que actualmente no están siendo aprovechados**, particularmente aquellos en los que México, Estados Unidos y Canadá cuentan con reservas conocidas pero capacidad de procesamiento limitada. Dado que China concentra la mayor parte del procesamiento global de minerales críticos, los proyectos que integren extracción y una primera etapa

de procesamiento dentro de América del Norte tienen una ventaja competitiva y estratégica adicional frente a quienes solo exportan mineral en bruto.

Para las autoridades de América del Norte

- **Crear un acuerdo piloto entre México y Estados Unidos y Canadá, que ya operan de forma coordinada con el norte de Baja California bajo el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (WECC)**[3], en el que se lleve registro de los nuevos centros de datos que se instalen ahí, así como la generación eléctrica que cada uno de ellos debe aportar. Esa zona ya coopera técnicamente entre los tres países, así que no se partiría de cero. Dos operadores eléctricos, uno en Estados Unidos y otro en Alberta, Canadá, ya iniciaron el proceso para exigirles a los centros de datos que lleven su propia generación, así que México llegaría a una tendencia regulatoria que ya está en marcha entre sus vecinos.

- **Ampliar el mandato geográfico y la capitalización del Banco de Desarrollo de América del Norte (NADBank)**, hoy limitado por su carta constitutiva a financiar proyectos dentro de una franja de 100 kilómetros al norte y 300 kilómetros al sur de la frontera México-Estados Unidos. El banco ya ha financiado proyectos de energía renovable transfronteriza dentro de ese perímetro. Propuestas previas ante el Congreso estadounidense para extender su radio de acción más allá de la franja fronteriza permitirían aprovechar esa experiencia en proyectos de generación limpia, transmisión y minería crítica en el resto del territorio de los dos países.[4]

- **Desarrollar un mecanismo trilateral de cooperación en minerales críticos entre México, Estados Unidos y Canadá, fundamentado en la disponibilidad de recursos y la complementariedad de capacidades productivas entre los tres países.** Existe ya un punto de partida concreto sobre el cual construirlo; en febrero de 2026 el gobierno de Estados Unidos convocó el *Critical Minerals Ministerial*, del que surgió el *Forum on Resource Geostrategic Engagement* (FORGE) para volver viables los proyectos mineros frente a la volatilidad de los mercados. México participa de forma bilateral mediante un Plan de Acción sobre Minerales Críticos, una iniciativa para evaluar la coordinación de políticas en esta materia con Estados Unidos. Por su parte, el gobierno canadiense tuvo representación en la reunión FORGE, a pesar de las tensiones comerciales, y cuenta con un marco de cooperación similar al de México desde el año 2020. Extender este mecanismo a una versión trilateral, con estándares comunes de operación entre los tres países, ofrece una vía concreta para que América del Norte reduzca su dependencia de

[3] Western Electricity Coordinating Council (WECC), "Compliance - Baja California, Mexico", https://www.wecc.org/program-areas/compliance/compliance-baja-california-mexico (Consultado el 27/10/2026).
[4] North American Development Bank (NADBank), "Agreement Between the Government of the United States of America and the Government of the United Mexican States Concerning the Establishment of a North American Development Bank", https://nadbank.org/hubfs/documents/amended-charter-2017.pdf?hsLang=en (Consultado el 20/08/2026).

terceros países en el procesamiento de minerales esenciales para la transición energética.

Para las autoridades mexicanas

- **Evitar que el otorgamiento de nuevos permisos de generación para el Mercado Eléctrico Mayorista dependa, en la práctica, del calendario de convocatorias de la Secretaría de Energía (SENER).** El marco vigente prevé que las solicitudes se presenten ante la Comisión Nacional de Energía (CNE) siempre que los proyectos sean consistentes con la planeación vinculante. Sin embargo, los permisos nuevos de los que hay registro público se han otorgado mediante convocatorias de la SENER, cuyos calendarios se han modificado en repetidas ocasiones. Por ello, se propone que la vía ordinaria ante la CNE opere de forma efectiva y continua, en paralelo a las convocatorias estratégicas, con actualización frecuente de las capacidades de interconexión disponibles, criterios públicos de compatibilidad con la planeación vinculante y cumplimiento de los plazos de resolución ya establecidos.

- **Acelerar el despliegue de proyectos de transmisión y aprovechar a cabalidad los mecanismos de financiamiento que ya existen.** CFE cuenta con acceso diversificado a capital, incluyendo bonos sostenibles, líneas de crédito con banca de desarrollo multilateral y una Fibra E. La necesidad de expansión y refuerzo de la red demanda montos de inversión muy grandes que requieren explorar más fuentes y estructuras de financiamiento. La Fibra E colocó su primer bono por 725 millones de dólares en septiembre de 2025. Sin embargo, la expansión y el refuerzo de la red demandan montos considerables. El Programa de Desarrollo 2026-2030 prevé unos 132 mil millones de pesos para transmisión, de los cuales la Fibra E cubriría unos 48 mil millones. Será necesario explorar más fuentes y estructuras de financiamiento para concretar su objetivo.

- **Dar el siguiente paso a la coordinación que ya iniciaron CFE y la industria de centros de datos para convertir ese intercambio de información en una condición formal de interconexión.** Desde septiembre de 2026, el Gobierno de México y la Asociación Mexicana de Centros de Datos ya comparten información de proyectos en mesas técnicas, un buen punto de partida que hasta ahora se centra en planear y en que el desarrollador se haga cargo de las obras de interconexión. Además, sería importante que, a partir de cierto tamaño, un nuevo centro de datos acompañe su solicitud de interconexión con un plan de generación limpia equivalente a su demanda, ya sea propia o contratada. Esto le daría a México una herramienta con la que hoy no cuenta y ayudaría a que ese crecimiento llegue acompañado de la generación adicional que requiere.

- **Diseñar una estrategia nacional de minerales críticos anclada tanto a las necesidades de los sectores prioritarios del Plan México como a las metas de transición energética del país.** El primer paso debe ser resolver un vacío básico de información. A diferencia de Estados Unidos, donde el Servicio Geológico de Estados

Unidos (USGS por sus siglas en inglés) reconoce 60 minerales críticos, y de Canadá, con 31 identificados por su gobierno, México todavía no cuenta con información oficial sobre cuáles de estos minerales tiene, en dónde se ubican ni qué tan grandes son sus reservas. Se necesita identificar mineral por mineral: cuáles son indispensables para estas cadenas de valor y cuál es la brecha entre la demanda proyectada y la producción o reservas nacionales. Sin ese diagnóstico, la política minera y la política industrial seguirán operando de manera desarticulada en detrimento de la estrategia de minerales críticos.

- **Ajustar la implementación del Artículo 118 de la Ley de Aguas Nacionales, reformado recientemente, para restringir la construcción de infraestructura minera cerca de cuerpos de agua.** El propósito es sustituir las prohibiciones generales por criterios técnicos diferenciados según el riesgo hídrico y ambiental de cada proyecto. Una restricción generalizada, sin distinguir entre operaciones con manejo adecuado de residuos y aquellas que representan un riesgo real, puede desincentivar inversión sin traducirse necesariamente en una mejor protección del recurso hídrico.

1. Introducción

La digitalización de la economía, acelerada por la adopción de inteligencia artificial y el desarrollo de centros de datos, está presionando las necesidades energéticas en todo el mundo. Goldman Sachs proyecta que la demanda de los centros de datos estadounidenses pasará de 31 a 66 gigawatts (GW) entre 2025 y 2027, más del doble en apenas dos años. Esta tendencia es particularmente relevante para América del Norte como región, pues México, Estados Unidos y Canadá comparten una combinación de recursos energéticos complementarios, economías profundamente interconectadas e intercambios de electricidad y combustibles que los vuelven interdependientes. El crecimiento de esta demanda converge, además, con un resurgimiento de las preocupaciones de seguridad energética que, en muchos países, pesan incluso más políticamente que la agenda ambiental que había impulsado la transformación de la matriz energética regional en años recientes.

Para entender cómo se ha reconfigurado este panorama e identificar las oportunidades hacia adelante, **el IMCO y la Fundación Friedrich Naumann analizan en este documento la evolución reciente y el estado actual del sector eléctrico de América del Norte, con énfasis en las oportunidades de inversión y desarrollo de infraestructura para el sector privado,** tanto para actores de la propia región como para inversionistas europeos interesados en participar en ella.

El análisis muestra que, en conjunto, los tres países pasaron de generar poco más de un tercio de su electricidad con fuentes de baja emisión en 2013 a 43% en 2023, mientras la participación del carbón se redujo a la mitad, de 34.4% a 14.6%, en el mismo periodo. Aunque el ritmo y la combinación de tecnologías difieren entre países, la tendencia general apunta hacia la adopción de tecnología limpia.

Esta investigación evidencia que la transición energética avanza en la región pese a los vaivenes políticos, y que la brecha entre una demanda creciente y una inversión insuficiente en los tres países abre la puerta a la participación privada nacional y extranjera. Ese avance se explica, en buena parte, porque hoy la energía limpia es más eficiente en costos que las alternativas convencionales. Basta el ejemplo de Texas, donde la generación eólica y solar se expandió de forma masiva en un mercado eléctrico competitivo y con pocos mandatos públicos, simplemente porque resultó ser la opción más barata para añadir capacidad.

Además, se exponen los cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico mexicano, estadounidense y canadiense en los últimos años. En el caso de México se explican las nuevas disposiciones legales del sector que tienen como regla central que el Estado controle al menos 54% de la energía inyectada a la red en cada año calendario. De tal forma que México cuenta con mecanismos que permiten la entrada de capital privado en el sector eléctrico, pero operan dentro de una planeación vinculante y de la prevalencia estatal. Esto convierte a la inversión privada en un actor complementario a las prioridades del Estado y no en un motor autónomo de desarrollo.

Finalmente, se analiza la condición actual de la integración de América del Norte en materia eléctrica y las posibilidades de su profundización. Se argumenta que la colaboración regional existe, pero está más desarrollada entre Canadá y Estados Unidos, sobre todo en infraestructura física. Sin embargo, la colaboración carece de mecanismos institucionales y trilaterales de largo alcance, además de que las tensiones comerciales actuales hacen poco probable su profundización en el corto plazo. En conjunto, la investigación argumenta que existen oportunidades reales, pero su alcance depende de que los gobiernos de la región aseguren certeza jurídica y reduzcan la fricción comercial.

2. El estado de la transición energética en América del Norte

Entender hacia dónde se dirige la región exige primero establecer dónde se encuentra hoy. Aunque Estados Unidos, México y Canadá comparten un mercado energético cada vez más integrado, cada uno avanza en la transición a un ritmo distinto, delimitado por su propia dotación de recursos, su marco regulatorio y las prioridades de sus gobiernos en turno. Esta sección ofrece un panorama general del estado actual de la transición energética en América del Norte: primero a través de la evolución de la matriz energética, tanto a nivel regional como en cada uno de los tres países, y después mediante un repaso de los cambios más relevantes en la política energética de México, Estados Unidos y Canadá durante los últimos años.

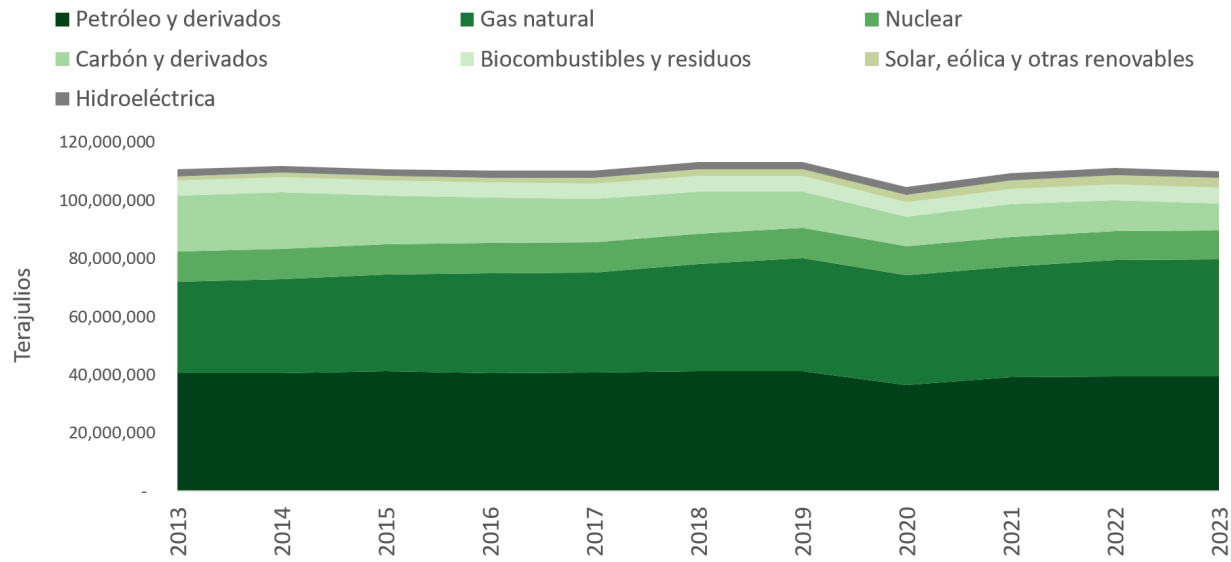
2.1 Evolución de la matriz energética a nivel regional y a nivel nacional

De acuerdo con el último dato disponible de la Agencia Internacional de Energía (AIE), para 2023, 19% de la energía total producida en la región provino de fuentes limpias.[5] Esto es resultado de más de una década de cambio estructural en la matriz. La oferta de energía a partir de carbón pasó de 19.4 millones de terajulios (TJ) en 2013 a 9.2 millones de TJ en 2023 (de 17.6% a 8.4% de la oferta total), mientras que el gas natural pasó de 31.6 a 40.3 millones de TJ (de 28.6% a 36.6%). La oferta de energía solar, eólica y otras renovables más que se duplicó, de 1.36 a 3.35 millones de TJ (de 1.2% a 3.0%).[6]

[5] Por energías limpias se entiende, en el marco de la Ley del Sector Eléctrico, las fuentes y procesos de generación cuyas emisiones o residuos no rebasan los umbrales establecidos. Esto incluye a la energía eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica y nuclear, así como los biocombustibles y el aprovechamiento de residuos. El gas natural, en cambio, es un combustible fósil y la ley no lo enumera como fuente limpia, aunque su uso puede acompañar la transición al desplazar a combustibles más contaminantes.
[6] Agencia Internacional de Energía (AIE), "North America – Countries & Regions", https://www.iea.org/regions/north-america/energy-mix (Consultado el 23/08/2026).

Gráfica 1: La matriz energética de América del Norte se ha descarbonizado gradualmente

Suministro total de energía total por fuente en América del Norte (Terajulios)



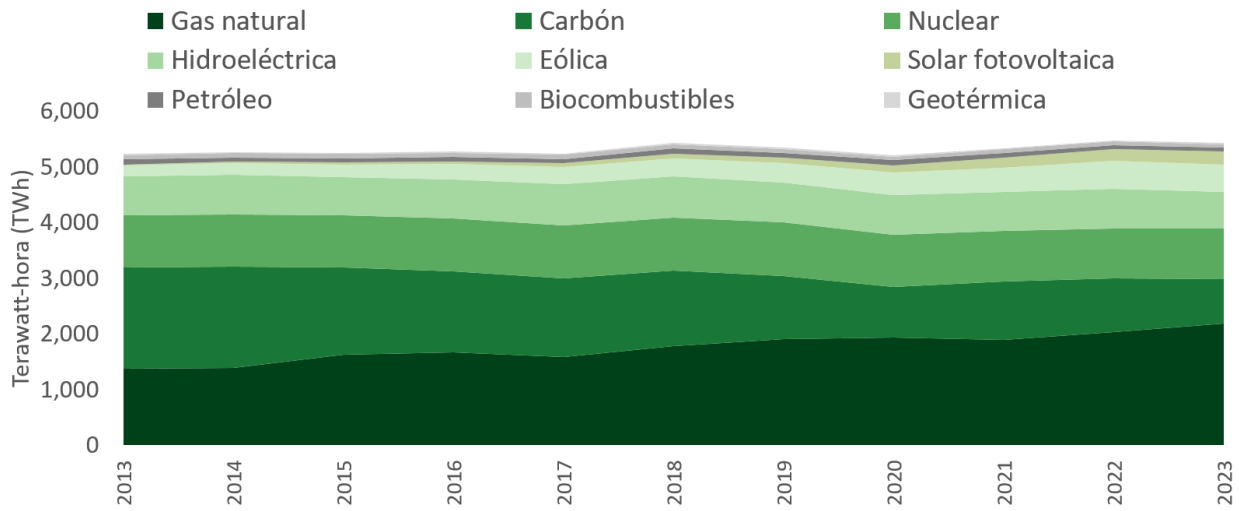
Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

En generación eléctrica el cambio es todavía más visible. De acuerdo con la AIE, en 2023 las fuentes de baja emisión representaron 43% de la generación eléctrica de América del Norte.[7] El carbón cayó de 1,809.6 a 798.5 terawatts-hora (TWh), de 34.4% a 14.6% de la generación regional. Esta caída fue compensada con el uso de gas natural que pasó de generar 1,381.6 TWh en 2013 a 2,193.1 TWh en 2023 (de 26.3% a 40.1% de la generación). La eólica creció de 192.0 a 487.4 TWh, de 3.6% a 8.9%. La solar fotovoltaica pasó de apenas 16.3 a 245.1 TWh, de 0.3% a 4.5%, el crecimiento porcentual más pronunciado de cualquier fuente en la región.[8]

[7] Agencia Internacional de Energía (AIE), "North America – Countries & Regions", https://www.iea.org/regions/north-america/electricity (Consultado el 23/08/2026).
[8] Agencia Internacional de Energía (AIE), "North America – Countries & Regions", https://www.iea.org/regions/north-america/energy-mix (Consultado el 23/08/2026).

Gráfica 2: El gas natural ha aumentado su participación en la generación eléctrica de la región

Generación eléctrica por fuente en América del Norte (Terawatt-hora)



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

2.1.1 México

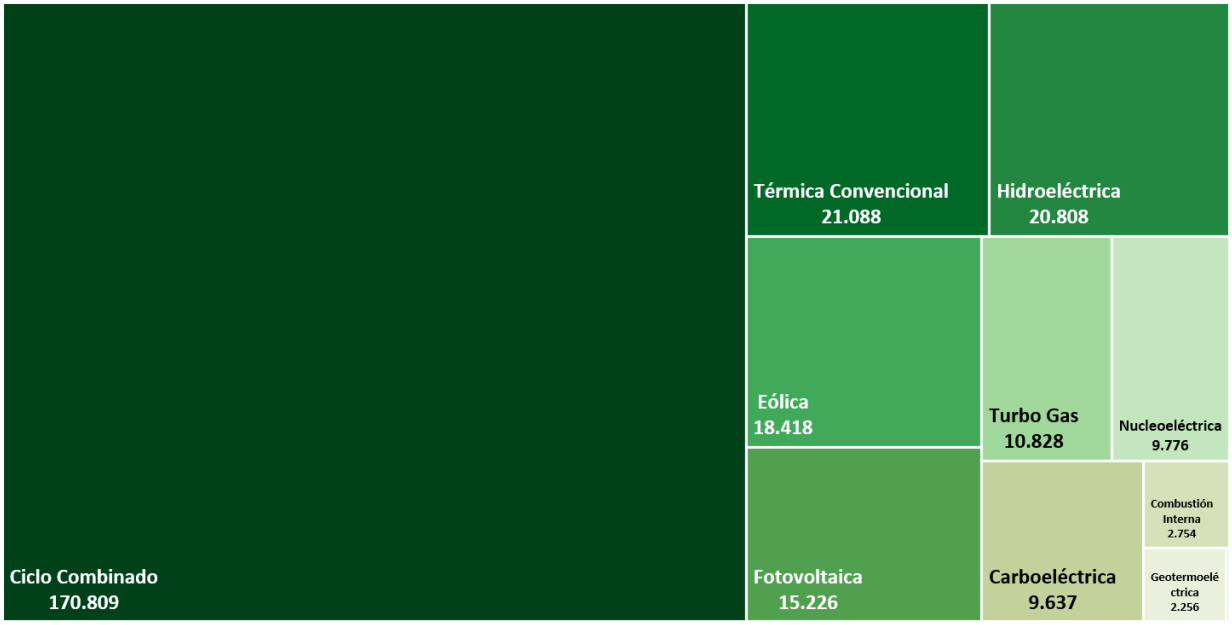
Cada país parte de una base distinta. Según la AIE, en México el petróleo sigue siendo la principal fuente de la oferta total de energía (43.1% en 2023, aunque se redujo desde 51.8% en 2013). Esta participación refleja su peso en el transporte más que en la generación eléctrica.[9] En electricidad, específicamente, el gas natural ya era la fuente dominante desde 2013 (55.8%) y aumentó su participación a 60.9% en 2023, sobre todo por su uso en las plantas de generación de ciclo combinado. El cambio más notable ocurrió en solar fotovoltaica, que pasó de una participación mínima (106 gigawatts-hora -GWh-, 0.04%) a 23,560 GWh (6.2%) en solo una década —superando incluso a la eólica (de 1.4% a 5.5%)—, mientras la hidroeléctrica retrocedió de 9.4% a 5.5% y el carbón de 10.7% a 8.7%.[10]

Esta composición se puede observar con datos más recientes del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de generación eléctrica por tipo de fuente en México. En 2025, la generación eléctrica a partir de ciclo combinado representó 61.2% del total, seguido de la hidroeléctrica (8.2%) y la térmica convencional (6.9%). Por su parte, la eólica siguió ganando terreno de forma moderada al representar 6.1% del total, por encima de la solar con 5.4%. Con esto, la generación de energías limpias fue el 23.5% del total para 2025, lejos de la meta de 35-38% del Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE). A continuación se muestra cómo se distribuyó la generación en los primeros tres trimestres de 2026.

[9] Agencia Internacional de Energía (AIE), "North America – Countries & Regions", https://www.iea.org/regions/north-america/energy-mix (Consultado el 23/08/2026).
[10] Agencia Internacional de Energía (AIE), "Mexico – Countries & Regions", https://www.iea.org/countries/mexico/electricity (Consultado el 23/08/2026).

Gráfica 3: Casi una cuarta parte de la electricidad generada en México de enero a septiembre de 2026 provino de fuentes limpias

Generación eléctrica de México acumulada de enero a septiembre de 2026 por tecnología (Terawatt-hora)



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

2.1.2 Estados Unidos

En Estados Unidos, el mercado eléctrico más grande de la región, el carbón se desplomó de 39.8% de la generación en 2013 a 16.7% en 2023. El gas natural creció de 26.9% a 41.9%, consolidándose como la fuente predominante. La energía eólica más que duplicó su participación (de 3.9% a 9.6%) y la solar fotovoltaica pasó de un peso casi nulo (0.3%) a 4.8%. La generación nuclear e hidroeléctrica se mantuvieron relativamente estables, en torno a 18-19% y 6-7% respectivamente.[11]

Para 2025, la composición se mantuvo prácticamente estable frente a 2023, según datos de la Administración de Información Energética (AIE) de Estados Unidos. El gas natural conservó su lugar como fuente predominante con 39.8% de la generación, seguido por la nuclear con 18.4% y el carbón con 17.1%. La eólica llegó a 10.9% y la solar fotovoltaica continuó su expansión hasta 6.9%, mientras que la hidroeléctrica retrocedió ligeramente a 5.8%. En conjunto, las renovables (hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y biomasa) representaron 24.3% de la generación eléctrica del país.

[11] Agencia Internacional de Energía (AIE), "United States – Countries & Regions", https://www.iea.org/countries/united-states/electricity (Consultado el 23/08/2026).

2.1.3 Canadá

Canadá tiene la generación eléctrica más limpia de la región gracias al peso histórico de las hidroeléctricas que, aunque redujeron ligeramente su participación (de 59.5% en 2013 a 57.0% en 2023), continúan siendo la fuente dominante. El carbón casi desapareció de la matriz (de 9.9% a 3.7%), mientras el gas natural casi duplicó su participación (de 8.7% a 15.2%) —aún la más baja entre los tres países—. La eólica creció de 2.7% a 6.4% y la solar, aunque en expansión, se mantuvo la menos desarrollada de la región (de 0.2% a 1.1%). La energía nuclear se mantuvo relativamente estable, al pasar de 15.7% a 14.1%[12]

Al utilizar la información de Estadísticas de Canadá (Canada Statistics), se observa que en 2025 la generación canadiense estuvo dominada por la hidroeléctrica, que representó 54.9% del total. Los combustibles fósiles y biomasa (categoría que Estadísticas de Canadá reporta de forma agregada) aportaron 22.9%, seguidos por la nuclear con 13.0% y la eólica con 8.1%. La solar fotovoltaica, aunque creció, se mantuvo marginal con apenas 1.0% de la generación.

Los datos expuestos en esta sección confirman que la manera de producir energía en la región se ha transformado considerablemente, en particular para generación eléctrica. Por un lado, se ha reemplazado el uso de fuentes como el carbón y el petróleo por un recurso fósil con menores emisiones como lo es el gas natural. Por otro lado, la tecnología eólica y solar fotovoltaica han ganado terreno dentro de la matriz energética regional, aunque a ritmos y con puntos de partida distintos entre países.

Lo anterior obedece, en buena medida, a que la capacidad de generación renovable es mucho más eficiente en términos de costos. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), 91% de la capacidad renovable de escala industrial instalada en 2024 a nivel global ya generaba electricidad más barata que la alternativa fósil más económica disponible. La eólica terrestre fue la fuente renovable nueva más económica a nivel global, con un costo de 0.034 dólares por kilowatt-hora (kWh) (34 dólares por megawatt-hora -MWh-), mientras que la solar fotovoltaica se ubicó en 0.043 dólares por kWh (43 dólares por MWh).[13]

En otras palabras, **las energías limpias tienen una ventaja económica sobre las convencionales, lo que explica su desarrollo reciente y hace viable su expansión.** Sin embargo, la velocidad de ese cambio depende de la facilidad de invertir en generación y de integrarla al sistema, un obstáculo ligado a la política pública y la regulación de cada país. Los siguientes párrafos profundizan en los cambios de política en esta materia en los últimos años, comenzando por el caso de México.

[12] Agencia Internacional de Energía (AIE), "Canada – Countries & Regions", https://www.iea.org/countries/canada/electricity (Consultado el 23/08/2026)
[13] International Renewable Energy Agency (IRENA)."91% of New Renewable Projects Now Cheaper Than Fossil Fuels Alternatives". https://www.irena.org/News/pressreleases/2025/Jul/91-Percent-of-New-Renewable-Projects-Now-Cheaper-Than-Fossil-Fuels-Alternatives (Consultado el 20/08/2026).

2.2 Cambios regulatorios en México

El marco jurídico del sector eléctrico mexicano se reconfiguró entre 2024 y 2025, de forma que se fortaleció el papel del Estado como rector y como generador, y la participación privada quedó condicionada a la planeación vinculante. La Ley del Sector Eléctrico (LSE) se publicó el 18 de marzo de 2025 y el 3 de octubre de 2025 se publicaron los reglamentos de la LSE, la Ley de Geotermia y la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE).[14] Estos instrumentos establecen las reglas vigentes para el Estado y para los particulares, aunque, como se describe más adelante, varias disposiciones complementarias siguen sin emitirse.

La regla central de este nuevo marco es que el Estado debe controlar al menos 54% de la energía inyectada a la red en cada año calendario.[15] La LSE permite que la generación de electricidad la realice el Estado, los particulares, o ambos en conjunto mediante esquemas de inversión mixta. La actividad de generación se organiza principalmente en tres figuras. **La primera es la generación distribuida, para centrales menores a 0.7 MW** interconectadas a la red de distribución, que no requiere permiso de generación y puede destinarse al consumo propio. **La segunda es el autoconsumo, para centrales de 0.7 MW o más destinadas a cubrir las necesidades propias del permisionario**, con un trámite simplificado para los proyectos interconectados de entre 0.7 y 20 MW. **La tercera es la generación para el Mercado Eléctrico Mayorista, para centrales de 0.7 MW o más cuya producción se destina a la comercialización,** y que puede desarrollarse por el Estado, por particulares, o mediante esquemas de desarrollo mixto.

Dentro de esta última figura, cuando el proyecto se desarrolla de forma conjunta entre el Estado y los particulares, la ley prevé dos esquemas. En la producción de largo plazo, la empresa privada construye, financia y es dueña de la planta, pero vende la totalidad de su energía y potencia a la CFE sin que la planta pueda vender excedentes a terceros. En la inversión mixta, la CFE mantiene al menos 54% de la planta y tiene derecho preferente a adquirir la energía producida, y lo que no adquiere se comercializa en el mercado a través de la propia CFE como representante de la central.

[14] Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), "Plan México y generación eléctrica: la infraestructura pendiente", https://imco.org.mx/plan-mexico-y-generacion-electrica-la-infraestructura-pendiente/ (Consultado el 25/08/2026).
[15] Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), "Mercado eléctrico en México: nuevas reglas y camino regulatorio pendiente", https://imco.org.mx/mercado-electrico-en-mexico-nuevas-reglas-y-camino-regulatorio-pendiente/ (Consultado el 25/08/2026).

Tabla 1: Se establecieron nuevos esquemas de generación eléctrica y participación privada

Resumen de esquemas con base en la Ley del Sector Eléctrico y su Reglamento

Figura	Umbral de capacidad	Quién lo desarrolla	Destino de la energía y particularidad clave
Generación distribuida	Menor a 0.7 MW	Particulares	Propio consumo. Es la vía de entrada más simple para proyectos pequeños
Autoconsumo aislado o interconectado	0.7 MW o más (trámite simplificado entre 0.7 y 20 MW)	Particulares	Cubre las necesidades propias del permisionario. Los excedentes solo pueden venderse a la CFE
Generación para el Mercado Eléctrico Mayorista	0.7 MW o más	Estado, particulares, o ambos mediante esquemas de desarrollo mixto: I. Producción de largo plazo II. Inversión mixta	La producción se destina a la comercialización en el mercado eléctrico
Cogeneración	Sin umbral de capacidad definido	Particulares, generalmente industrias con necesidades térmicas propias	Electricidad producida junto con vapor u otra energía térmica, o a partir de energía térmica o combustibles de los propios procesos industriales del permisionario

Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Comisión Nacional de Energía.

Los cambios anteriormente descritos se acompañaron con una reestructuración institucional del sector. Previo a 2025, el órgano regulador de energía en México era la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Este órgano operaba de manera autónoma a la Secretaría de Energía. Tras su extinción en 2025, se creó dentro de la Secretaría la Comisión Nacional de Energía (CNE). El cambio se acompañó de una cláusula de continuidad transitoria que mantuvo vigentes las disposiciones, normas y lineamientos emitidos por la extinta CRE hasta que la CNE los derogue, modifique o sustituya de forma expresa.[16] Bajo ese mecanismo se ha avanzado en la

[16] Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), "Mercado eléctrico en México: nuevas reglas y camino regulatorio pendiente",

actualización de las reglas de autoconsumo y almacenamiento, los lineamientos de migración de permisos legados de autoabastecimiento, cogeneración y PIE hacia las figuras de la nueva Ley del Sector Eléctrico, y los mecanismos competitivos de adquisición de electricidad, capacidad y servicios conexos que opera el CENACE.

No obstante, persisten vacíos relevantes como la publicación de la Estrategia de Transición Energética y el Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PLATEASE) previstos en la Ley de Planeación y Transición Energética, la permanencia integral de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista originales, y la ausencia de una disposición propia de la CNE que sustituya el sistema de gestión de Certificados de Energía Limpia heredado de la CRE. En estos casos —salvo las Bases del Mercado Eléctrico— son disposiciones que guían la transición energética en México. **Aunque esto ya está delineado en distintos documentos del nuevo marco regulatorio, confirmar su permanencia o actualización mediante el nuevo organismo regulador fortalecería la previsibilidad del sector.**

El nuevo marco normativo fortalece el papel del Estado como rector del sistema eléctrico y como participante activo de la generación, lo cual trae consigo un riesgo concreto, sostener 54% de la generación exige al Estado un nivel de inversión pública que condiciona buena parte de sus decisiones de inversión no solo para el sistema eléctrico sino para la inversión pública en general. **A esto se suma que el órgano regulador dejó de ser un ente autónomo para integrarse a la administración pública centralizada, un cambio que reduce su independencia frente al Ejecutivo y que, en la práctica, puede incrementar el margen de discrecionalidad en el otorgamiento de permisos.**

Las disposiciones para los esquemas de generación muestran distintas puertas de entrada para la participación privada, tanto de actores nacionales como internacionales. La generación distribuida abre espacio a proyectos de pequeña escala y a proveedores que equipan a empresas para el autoconsumo, mientras que la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista permite a los grandes generadores privados comercializar su producción de forma autónoma o venderla directamente al Estado. Bajo las modalidades de contratos de largo plazo e inversión mixta, esta segunda vía permite que el capital privado se traduzca en generación contabilizada como pública, lo cual confirma una intención explícita de atraer inversión privada, aunque esa intención todavía debe sostenerse con resultados verificables en el tiempo.

Los vacíos regulatorios identificados a lo largo de esta sección persisten, pero se han reducido de forma constante durante el último año. Si bien esta intención es particularmente visible en el PLADESE, documento vinculante emitido por la Secretaría de Energía que traza la ruta de expansión del Sistema Eléctrico Nacional a 15 años, el sistema es hoy uno de planeación central en el cual la inversión privada tiene un espacio dependiente de las convocatorias emitidas por las autoridades.

https://imco.org.mx/mercado-electrico-en-mexico-nuevas-reglas-y-camino-regulatorio-pendiente/ (Consultado el 25/08/2026).

2.2.1 Nuevos proyectos

El PLADESE plantea la meta de aumentar en 28,004 MW entre 2025 y 2030. El Estado asume la mayor parte con 17,009 MW, de los cuales 2,963 MW corresponden al plan de fortalecimiento de CFE heredado de la administración anterior y 14,046 MW a proyectos de la actual (2025-2030). A los particulares se les reservan 10,995 MW en esa misma etapa, divididos en 3,590 MW que ya cuentan con contrato de interconexión y 7,405 MW de proyectos que todavía están por asignarse.

En cuanto a la meta de energía limpia para 2030, los documentos de planeación no han sido consistentes entre sí: el Plan Nacional de Desarrollo mantiene el objetivo de 45% de generación a partir de fuentes limpias, mientras que el PLADESE plantea una meta más conservadora, de entre 35% y 38%. Ninguna de las dos está cerca del punto de partida. En 2025 la generación limpia fue 23.5% y en enero-septiembre de 2026 fue 23.6%, lo que implica un avance prácticamente nulo. **Alcanzar el rango del PLADESE exige avanzar entre 2.3 y 2.9 puntos porcentuales por año, más del doble de lo observado entre 2024 y 2025.**

En este marco se encuentran algunos proyectos de generación eléctrica anunciados por el gobierno. Destacan el proyecto de energía solar fotovoltaica de Puerto Peñasco, Sonora, que contempla llegar a mil MW hacia 2027-2028 una vez concluidas sus cuatro etapas. Actualmente están en operación la primera y segunda secuencia del proyecto con una capacidad de generación conjunta de 420 MW.[17] Además de este plan, la propia CFE tiene programadas adiciones de capacidad de generación para el periodo 2025-2030: 2,850 MW eólicos, 5,393 MW solares fotovoltaicos y 2,216 MW de almacenamiento en baterías. [18] Es importante mencionar que estas cifras son únicamente anuncios que todavía no se han concretado.

Más allá de estos proyectos anunciados, los datos sobre permisos de generación ya otorgados ofrecen otra forma de dimensionar el ritmo de la inversión. De los 673 permisos otorgados entre 2014 y octubre de 2026, 68.4% (460 permisos, 71,556.5 MW autorizados) corresponde al periodo 2014-2018, mientras que apenas 19.0% (128 permisos, 16,686 MW autorizados) se otorgó entre 2019 y 2024. En términos de capacidad la participación es de 74.0% frente a 17.3%, una brecha todavía más marcada que en número de permisos, lo que confirma la desaceleración del sector durante el periodo 2019-2024. Esto se puede observar en la siguiente tabla.

[17] Comisión Federal de Electricidad (CFE), “El complejo fotovoltaico Puerto Peñasco de la CFE se consolida como uno de los proyectos solares más importantes de América Latina”, https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=13842 (Consultado el 09/10/2026).
[18] Diario Oficial de la Federación, “ Programa Sectorial de Energía 2025-2030,” https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5776838&fecha=22/12/2025#gsc.tab=0 (Consultado el 25/08/2026).

Tabla 2: Los permisos de generación eléctrica repuntan desde 2025, tras limitaciones entre 2019-2024

Resumen de permisos de generación vigentes al 31 de octubre de 2026

Periodo de Otorgamiento	Número de Permisos	Capacidad Autorizada (MW)	Generación Estimada (GWh/Año)	Inversión Estimada (mdd)
Antes de 2014	367	25,566	163,681	30,274
2014 a 2018	460	71,557	496,676	78,658
2019 a 2024	128	16,686	81,794	12,986
2025 a 2026	85	8,425	35,993	17,865

Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Comisión Nacional de Energía.

En otras palabras, la tendencia a la baja en permisos de generación eléctrica observada entre 2019 y 2024 comenzó a revertirse a partir de 2025. En 22 meses, de enero de 2025 a octubre de 2026, se han otorgado 85 permisos (8,425.5 MW autorizados). **El ritmo mensual de nuevos permisos más que se duplicó frente al periodo 2019-2024, aunque todavía equivale a poco más de la mitad del ritmo registrado entre 2014 y 2018.** Esto es relevante ya que los objetivos de crecimiento de generación eléctrica exigen otorgar permisos a tiempo para impulsar la inversión. Sin embargo, lo importante es que esos permisos se traduzcan en proyectos que se construyan y operen en el menor tiempo posible para impulsar la inversión en todos los sectores de la economía mexicana.

Frente al reto de inversión que el Estado no puede cubrir por sí solo, México ha anunciado el impulso de proyectos de cooperación energética. Uno de los más recientes es el acuerdo firmado el 27 de mayo de 2026 entre la SENER y el Banco Europeo de Inversiones (BEI), que formalizó un memorando de entendimiento para reactivar la cooperación financiera en el sector energético mexicano y que se tradujo en un préstamo de 150 millones de euros del BEI a Bancomext para inversiones verdes.[19] El acuerdo se enmarca en la estrategia *Global Gateway* de la Unión Europea, que busca movilizar hasta 400,000 millones de euros a nivel global para transiciones verdes y digitales hacia 2027.[20] **Sin embargo, no existe información pública sobre la forma específica en la que se ejercerán esos recursos ni sobre su impacto en el sistema eléctrico.**

En el terreno específico del hidrógeno verde, la cooperación bilateral con Alemania es la más relevante a través de la Alianza Energética México-Alemania, plataforma establecida en 2015

[19] Secretaría de Economía, “El BEI firma un acuerdo con la Secretaría de Energía de México para impulsar inversiones energéticas clave,” https://www.gob.mx/sener/articulos/el-bei-firma-un-acuerdo-con-la-secretaria-de-energia-de-mexico-para-impulsar-inversiones-energeticas-clave (Consultado el 26/08/2026).
[20] Banco Europeo de Inversiones (BEI), "EIB boosts strategic investment in Mexico together with Bancomext", https://www.eib.org/en/press/all/2026-183-eib-boosts-strategic-investment-in-mexico-together-with-bancomext (Consultado el 26/08/2026).

entre ambos gobiernos que incluye entre sus ejes prioritarios el desarrollo de hidrógeno verde y tecnologías Power-to-X.[21] Adicionalmente, en el marco del Foro Global Gateway UE-México, el BEI ha explorado apoyar el Plan Sonora con enfoque en energía sustentable, mientras que el gobierno mexicano ha señalado a las energías renovables, el almacenamiento en baterías y la electromovilidad como áreas prioritarias de colaboración con Europa.[22] De nuevo, todas estas iniciativas serán benéficas para el país en la medida que se aterricen e implementen.

En el caso específico de los proyectos en Sonora es fundamental que se desarrolle la red de transmisión para poder darle salida al potencial renovable de esa zona del país. **Los permisos, los préstamos y los proyectos de generación pierden valor si la energía no puede evacuarse, por lo que sin inversiones significativas en la red estas iniciativas se quedarán en buenas intenciones.**

2.3 Cambios regulatorios en Estados Unidos

La política energética del segundo mandato de Donald Trump ha sido indiscutiblemente favorable para la industria fósil. Casi inmediatamente después de tomar posesión por segunda ocasión, Trump ordenó el retiro de Estados Unidos del Acuerdo de París y suspendió proyectos federales de energía eólica marina.[23] En el mismo tenor, su gobierno se comprometió a un pago de cerca de mil millones de dólares a la empresa francesa *TotalEnergies* para cancelar proyectos de esta naturaleza.[24] Además, aceleró el fin de créditos fiscales a energía solar, eólica y autos eléctricos mediante la *One Big Beautiful Bill Act*.[25]

A pesar de los intentos de la administración Trump por frenar el despliegue de energías limpias, la transición energética estadounidense continúa avanzando por una razón muy simple: los costos y la tecnología trascienden los ciclos políticos. Según el análisis de Lazard de 2025, en sus mejores condiciones la eólica y la solar a gran escala alcanzan un costo nivelado de energía de 37 y 38 dólares por MWh respectivamente, sin subsidios, por debajo del costo

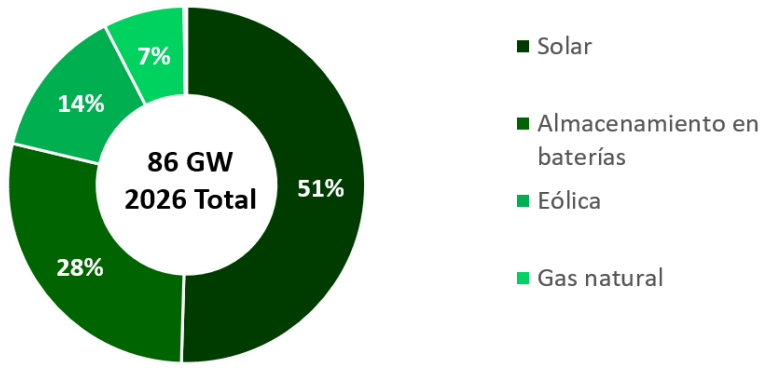
[21] GIZ, "Mexican-German Energy Partnership", https://www.giz.de/en/worldwide/123814.html (Consultado el 26/08/2026).
[22] Secretaría de Relaciones Exteriores, “Foro Global Gateway: La Asociación UE-México lanza nuevas iniciativas empresariales y de sostenibilidad,” https://www.gob.mx/sre/prensa/foro-global-gateway-la-asociacion-ue-mexico-lanza-nuevas-iniciativas-empresariales-y-de-sostenibilidad (Consultado el 26/08/2026).
[23] Energías Renovables, “Trump ordena la retirada del Acuerdo de París”, https://www.energias-renovables.com/panorama/trump-ordena-la-retirada-del-acuerdo-de-20250121 (Consultado el 29/09/2026).
[24] AP News, “Gobierno de Trump pagará a empresa francesa a cambio de abandonar proyectos de energía eólica,” https://apnews.com/article/eeuu-trump-energia-eolica-totalenergies-46a0f302d4bb82b11e28881a041dbe1a (Consultado el 27/08/2026).
[25] Tax Foundation, “How the One Big Beautiful Bill Changes Green Energy Tax Credits”, https://taxfoundation.org/blog/big-beautiful-bill-green-energy-tax-credit-changes/ (Consultado el 29/09/2026).

mínimo de 48 dólares del gas natural de ciclo combinado y muy por debajo de los 71 dólares del carbón.[26]

Las renovables son hoy la forma de generación eléctrica más competitiva en costos en Estados Unidos, incluso sin subsidios, y un parque solar puede construirse en menos de un año, frente a varios años para una planta de gas natural.[27] En 2025, alrededor de 24% de la electricidad del país provino de fuentes renovables —equivalente al consumo de 108 millones de hogares durante un año—, la capacidad instalada renovable alcanzó 33.2% del total[28], y la generación a partir de carbón cayó 53% entre 2000 y 2024.[29] Para 2026, la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) proyecta un año récord de adiciones de capacidad eléctrica —86 GW—, de los cuales 51% serán solares, 28% de almacenamiento en baterías (instalaciones que no generan electricidad, sino que guardan la producida por otras fuentes para inyectarla después a la red, ya sea de forma independiente o asociadas a un proyecto solar o eólico) y 14% eólicos. [30]

Gráfica 4: La mayoría de las adiciones de capacidad eléctrica en Estados Unidos para 2026 serán energías limpias

Capacidad de generación eléctrica adicional en Estados Unidos para 2026 (GW)



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos.

[26] PV Magazine, “Despite low gas prices, solar, wind remain cheapest sources of power in U.S.,” https://pv-magazine-usa.com/2025/06/17/despite-low-gas-prices-solar-wind-remain-cheapest-sources-of-power-in-u-s/ (Consultado 27/08/2026).
[27] Earth Org, “Growth of Renewable Energy in US Defies Trump Administration’s Attacks,” https://earth.org/growth-of-renewable-energy-in-us-defies-trump-administrations-attacks/ (Consultado el 27/08/2026).
[28] El dato excluye a la generación distribuida.
[29] Earth Org, “Growth of Renewable Energy in US Defies Trump Administration’s Attacks,” https://earth.org/growth-of-renewable-energy-in-us-defies-trump-administrations-attacks/ (Consultado el 27/08/2026).
[30] U.S. Energy Information Administration (EIA), “New U.S. electric generating capacity expected to reach a record high in 2026,” https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67205 (Consultado el 27/08/2026).

Una muestra de este cambio estructural se observa, precisamente, en Texas, epicentro histórico de los hidrocarburos en la región. En el territorio texano, el operador de la red eléctrica (ERCOT) verá, según estimaciones oficiales, a la generación solar superar por primera vez a la de carbón en términos anuales en 2026, luego de haberlo hecho ya de forma mensual entre marzo y agosto de 2025.[31] El gas natural, sin embargo, se mantiene como la fuente dominante de la matriz texana, con un promedio de 44% de la generación entre 2021 y 2025, mientras que en ese mismo periodo la participación del carbón cayó de 19% a 13% y la solar creció de 4% a 12%.

Desde el ángulo de política pública, la Ley de Reducción de la Inflación (IRA), aprobada en 2022, fue la principal herramienta federal para acelerar esta descarbonización. La ley ofrecía dos formas de apoyo fiscal, y cada proyecto elegía la que más le convenía. Una planta solar o eólica podía descontar de sus impuestos 30% de lo que costó construirla, o bien cobrar 2.75 centavos de dólar por cada kWh que generara durante sus primeros diez años de operación.[32]

La propia ley contemplaba desde 2022 que, a partir de 2025, estos beneficios dejarían de depender de la tecnología y pasarían a aplicar por igual a cualquier fuente de generación limpia. Sin embargo, una reforma posterior, aprobada en julio de 2025, cambió las reglas solo para la energía eólica y solar, que ahora pierden el beneficio si entran en operación después de 2027, salvo que hayan comenzado a construirse antes de mediados de 2026. El resto de las tecnologías limpias, como el almacenamiento con baterías o la geotermia, conservó plazos más largos.

En suma, el caso estadounidense ofrece una lectura clara para quien evalúa invertir en la región. El riesgo más inmediato se concentra en la ventana de elegibilidad fiscal que la reforma de 2025 recortó específicamente para la eólica y la solar, mientras que el almacenamiento y la geotermia conservan plazos más amplios. Ese riesgo, sin embargo, convive con una ventaja de costos que ningún cambio de administración ha logrado revertir, y que explica por qué un estado como Texas sigue añadiendo capacidad solar y eólica a un ritmo acelerado. Para el inversionista, la lectura práctica es que **el ciclo político puede retrasar o encarecer proyectos puntuales, pero hasta ahora no ha alterado la dirección de fondo del sistema eléctrico estadounidense.**

2.4 Cambios regulatorios en Canadá

El caso canadiense muestra un avance significativo en el desarrollo de energías limpias. Muestra de ello es el dominio de la energía hidroeléctrica, que representó 54.9 por ciento de la generación eléctrica total en 2025. Este avance responde tanto a la disponibilidad de recursos

[31] U.S. Energy Information Administration (EIA), “Electricity generation from solar could exceed coal in ERCOT for the first time in 2026”, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67685 (Consultado el 27/08/2026).
[32] Environmental Protection Agency (EPA), "Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy", https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy (Consultado el 27/08/2026).

naturales del país como a la ventaja en costos. No obstante, Canadá también es un importante productor de petróleo y gas, lo que ha llevado en más de una ocasión a que la política energética y climática se resuelva mediante negociación entre Ottawa y las provincias productoras. El resultado es una combinación de instrumentos que, por un lado, favorecen la ruta hacia una red eléctrica limpia y un precio al carbono industrial, y por otro, abren la puerta a una expansión de la infraestructura petrolera.

En electricidad, el Reglamento de Electricidad Limpia (*Clean Electricity Regulations*) obliga a las unidades de generación con combustibles fósiles de 25 MW o más, conectadas a los sistemas regulados por la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés), a transitar hacia una red eléctrica neta cero para 2050.[33] Las unidades existentes cuentan con un periodo de gracia de 25 años, mientras que las nuevas unidades construidas a partir de 2025 estarán sujetas a límites de emisiones a partir de 2035, con mecanismos de flexibilidad como el uso de compensaciones (*offsets*) y el intercambio de créditos entre plantas.

En materia de precio al carbono, el gobierno del primer ministro Mark Carney eliminó el impuesto al carbono al consumidor a partir del 1 de abril de 2025 en las diez provincias y territorios donde aplicaba.[34] El precio al carbono industrial —aplicable a grandes emisores— se mantiene como pilar de la política climática canadiense y, como parte de un memorando de entendimiento firmado con Alberta el 27 de noviembre de 2025, se estableció un precio mínimo efectivo de 130 dólares canadienses por tonelada dentro del sistema de precios por niveles.[35]

Ese mismo memorando marca el cambio más significativo del último año: el gobierno canadiense se comprometió a eliminar el límite a las emisiones del sector petrolero y gasero —propuesto en 2024— una vez que Alberta cumpla sus compromisos, entre ellos una meta de reducción de metano de 75% respecto a los niveles de 2014 y la participación en Pathways Plus, que se plantea como el proyecto de captura, uso y almacenamiento de carbono más grande del mundo.[36]

A cambio, el Gobierno Federal facilitará la aprobación de un nuevo oleoducto privado (con capacidad de al menos un millón de barriles diarios de bitumen[37] hacia mercados asiáticos) y la ampliación de Trans Mountain (300 mil - 400 mil barriles adicionales al día). El oleoducto Trans

[33] Gobierno de Canadá, "Clean Electricity Regulations, SOR/2024-263", https://gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2024/2024-12-18/html/sor-dors263-eng.html (Consultado el 27/08/2026).
[34] Department of Finance Canada, "Temporarily suspending the federal fuel excise tax", https://www.canada.ca/en/department-finance/news/2026/04/temporarily-suspending-the-federal-fuel-excise-tax.html (Consultado el 27/08/2026).
[35] Prime Minister of Canada, "Prime Minister Carney announces Canada and Alberta strike new partnership", https://www.pm.gc.ca/en/news/speeches/2025/11/27/prime-minister-carney-announces-canada-and-alberta-strike-new-partnership (Consultado el 27/08/2026).
[36] Prime Minister of Canada, "Prime Minister Carney announces Canada and Alberta strike new partnership", https://www.pm.gc.ca/en/news/speeches/2025/11/27/prime-minister-carney-announces-canada-and-alberta-strike-new-partnership (Consultado el 27/08/2026).
[37] Residuo del refinado de petróleo crudo utilizado para otros productos finales como la mezcla asfáltica.

Mountain es un sistema de transporte de crudo y refinados entre Alberta, Estados Unidos, y Columbia Británica, Canadá. En paralelo, en diciembre de 2025 el gobierno publicó un reglamento reforzado de metano para el sector de hidrocarburos —vigente a partir de 2028—, que se estima reducirá 304 millones de toneladas de CO2 equivalente entre 2028 y 2040.[38]

Para el inversionista, el caso canadiense confirma que la transición energética canadiense no avanza a costa de los hidrocarburos, sino paralelamente. Sin embargo, la reducción de incentivos para la transición energética está lejos de representar un riesgo para la inversión extranjera en la industria eléctrica canadiense. La razón es la misma que explica el caso estadounidense: la electrificación creciente de las economías del mundo aumenta la demanda por energía eficiente en costos con independencia de que el respaldo político a la transición se endurezca o se relaje.

El caso canadiense ilustra que hoy la transición energética no avanza únicamente porque exista un mandato climático que la imponga, sino porque los costos de la energía limpia ya la hacen la opción más racional. Esta misma transición trae consigo una mayor demanda eléctrica, derivada de la electrificación y la tecnologización de las economías, que en última instancia depende de la disponibilidad de minerales críticos como insumo precursor.

3. Minerales críticos para la transición energética y la economía del futuro

El crecimiento en la demanda eléctrica se atiende en una proporción creciente con fuentes de generación limpia debido a su ventaja en costos. Por su naturaleza variable, estas fuentes de energía requieren almacenamiento y por tanto, generan una demanda por minerales críticos como su insumo precursor. Estas necesidades se intensifican por el desarrollo de centros de datos para la inteligencia artificial que requiere una gama amplia de recursos minerales y grandes cantidades de generación eléctrica para su funcionamiento. Goldman Sachs proyecta que la demanda de capacidad de generación eléctrica de los centros de datos estadounidenses se duplicará en solo dos años, de 31 GW en 2025 a 66 GW en 2027. Es decir, pasaría de representar aproximadamente 4.1% a 8.5% de la demanda eléctrica pico del país, que es el momento del año en que el país consume más electricidad, normalmente en los días más calurosos del verano.[39]

Esa misma infraestructura digital requiere minerales específicos para la fabricación de semiconductores, cableado y equipos de cómputo, pues únicamente la construcción de centros de datos podría elevar la demanda global de cobre en 2%, de tierras raras en 3% y de galio en

[38] Environment and Climate Change Canada (ECCC), "Delivering on climate competitiveness strategy commitment and lowering methane emissions from major sources", https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2025/12/delivering-on-climate-competitiveness-strategy-commitment-and-lowering-methane-emissions-from-major-sources.html (Consultado el 27/08/2026).
[39] Goldman Sachs, "US Data Center Power Demand Projected to Double by 2027", https://www.goldmansachs.com/insights/articles/us-data-center-power-demand-projected-to-double-by-2027 (Consultado el 27/08/2026).

11% para 2030.[40] A esto se suma la demanda que generan la electromovilidad, la electrificación de las economías y la expansión de la inteligencia artificial, lo que llevará a que la demanda total de litio se multiplique por cinco hacia 2040 y la de cobre crezca 30 por ciento en el mismo periodo, según la Agencia Internacional de Energía.[41] Sin embargo, la inversión global en el sector cayó 9 por ciento en 2025, un retroceso que la propia AIE atribuye no a una menor demanda, sino a la volatilidad de precios de los años previos y a las tensiones geopolíticas en torno al comercio de estos minerales.

Por lo anterior, la cuestión de los minerales críticos ha pasado de ser un tema exclusivamente de minería a un componente central de la transición energética: litio, cobre, níquel, cobalto, grafito y tierras raras son hoy insumos indispensables para baterías, vehículos eléctricos, turbinas eólicas y redes eléctricas. **América del Norte produce relativamente poco de estos insumos —apenas 10% del cobre mundial entre los tres países, y participaciones marginales en litio y tierras raras— y depende, sobre todo, de la capacidad de refinación china, que domina 19 de los 20 minerales analizados por la AIE con una participación promedio de 70%**.[42]

Frente a ello, Estados Unidos lanzó en febrero de 2026 Project Vault, una reserva estratégica de minerales críticos por cerca de 12 mil millones de dólares en la que fabricantes pagan una cuota para asegurar acceso a materiales en caso de disrupción.[43] Sin embargo, **la seguridad energética regional no puede depender únicamente de acumular reservas, sino de la resiliencia del sector minero y del desarrollo de capacidades de producción y procesamiento dentro de América del Norte**. Aunque México y Estados Unidos difieren en la propiedad del subsuelo y en el papel del Estado, su colaboración no necesariamente exige homologar esos marcos legales. Además, iniciativas recientes como Project Vault, el Foro sobre Compromiso Geoestratégico de Recursos (FORGE) y los planes de acción con otros países muestran que Estados Unidos también ha recurrido a la intervención estatal en este sector.

En esa lógica se inscribe el Plan de Acción sobre Minerales Críticos entre Estados Unidos y México, anunciado igualmente en febrero de 2026, con el que ambos países buscan identificar minerales de interés mutuo —litio, plata, tierras raras, aluminio y zinc, entre otros— y sentar las

[40] FP Analytics (Foreign Policy), "Artificial Intelligence and Critical Minerals Supply Chains", https://fpanalytics.foreignpolicy.com/2025/07/18/artificial-intelligence-critical-minerals-supply-chains/ (Consultado el 28/08/2026).
[41] Agencia Internacional de Energía (AIE), "Global Critical Minerals Outlook 2025, Overview of Outlook for Key Minerals", https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025/overview-of-outlook-for-key-minerals (Consultado el 28/08/2026).
[42] Brookings Institution, "Securing the Minerals for North American Energy", https://www.brookings.edu/articles/securing-the-minerals-for-north-american-energy/ (Consultado el 28/08/2026).
[43] Export-Import Bank of the United States (EXIM), "Week in Review, Project Vault and Strategic Critical Mineral Reserve", https://www.exim.gov/news/week-review-project-vault-and-strategic-critical-mineral-reserve (Consultado el 28/08/2026).

bases regulatorias y de financiamiento para desarrollarlos conjuntamente.[44] La complementariedad en la región depende de las capacidades que cada país desarrolle para insertarse en distintas partes de la cadena de suministro.

Estados Unidos tiene una demanda considerable y una alta necesidad de suministrar las industrias que consumen estos minerales, que representaron 4.09 billones de dólares en 2025 según el USGS.[45] Además, mantiene una dependencia neta total de importaciones en 16 minerales críticos y superior a 50% en otros 29.[46] **México produce plata, con cerca de 22.8% de la producción mundial en 2024, y fluorita, de la que fue el principal proveedor estadounidense entre 2019 y 2022, mientras que Canadá destaca en níquel, aluminio, paladio y platino.** No obstante, el procesamiento sigue concentrado fuera de la región, pues China es el principal país refinador en 19 de 20 minerales estratégicos, con una participación de mercado promedio cercana a 70%, según la Agencia Internacional de Energía.[47]

Esta oportunidad de cooperación llega en un momento débil para la minería mexicana. La inversión total del sector cayó 3.3% en 2025, a 4,896 millones de dólares, y la inversión en proyectos nuevos se redujo 49.2% con respecto a 2024.[48] Con los datos disponibles no es posible separar cuánto de esa caída responde a cambios regulatorios y cuánto a la volatilidad de precios y a las tensiones geopolíticas que la AIE identifica a escala global. **Lo que sí puede afirmarse es que el marco mexicano se ha movido en una dirección que eleva el riesgo para proyectos de largo plazo y alta intensidad de capital.**

La reforma a la Ley Minera de 2023 redujo la duración de las concesiones de 50 a 30 años y ligó las concesiones de agua de uso industrial minero a la vigencia de la concesión minera. La reforma a la Ley de Aguas Nacionales, vigente desde diciembre de 2025, facultó a la Comisión Nacional del Agua para reducir o cancelar volúmenes concesionados, lo que añade incertidumbre sobre un insumo indispensable para el sector. **Antes de ambas, la reforma a la Ley Minera de 2022 declaró el litio de utilidad pública y de exclusividad del Estado, sin concesiones ni licencias para particulares, y creó la empresa pública Litio para México**.

Para los inversionistas, el precedente importa menos por el litio en sí que por lo que revela sobre la estabilidad de los derechos adquiridos. Las oportunidades se concentran en minerales

[44] Secretaría de Economía, "Plan de Acción Estados Unidos-México sobre Minerales Críticos", https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/plan-de-accion-estados-unidos-mexico-sobre-minerales-criticos-418716 (Consultado el 28/08/2026).
[45] USGS, “Mineral Commodity Summaries 2026”, https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026.pdf (Consultado el 30/09/2026).
[46] Brookings, “Securing the minerals for North American Energy”, https://www.brookings.edu/articles/securing-the-minerals-for-north-american-energy/ (Consultado el 30/09/2026).
[47] Agencia Internacional de Energía (AIE), “With new export controls on critical minerals, supply concentration risks become reality”, https://www.iea.org/commentaries/with-new-export-controls-on-critical-minerals-supply-concentration-risks-become-reality (Consultado 30/09/2026).
[48] Cámara Minera de México (CAMIMEX), "Situación del Sector Minero 2026", https://www.camimex.org.mx/application/files/6817/8665/4642/02_Situacion_2026.pdf (Consultado el 28/08/2026).

no reservados al Estado, como la plata y la fluorita, pero dependen de condiciones que controla el gobierno mexicano: la certeza y renovación de las concesiones, el acceso al agua y la estabilidad de las reglas una vez realizada la inversión. **Sin ellas, el Plan de Acción y cualquier proyecto de cooperación seguirá siendo un marco de intención y no una vía de inversión real.**

4. ¿Hay margen para mayor integración entre los socios norteamericanos?

El potencial de complementariedad no se está desarrollando en un vacío político. Convive con mecanismos concretos de cooperación y con una fricción comercial real entre los tres socios del T-MEC, justo cuando su revisión conjunta está en marcha. La integración física y comercial, se da por ductos e incluso por líneas de transmisión, ya es profunda en varios puntos, principalmente entre Estados Unidos y Canadá. **No obstante, la integración institucional, es decir, reglas comunes y un mercado regional o coordinación trilateral, es poco realista en el corto plazo.**

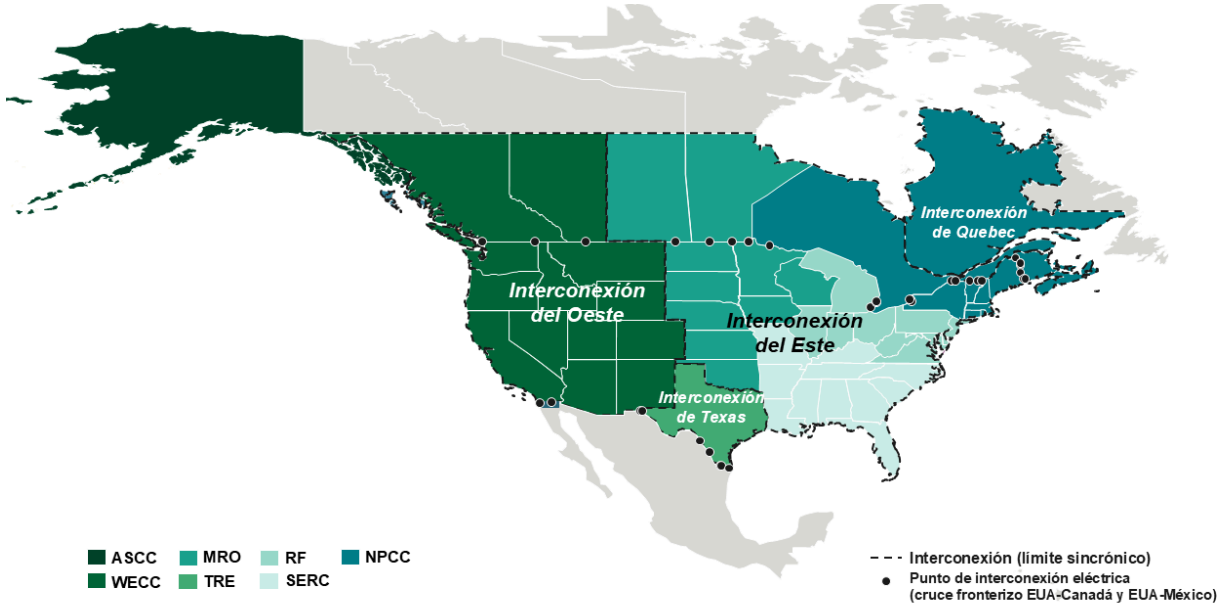
Existen ya ejemplos exitosos de integración energética en la región, como la línea de corriente directa Champlain Hudson Power Express, que desde mayo de 2026 transporta hasta 1,250 MW de electricidad limpia de Quebec a Nueva York y puede cubrir cerca de 20 por ciento de la demanda de esa ciudad,[49] o el gasoducto marino Sur de Texas-Tuxpan, que desde 2019 lleva gas natural estadounidense a la costa del Golfo de México con una capacidad de 2,600 millones de pies cúbicos diarios.[50]

Esa integración, sin embargo, es mucho más profunda entre Estados Unidos y Canadá. Por un lado, ambos países comparten consejos regionales de confiabilidad, organismos que, bajo la coordinación de NERC, fijan y vigilan el cumplimiento de los estándares de operación de la red. Por el otro, comparten interconexiones, es decir, zonas donde los generadores operan físicamente sincronizados a la misma frecuencia. Quebec es la excepción, pues aunque pertenece al mismo consejo regional que Ontario y Nueva Inglaterra, opera su propia red de forma aislada y solo se conecta al resto mediante líneas de corriente directa.[51] **México se conecta con Estados Unidos de una manera mucho más limitada, con pocos puntos de**

[49] S&P Global Commodity Insights, "1,250 MW CHPE transmission line into NYC reaches commercial operation early", https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/051326-1250-mw-chpe-transmission-line-into-nyc-reaches-commercial-operation-early (Consultado el 12/10/2026).
[50] Expansión, "El gasoducto Texas-Tuxpan inicia operaciones", https://expansion.mx/empresas/2019/09/17/el-gasoducto-texas-tuxpan-inicia-operaciones (Consultado el 12/10/2026).
[51] Independent Electricity System Operator (IESO), North American Electric Reliability Corporation (NERC) y Northeast Power Coordinating Council (NPCC), "Amended and Restated Memorandum of Understanding", https://www.IESO.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/orcp/ero-20061128-MOU_IESO_NERC_NPCC_CBRE_NPCC-INC.pdf (Consultado el 13/10/2026).

enlace, de baja capacidad y varios de uso exclusivo para emergencias.[52] Esa diferencia estructural, sumada a una historia de sector eléctrico estatal y cerrado durante décadas, ayuda a explicar por qué la integración avanza a un ritmo distinto con cada vecino.

Mapa 1: Consejos Regionales de Confiabilidad de América del Norte e Interconexiones transfronterizas



Fuente: Elaborado por el IMCO con información de la *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*. ***Nota:*** *los límites estatales/provinciales son aproximados; varios estados reales se dividen entre dos consejos. México se muestra en gris por quedar fuera de la huella que NERC evalúa formalmente, salvo el extremo norte de Baja California, vinculado a WECC pero sin evaluación conjunta vigente.*

No obstante, la cooperación coexiste con riesgos y tensiones de la relación trilateral y bilateral. Un ejemplo reciente es la ruptura, en agosto de 2026, de las negociaciones entre Estados Unidos y Canadá para evitar un arancel del 50% sobre un grupo de productos canadienses, lo que llevó a Ottawa a suspender las conversaciones comerciales y anunciar aranceles de represalia. Ninguno de los dos países ha detenido por ello la cooperación técnica descrita hasta aquí, pero el episodio muestra que la fricción política puede, en cualquier momento, limitar su alcance o retrasar su ejecución. Algo semejante ocurre con los precedentes de fricción energética entre los socios norteamericanos que se describen a continuación.

4.1 Antecedente inmediato: consultas T-MEC por la política energética mexicana

En julio de 2022, Estados Unidos —seguido por Canadá— solicitó formalmente consultas bajo el Capítulo 31 del T-MEC, alegando que una serie de medidas de política energética mexicana

[52] Peter Fairley, “Mexico Border Wall Won’t Stop Cross-border Power Push”, IEEE Spectrum, https://spectrum.ieee.org/usmexico-wall-wont-stop-crossborder-power-push (Consultado el 13/10/2026).

discriminaban a favor de las empresas estatales CFE y Pemex. Entre las medidas señaladas se encuentran la reforma de 2021 a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que pretendía dar prioridad de despacho a la electricidad generada por la CFE frente a la de competidores privados sin importar costo o impacto ambiental; retrasos, negativas o revocaciones de permisos a proyectos renovables y de combustibles; una exención de cinco años otorgada solo a Pemex en materia de contenido de azufre en diésel; y un requisito, de junio de 2022, para que los usuarios del sistema de transporte de gas natural se abastecieran exclusivamente de Pemex o la CFE.[53]

Con el tiempo, la Suprema Corte mexicana declaró inconstitucionales las disposiciones centrales de la reforma a la LIE en enero de 2024, y el decreto de gas natural fue suspendido por la propia Corte apenas tres meses después de emitido. Sin embargo, el litigio del T-MEC nunca superó la fase de consultas ni se instaló un panel que resolviera el reclamo de fondo, así que el desacuerdo original sobre el trato preferencial a CFE y Pemex permanece sin resolver, por lo que puede reaparecer en la revisión conjunta del tratado.

Más de tres años después, el diferendo sigue sin resolverse, y ninguna de las partes impulsó la formación de un panel. Sin embargo, con el regreso de Donald Trump a la presidencia y el nombramiento de Jamieson Greer como representante comercial, el tema entró nuevamente en la agenda de forma marginal. Greer ha señalado que las políticas mexicanas favorecen injustamente a las empresas energéticas estatales.[54] Aunque en ningún momento se ha tratado como un tema central en las negociaciones recientes en torno al T-MEC, este diferendo puede convertirse en un punto de fricción durante las reuniones posteriores de la revisión, y podría usarse como moneda de cambio dentro de una negociación comercial más amplia.

4.2 La revisión del T-MEC y el sector energético

El 1 de julio de 2026, Estados Unidos anunció que no acordaría renovar el tratado en su forma actual —pese a que tanto México como Canadá confirmaron su respaldo a una extensión de 16 años—, aunque el T-MEC permanece vigente. Esta decisión activó el mecanismo del artículo 34.7.4, que obliga a las tres partes a realizar revisiones conjuntas anuales hasta 2036, con la posibilidad de que, en cualquier momento, acuerden extender el tratado otros 16 años mediante una simple confirmación por escrito de los tres jefes de gobierno, sin necesidad de una renegociación formal.

Aunque la agenda pública de las rondas de negociación se ha concentrado en reglas de origen automotrices, aranceles al acero y al aluminio, agricultura, trabajo y seguridad económica, el diferendo sobre CFE y Pemex descrito en la subsección anterior sigue ahí. Para México, la

[53] USTR, "United States Requests Consultations under USMCA over Mexico's Energy Policies", https://ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2022/july/united-states-requests-consultations-under-usmca-over-mexicos-energy-policies (Consultado el 28/08/2026).
[54] USTR, "Ambassador Greer Reported to Congress on the Operation of the USMCA", https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/Releases/2025/Ambassador%20Greer%20Reported%20to%20Congress%20on%20the%20Operation%20of%20the%20USMCA.pdf (Consultado el 28/08/2026).

forma en que se resuelva esta controversia será determinante para la certidumbre que perciban los inversionistas privados interesados en el sector energético mexicano.

El balance es que la integración eléctrica regional avanza de forma física y bilateral, pero no institucional. El T-MEC no ofrece un capítulo de energía ni una definición común de seguridad energética, y cada país enfrenta limitaciones propias, a saber, la planeación vinculante y la prevalencia estatal en México, los vaivenes de la política federal en Estados Unidos y la disputa comercial que alcanza a Canadá. **Esas limitaciones explican por qué la integración no ocurrirá por inercia ni por voluntad común, pero no alteran la necesidad de fondo. La demanda eléctrica crece en los tres países, impulsada por la digitalización y la electrificación, y ningún gobierno puede cubrir por sí solo la inversión que se requiere.**

5. Conclusiones

Este documento parte de una premisa simple: la doble transformación energética y digital que atraviesa América del Norte exige la expansión y modernización en los sistemas energéticos, fundamentalmente eléctricos, que ningún gobierno de la región puede llevar a cabo por sí solo. **Esa demanda creciente encuentra en las energías limpias la respuesta más eficiente en costos, no solo la más conveniente en términos ambientales.** Esa lógica explica por qué las renovables siguen creciendo en Estados Unidos incluso con menos respaldo federal.

En México, la generación limpia fue 23.5% en 2025 frente a una meta del PLADESE de entre 35% y 38% para 2030, una brecha que solo se cierra con capacidad nueva y que mide a la vez la oportunidad y la dificultad de aprovecharla. La brecha entre la necesidad y la inversión real abre espacio para el capital privado, y en particular el europeo, en cuatro frentes, cada uno con retos que deben considerarse.

La primera oportunidad está en la generación eléctrica mexicana. **El marco regulatorio vigente reduce el margen de maniobra frente a la década pasada, pero mantiene abiertas rutas concretas para la inversión privada:** 1) los contratos de producción de largo plazo; 2) la inversión mixta con el Estado y 3) el autoconsumo. El reto es que el espacio para la inversión privada lo define el Estado. Dado que el PLADESE es vinculante y el Estado debe mantener al menos 54% de la energía inyectada a la red, la participación privada depende de convocatorias, de la asignación de los 7,405 MW pendientes y de asociarse con la CFE en las condiciones que determine.

La segunda es el financiamiento verde y la cadena de proveedores. El acuerdo entre la SENER y el BEI, dentro de *Global Gateway*, formalizó un préstamo de 150 millones de euros a Bancomext para inversiones verdes, y la demanda de equipo para generación y almacenamiento, tanto de la CFE como de los privados, abre espacio a fabricantes y proveedores europeos. El reto es que no existe información pública sobre cómo se ejercerán esos recursos, y la demanda de equipo depende de que los proyectos descritos antes se asignen y se construyan.

La tercera está en los minerales críticos, para los cuales Europa busca diversificar sus cadenas de suministro fuera de la dependencia de China, que concentra 70% del refinado mundial. El Plan de Acción entre Estados Unidos y México sobre minerales críticos, centrado en litio, plata y tierras raras, abre la puerta a la posibilidad de esquemas trilaterales o de financiamiento conjunto en los que participantes europeos podrían insertarse, particularmente en refinación y procesamiento. Para aprovecharlo, el espacio se concentra en minerales no reservados al Estado —como plata y fluorita—, pero su alcance dependerá de que haya certeza y estabilidad de las reglas una vez realizada la inversión.

La cuarta es la inversión en Estados Unidos y Canadá, dos países con perfiles de riesgo relativamente similares y un sector eléctrico dinámico en ambos casos. La lógica de costos sigue sosteniendo el crecimiento renovable estadounidense pese al menor respaldo federal, como muestra el caso de Texas, una oportunidad de escala en uno de los mercados eléctricos más grandes y disputados de la región, donde la consideración relevante para quien invierte es el grado de competencia y la saturación de ciertos segmentos del mercado.

Estas oportunidades no están exentas de riesgos, y en México los más relevantes son de origen institucional y regulatorio. **La planeación vinculante que ahora rige la política eléctrica de México convierte a la inversión privada en un actor complementario a las prioridades del Estado, no en un motor autónomo de desarrollo.** A ello se suma que la revisión del T-MEC y el diferendo aún no resuelto entre Estados Unidos y México sobre el trato preferencial a CFE y Pemex podrían derivar en una mayor dificultad para las negociaciones comerciales y, con ello, en menor certidumbre para quien invierte en el sector.

Con todo, la necesidad de fondo no desaparece. **La demanda eléctrica crece en los tres países por la digitalización y la inteligencia artificial, y requiere nueva capacidad y confiabilidad**. Las cadenas de valor industriales que la región ya comparte hacen conveniente la cooperación energética, aunque, como muestra este documento, la integración no avanza de forma institucional. En ese contexto, el capital extranjero puede participar en México por las vías descritas, pero el alcance de esa participación dependerá de que los gobiernos de la región reduzcan la fricción comercial y aseguren certeza jurídica.

6. Bibliografía

Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA). 2026. “Electricity generation from solar could exceed coal in ERCOT for the first time in 2026”. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67685

Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA). 2026. “New U.S. electric generating capacity expected to reach a record high in 2026”. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67205

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). s. f. “Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy”. https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy

Agencia Internacional de Energía (AIE). 2025. “Global Critical Minerals Outlook 2025, Overview of Outlook for Key Minerals”. https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025/overview-of-outlook-for-key-minerals

Agencia Internacional de Energía (AIE). 2025. “With new export controls on critical minerals, supply concentration risks become reality”. https://www.iea.org/commentaries/with-new-export-controls-on-critical-minerals-supply-concentration-risks-become-reality

Agencia Internacional de Energía (AIE). s. f. “Canada – Countries & Regions”. https://www.iea.org/countries/canada/electricity

Agencia Internacional de Energía (AIE). s. f. “Mexico – Countries & Regions”. https://www.iea.org/countries/mexico/electricity

Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). 2025. “91% of New Renewable Projects Now Cheaper Than Fossil Fuels Alternatives”. https://www.irena.org/News/pressreleases/2025/Jul/91-Percent-of-New-Renewable-Projects-Now-Cheaper-Than-Fossil-Fuels-Alternatives

AP News. 2026. “Gobierno de Trump pagará a empresa francesa a cambio de abandonar proyectos de energía eólica”. https://apnews.com/article/eeuu-trump-energia-eolica-totalenergies-46a0f302d4bb82b11e28881a041dbe1a

Banco de Desarrollo de América del Norte (NADBank). 2017. “Agreement Between the Government of the United States of America and the Government of the United Mexican States

Concerning the Establishment of a North American Development Bank". https://nadbank.org/hubfs/documents/amended-charter-2017.pdf?hsLang=en

Banco Europeo de Inversiones (BEI). 2026. "EIB boosts strategic investment in Mexico together with Bancomext". https://www.eib.org/en/press/all/2026-183-eib-boosts-strategic-investment-in-mexico-together-with-bancomext

Brookings Institution. 2025. "Securing the Minerals for North American Energy". https://www.brookings.edu/articles/securing-the-minerals-for-north-american-energy/

Cámara Minera de México (CAMIMEX). 2026. "Situación del Sector Minero 2026". https://www.camimex.org.mx/application/files/6817/8665/4642/02_Situacion_2026.pdf

Comisión Federal de Electricidad (CFE). 2026. "El complejo fotovoltaico Puerto Peñasco de la CFE se consolida como uno de los proyectos solares más importantes de América Latina". https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=13842

Comisión Nacional de Energía (CNE). s. f. "Estadísticas e información en materia de permisos de electricidad". https://www.gob.mx/cne/documentos/estadisticas-e-informacion-en-materia-de-permisos-de-electricidad

Department of Finance Canada. 2026. "Temporarily suspending the federal fuel excise tax". https://www.canada.ca/en/department-finance/news/2026/04/temporarily-suspending-the-federal-fuel-excise-tax.html

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). s. f. "Mexican-German Energy Partnership". https://www.giz.de/en/worldwide/123814.html

Diario Oficial de la Federación (DOF). 2025. "Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025-2039". https://sidof.segob.gob.mx/notas/docFuente/5770297

Diario Oficial de la Federación (DOF). 2025. "Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025-2039" [capítulo 3]. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/1042893/PLADESE_cap_3.pdf

Diario Oficial de la Federación (DOF). 2025. "Programa Sectorial de Energía 2025-2030". https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5776838&fecha=22/12/2025#gsc.tab=0

Earth Org. 2026. "Growth of Renewable Energy in US Defies Trump Administration's Attacks". https://earth.org/growth-of-renewable-energy-in-us-defies-trump-administrations-attacks/

Energías Renovables. 2025. "Trump ordena la retirada del Acuerdo de París". https://www.energias-renovables.com/panorama/trump-ordena-la-retirada-del-acuerdo-de-20250121

Environment and Climate Change Canada (ECCC). 2025. "Delivering on climate competitiveness strategy commitment and lowering methane emissions from major sources". https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2025/12/delivering-on-climate-competitiveness-strategy-commitment-and-lowering-methane-emissions-from-major-sources.html

Expansión. 2019. "El gasoducto Texas-Tuxpan inicia operaciones". https://expansion.mx/empresas/2019/09/17/el-gasoducto-texas-tuxpan-inicia-operaciones

Export-Import Bank of the United States (EXIM). 2026. "Week in Review, Project Vault and Strategic Critical Mineral Reserve". https://www.exim.gov/news/week-review-project-vault-and-strategic-critical-mineral-reserve

Fairley, Peter. 2017. "Mexico Border Wall Won't Stop Cross-border Power Push". IEEE Spectrum. https://spectrum.ieee.org/usmexico-wall-wont-stop-crossborder-power-push

FP Analytics (Foreign Policy). 2025. "Artificial Intelligence and Critical Minerals Supply Chains". https://fpanalytics.foreignpolicy.com/2025/07/18/artificial-intelligence-critical-minerals-supply-chains/

Gobierno de Canadá. 2024. "Clean Electricity Regulations, SOR/2024-263". https://gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2024/2024-12-18/html/sor-dors263-eng.html

Gobierno de México. 2025. "Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030". https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/981072/PND_2025-2030_v250226_14.pdf

Gobierno de México. 2026. "Plan de Crecimiento de Energías Renovables es histórico y aumenta la soberanía, serán 32 mil MW; el 70% de fuentes renovables: Presidenta". https://www.gob.mx/presidencia/prensa/plan-de-crecimiento-de-energias-renovables-es-historico-y-aumenta-la-soberania-seran-32-mil-mw-el-70-de-fuentes-renovables-presidenta

Gobierno de México. s. f. "Plan México". https://www.planmexico.gob.mx/

Goldman Sachs. 2026. "US Data Center Power Demand Projected to Double by 2027". https://www.goldmansachs.com/insights/articles/us-data-center-power-demand-projected-to-double-by-2027

Independent Electricity System Operator (IESO), North American Electric Reliability Corporation (NERC) y Northeast Power Coordinating Council (NPCC). 2010. "Amended and Restated Memorandum of Understanding". https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/orcp/ero-20061128-MOU_IESO_NERC_NPCC_CBRE_NPCC-INC.pdf

Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO). 2025. "Mercado eléctrico en México: nuevas reglas y camino regulatorio pendiente". https://imco.org.mx/mercado-electrico-en-mexico-nuevas-reglas-y-camino-regulatorio-pendiente/

Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO). 2026. “Plan México y generación eléctrica: la infraestructura pendiente”. https://imco.org.mx/plan-mexico-y-generacion-electrica-la-infraestructura-pendiente/

Oficina del Representante Comercial de Estados Unidos (USTR). 2022. “United States Requests Consultations under USMCA over Mexico’s Energy Policies”. https://ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2022/july/united-states-requests-consultations-under-usmca-over-mexicos-energy-policies

Oficina del Representante Comercial de Estados Unidos (USTR). 2025. “Ambassador Greer Reported to Congress on the Operation of the USMCA”. https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/Releases/2025/Ambassador%20Greer%20Reported%20to%20Congress%20on%20the%20Operation%20of%20the%20USMCA.pdf

Prime Minister of Canada. 2025. “Prime Minister Carney announces Canada and Alberta strike new partnership”. https://www.pm.gc.ca/en/news/speeches/2025/11/27/prime-minister-carney-announces-canada-and-alberta-strike-new-partnership

PV Magazine. 2025. “Despite low gas prices, solar, wind remain cheapest sources of power in U.S.”. https://pv-magazine-usa.com/2025/06/17/despite-low-gas-prices-solar-wind-remain-cheapest-sources-of-power-in-u-s/

Secretaría de Economía (SE). 2026. “Plan de Acción Estados Unidos-México sobre Minerales Críticos”. https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/plan-de-accion-estados-unidos-mexico-sobre-minerales-criticos-418716

Secretaría de Energía (SENER). 2026. “El BEI firma un acuerdo con la Secretaría de Energía de México para impulsar inversiones energéticas clave”. https://www.gob.mx/sener/articulos/el-bei-firma-un-acuerdo-con-la-secretaria-de-energia-de-mexico-para-impulsar-inversiones-energeticas-clave

Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE). 2023. “Foro Global Gateway: La Asociación UE-México lanza nuevas iniciativas empresariales y de sostenibilidad”. https://www.gob.mx/sre/prensa/foro-global-gateway-la-asociacion-ue-mexico-lanza-nuevas-iniciativas-empresariales-y-de-sostenibilidad

Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS). 2026. “Mineral Commodity Summaries 2026”. https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026.pdf

S&P Global Commodity Insights. 2026. “1,250 MW CHPE transmission line into NYC reaches commercial operation early”. https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/051326-1250-mw-chpe-transmission-line-into-nyc-reaches-commercial-operation-early

Tax Foundation. 2025. “How the One Big Beautiful Bill Changes Green Energy Tax Credits”. https://taxfoundation.org/blog/big-beautiful-bill-green-energy-tax-credit-changes/

7. Anexos

Anexo I: Lista de minerales críticos identificados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS)

Aluminio	Cromo	Hafnio	Níquel	Samario
Antimonio	Disprosio	Holmio	Niobio	Silicio
Arsénico	Erbio	Indio	Paladio	Tantalio
Barita	Escandio	Iridio	Plata	Telurio
Berilio	Estaño	Iterbio	Platino	Terbio
Bismuto	Europio	Itrio	Plomo	Titanio
Boro	Fluorita	Lantano	Potasa	Tulio
Carbón metalúrgico	Fosfato (roca fosfórica)	Litio	Praseodimio	Tungsteno
Cerio	Gadolinio	Lutecio	Renio	Uranio
Cesio	Galio	Magnesio	Rodio	Vanadio
Cobalto	Germanio	Manganeso	Rubidio	Zinc
Cobre	Grafito	Neodimio	Rutenio	Zirconio



INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C.