

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de octubre de 2026

¿Dónde enchufamos la nube?

1

Hace apenas unos años la interacción con el mundo digital se daba de otra forma, era más parco y menos interactivo. La inteligencia artificial (IA) era algo estudiado en cursos especializados de las universidades o el tema preferido de las películas apocalípticas, donde la raza humana tiene que pelear y sobrevivir contra el Terminator de turno. Ahora, las plataformas de IA generativa se han ido apoderando de tareas que antiguamente eran potestad del ser humano. Incluso hay quienes alegan que, poco a poco, su impacto hace que las personas vayan perdiendo su capacidad analítica.

Independientemente de la óptica que se tenga, hay que recordar que cada vez que se le da un comando a una de estas plataformas de IA en algún lugar del planeta, se enciende un servidor. Ese servidor vive en un edificio enorme, lleno de máquinas que trabajan día y noche y consumen electricidad como un pequeño pueblo. La nube, por etérea que suene, tiene domicilio, transformador y recibo de electricidad. Si pensamos en México, ese recibo de luz está dirigido a Querétaro.

Esta situación obliga a plantear una pregunta que no es muy fácil de responder: ¿cuánta electricidad adicional necesitará México por la inteligencia artificial y la infraestructura digital que la sostiene de aquí a 2036, y está el sistema eléctrico en condiciones de proveerla?

La respuesta inmediata de quienes gustan de ver siempre el vaso medio lleno sería algo como: México probablemente puede generar esa energía, pero todavía no está listo para entregarla donde y cuando se necesite.

México consumió en 2024 unos 360 teravatios-hora (TWh) de electricidad. Hay estimaciones que indican que la IA y la infraestructura digital asociada sumarán entre 9 y 38 TWh al año para 2036, lo que representará entre el 2% y el 8% del consumo nacional. En un escenario intermedio, unos 22 TWh, alrededor del 4,5%: más o menos lo que crecería la demanda total del país en dos o tres años normales.

Dicho así, no parece alarmante. El problema no está en cuánta energía, sino en dónde, a qué hora y con qué combustible. Recordemos que cuando se habla de "la IA y la energía", se mezclan elementos con efectos muy diferentes sobre la red.

Casi toda la carga adicional, cerca del 85% en cualquier escenario, proviene de los centros de datos. Su capacidad operativa pasó de unos 115 MW a principios de 2024 a 279 MW en abril de 2026, y la Secretaría de Energía prevé una nueva demanda de 1,500 MW de centros de datos para 2030. En septiembre, la industria presentó a la CFE solicitudes por un total de 1,705 MW. Un solo campus de IA puede requerir 50 o 100 MW y opera las 24 horas del día, sin pausa.

Pero la nube no es lo único que incrementa el consumo. Otras piezas de la tecnología digital y de las telecomunicaciones también requieren más energía, aunque en proporciones mucho menores. La primera son las redes móviles de nueva generación. Una radiobase 5G puede consumir dos o tres veces la energía de una 4G, porque transporta mucho más tráfico, usa antenas más complejas y, durante años, convive con las tecnologías anteriores, que no se apagan de un día para otro. Para los operadores, esto es un asunto serio: la energía ya representa entre una cuarta y una quinta parte del costo de una red móvil.

La segunda es el uso de frecuencias más altas. Las bandas milimétricas tienen gran capacidad, pero no llegan lejos y atraviesan mal las paredes, por lo que se necesitan muchas más antenas pequeñas para cubrir la misma zona. En México, sin embargo, el programa de espectro de 2026 las orienta sobre todo a enlaces rurales y a redes privadas en parques industriales, no a llenar las ciudades de pequeñas celdas.

La tercera categoría son los dispositivos: teléfonos, computadoras y aparatos conectados que incorporan funciones de IA. Consumen algo más, pero ese consumo se reparte entre millones de hogares e incluso puede aliviar la carga de los centros de datos cuando un modelo se ejecuta directamente en el teléfono.

Sumadas, estas tres piezas pesan poco. Las redes móviles rondan hoy el 1% del consumo eléctrico nacional, y aun si duplicaran su demanda en una década seguirían siendo una fracción menor. Los dispositivos con IA añadirían entre 0.5 y 2 TWh al año. En conjunto, redes, nuevas frecuencias y dispositivos explicarían unos 3 o 4 TWh adicionales para 2036, apenas el 15% de la carga digital nueva y menos del 1% del consumo del país. En las casas mexicanas, el gran protagonista seguirá siendo el aire acondicionado. El reto eléctrico de la era digital tiene, en la práctica, un nombre: centros de datos.

12 de octubre de 2026

2

México tiene más de 90 GW instalados frente a una demanda máxima de unos 55 GW. En el papel, sobra capacidad. En la práctica, no toda está disponible cuando más se necesita. Según el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), alrededor del 8% de la capacidad, principalmente la solar, deja de producir después de las seis de la tarde, justo cuando los hogares encienden las luces y el aire acondicionado. Para el verano de 2026, se esperaban reservas de apenas 7%, rozando el mínimo del 6%. En 2023 y 2024 cayeron por debajo del 3% y hubo apagones.

Ahí está el nudo: un centro de datos no se apaga de noche. No basta con que el país produzca suficiente energía en el año; hace falta que llegue a un transformador concreto a las nueve de la noche de un día de calor. Un centro de datos se levanta en 10 a 24 meses; una nueva línea de transmisión tarda entre cuatro y ocho años. Esa diferencia de ritmos ya se nota. En Querétaro, que concentra cerca del 72% de la capacidad de centros de datos del país, hay instalaciones terminadas que han esperado hasta dos años para conectarse, y Microsoft obtuvo permiso para operar con generadores de gas mientras la CFE energiza su sitio, previsto para 2027.

El dinero tampoco alcanza. Según el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), el presupuesto de 2026 para inversión de la CFE quedó unos 43 mil millones de pesos por debajo de lo que exige el plan de expansión, y la transmisión, precisamente el cuello de botella, recibe alrededor del 38% de lo necesario.

Hay dos costos menos visibles. El primero es el combustible: más del 60% de la electricidad mexicana se genera con gas natural, y cerca de tres cuartas partes de ese gas proviene de Estados Unidos. Si la nueva demanda se cubre con plantas de ciclo combinado, lo más probable si nada cambia, la IA profundizará esa dependencia y sumará entre 6 y 7 millones de toneladas de CO₂ al año hacia 2036.

El segundo es el agua. Enfriar servidores consume electricidad o agua, y a menudo ambas, en un contexto en el que más del 90% del territorio estuvo en sequía en 2024–2025. Los operadores aseguran que sus diseños usan muy poca agua, y puede ser cierto. Pero no hay un registro público que permita verificarlo, y sin datos, la discusión se vuelve una cuestión de fe.

Sería injusto decir que el gobierno no ve el problema. Entre los esfuerzos realizados para incrementar la capacidad energética de México, cabe mencionar que la Ley del Sector Eléctrico de 2025 estableció un régimen de autoconsumo más claro. Mientras tanto, la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Energía publicaron un documento específico sobre centros de datos. Finalmente, CFE inauguró una planta de 800 MW junto al clúster de Querétaro; su acuerdo con la industria propone revisar las solicitudes caso por caso. El diseño es prometedor. La ejecución va detrás.

Hay tres medidas que cuestan poco y podrían arrancar en menos de un año. La primera es un registro público de grandes cargas por nodo de la red, que distinga entre lo anunciado, lo permitido, lo conectado y lo que realmente opera, porque hoy se planifica a partir de anuncios de prensa. La segunda, que quien detone la inversión la pague: las cargas muy grandes deberían financiar las ampliaciones de red que provocan, mediante reembolsos a medida que otros usuarios se conecten. Y la tercera, hacer de la flexibilidad una condición de conexión, con almacenamiento en sitio y consumo que pueda reducirse en emergencias, para que los centros de datos sostengan la red en las horas críticas en lugar de presionarla.

Desde las telecomunicaciones, se debe modificar la forma en que se planifica el sector y comenzar a planificar la asignación del espectro radioeléctrico junto con la del sector eléctrico. Las fábricas con 5G privado y los centros de datos se instalan en los mismos parques industriales del Bajío y del norte, y compiten por las mismas subestaciones, mientras cada regulador planifica por su lado.

La IA no va a tumbar la red eléctrica de México, pero sí la va a poner a prueba en lugares concretos. El riesgo más probable no son apagones provocados por la IA, sino algo más silencioso: inversiones que se van a Texas o a Brasil porque aquí no hay dónde conectarlas, y comunidades que cargan con la presión sobre la luz y el agua de los proyectos que sí llegan.

Si la transmisión, la energía limpia firme y la transparencia avanzan al ritmo de los centros de datos, la IA puede ser un cliente ancla que ayude a financiar una red más robusta para todos. Si no, habremos confundido otra vez anunciar con construir. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de octubre de 2026



La Comisión Europea selecciona 46 nuevos proyectos estratégicos vinculados a minerales críticos

La Comisión Europea ha seleccionado 46 proyectos estratégicos relacionados con materias primas para que se beneficien de un proceso de concesión de permisos más ágil y reciban ayuda a la hora de optar a financiación pública y privada.

La Comisión Europea ha seleccionado 46 proyectos estratégicos relacionados con materias primas para que se beneficien de un proceso de concesión de permisos más ágil y reciban ayuda a la hora de optar a financiación pública y privada, en un momento en que la Unión Europea se apresura a diversificar las cadenas de suministro y reducir su dependencia de China, informó este viernes.

La UE, al igual que otras grandes economías occidentales, **depende en gran medida de China para el suministro de minerales y componentes críticos**, como baterías y tierras raras, utilizados en los sectores de la defensa, el aeroespacial, el automovilístico y las energías renovables.

Pekín ha utilizado cada vez más esas dependencias como palanca comercial en los últimos dos años, lo que ha añadido urgencia a los esfuerzos de la UE por garantizar el abastecimiento y estudiar la creación de una reserva conjunta de materias primas clave.

Los avances en los proyectos seleccionados el año pasado han sido lentos y algunos han tenido dificultades para seguir adelante. La CE afirmó que ya había movilizado más de 2,000 millones de euros (2,240 millones de dólares) en financiación pública, pero los promotores advirtieron en agosto de que más proyectos podrían fracasar sin una financiación urgente.

La Comisión espera que dar prioridad a los proyectos **ayude al bloque a cumplir los objetivos establecidos en su Reglamento de Materias Primas Fundamentales de 2024**, en virtud del cual la UE se propone extraer el 10%, procesar el 40% y reciclar el 25% de sus necesidades anuales para 2030.

Los proyectos se distribuyen por 16 países de la UE y abarcan 15 de las 17 materias primas estratégicas de la lista de la UE, entre las que se incluyen el cobre, el litio, el níquel, el cobalto, el manganeso, el grafito, las tierras raras, el magnesio y el tungsteno.

"Se prevé que los 46 nuevos proyectos requieran una inversión de capital de alrededor de 21,100 millones de euros (23,700 millones de dólares), movilizada a partir de una combinación de fuentes públicas y privadas", señaló la Comisión.

Entre los proyectos más destacados se encuentran:

- El proyecto de litio de Zinnwald en Alemania
- La mina de Skouries en Grecia
- La fundición de aluminio que Arcelor tiene previsto construir en Finlandia
- El proyecto de cobre de Viscaria en Suecia
- Proyectos respaldados por importantes grupos industriales europeos como Umicore, Aurubis y Leonardo

Los proyectos estratégicos no reciben automáticamente financiación de la UE. En su lugar, la Comisión señaló que "facilita el acceso" a la financiación de la UE y ayuda a poner en contacto a los promotores de los proyectos con los prestamistas.

Esta última serie de proyectos se suma a los 60 anunciados el año pasado, **entre los que se incluyen 13 fuera de la UE**, en países como Brasil, Groenlandia y Kazajistán. El Economista



12 de octubre de 2026

4

Petróleo baja más de 1 dólar tras comentarios de Trump sobre las negociaciones con Irán

Los precios del petróleo caían al disiparse las preocupaciones sobre el suministro en Oriente Medio después de que Trump afirmara que Estados Unidos no atacaría Irán antes de las elecciones de mitad de legislatura.

Los **precios del petróleo** caían este viernes al disiparse las preocupaciones sobre el suministro en Oriente Medio después de que el presidente [Donald Trump afirmara que Estados Unidos no atacaría Irán antes de las elecciones](#) de mitad de legislatura, en medio de conversaciones fructíferas para poner fin a la guerra entre ambos países.

Los **futuros del crudo Brent** bajaban 1.70 dólares, o un 1.63%, hasta los 102.58 dólares el barril a las 1200 GMT. Los futuros del crudo estadounidense **West Texas Intermediate (WTI)** cedían 1.08 dólares, o un 1.18%, para colocarse en los 90.41 dólares.

En términos semanales, los precios del Brent apuntan a subir tras cerrar el jueves con alza del 4%, mientras que el WTI se encamina hacia un ligero descenso.

La promesa de Trump sobre Irán, **junto con la reanudación de las exportaciones de productos por parte de China**, estaban provocando una caída de los precios, dijo Tamas Varga, analista de PVM Oil Associates.

Los precios han mostrado volatilidad esta semana, ya que en octubre se han intensificado las amenazas al tráfico marítimo en el Golfo y el estrecho de Ormuz, por donde antes de la guerra circulaban envíos equivalentes a alrededor del 20% del petróleo y el combustible mundiales.

Trump dijo el jueves que Washington mantenía **"conversaciones productivas"** con Irán y señaló que no se había planeado ningún ataque antes de las elecciones legislativas de mitad de mandato del 3 de noviembre, tras reportes de medios de comunicación que indicaban que estaba barajando la posibilidad de un ataque antes de esa fecha.

La agencia de noticias iraní Tasnim informó ese mismo día que el ministro de Asuntos Exteriores, Abbas Araqchi, dijo que Teherán está analizando la respuesta de Estados Unidos a su propuesta de reabrir el estrecho de Ormuz en un plazo de siete días.

Estados Unidos sigue ejerciendo presión económica sobre Irán para intentar poner fin a la guerra, que ya lleva ocho meses, imponiendo sanciones dirigidas contra personas, redes y 17 buques por transportar crudo, productos petrolíferos y petroquímicos iraníes.

La guerra de Irán y **el conflicto entre Rusia y Ucrania han interrumpido el suministro de combustibles refinados**, como la gasolina, el combustible para aviones y, especialmente, el gasóleo.

China, el principal importador mundial de petróleo, tiene previsto reanudar las exportaciones de combustibles refinados tras una breve interrupción durante las vacaciones de la Semana Dorada, una medida que contribuirá en cierta medida a aliviar la tensión del mercado, informó Reuters el viernes citando fuentes.

El mercado petrolero también se enfrenta al [huracán Isaías en el Golfo de México](#), donde los productores han suspendido la producción de unos 1.3 millones de barriles al día —lo que supone el 62.9% de la producción actual de petróleo hasta el jueves—, según autoridades. El Economista



12 de octubre de 2026

5

El petróleo subió 4% ante renovada preocupación por Medio Oriente

En el Golfo de México el huracán Isaías afectó la extracción de petróleo, obligando a empresas a cerrar plataformas, causando interrupción en el suministro.

Los precios del petróleo cerraron el jueves con un alza del 4% debido a la renovada preocupación por la guerra en curso en Medio Oriente y las crecientes interrupciones en el suministro debido a un huracán que se acerca a la costa del Golfo de Estados Unidos.

Los futuros del crudo Brent cerraron con una subida de 4.08 dólares, o 4.1%, a 104.28 dólares, mientras que el crudo West Texas Intermediate (WTI) de Estados Unidos subió 3.6%, o 3.21 dólares, a 91.49 dólares.

En un momento dado, ambos contratos llegaron a subir más de 5 dólares por barril, y el Brent alcanzó su nivel más alto desde el 29 de septiembre debido a la preocupación por los posibles ataques estadounidenses contra Irán y a que se prevé que el huracán Isaías toque tierra el viernes.

La mezcla mexicana de exportación ganó 4.48% o 4.07 dólares, a 94.95 dólares por barril.

Los precios retrocedieron desde sus máximos después de que el presidente estadounidense Donald Trump dijera que Washington estaba manteniendo conversaciones productivas con Irán y prometiera no atacar al país hasta después de las elecciones de mitad de mandato estadounidenses del 3 de noviembre.

La agencia de noticias iraní Tasnim informó que el ministro de Relaciones Exteriores, Abbas Araqchi, dijo que Teherán está revisando la respuesta de Estados Unidos a su propuesta de reabrir el estrecho de Ormuz en un plazo de siete días, y que responderá en un plazo de días.

Sin embargo, Estados Unidos impuso nuevas sanciones a Irán el jueves, dirigidas a personas, redes y 17 buques que transportan crudo iraní, productos petrolíferos y petroquímicos, según informó el Departamento del Tesoro, en un esfuerzo por aumentar la presión económica sobre Teherán.

Francia y Arabia Saudita están estudiando varias opciones que implican el uso de recursos militares franceses para ayudar a proteger la terminal petrolera de Yanbu, según declaró el jueves el jefe del Estado Mayor de las Fuerzas Armadas francesas, el general Fabien Mandon.

Siria también estaba considerando brindar asistencia militar a su aliado clave, Arabia Saudita, en su conflicto con los hutíes respaldados por Irán en Yemen, según informaron un funcionario estadounidense y un oficial militar sirio al tanto del asunto. Las opciones que se barajan incluyen ayuda defensiva o el despliegue de fuerzas ofensivas para apoyar a las tropas yemeníes respaldadas por Arabia Saudita, indicaron las fuentes.

Interrupciones siguen

El miércoles, los precios del petróleo bajaron después de que la Agencia Internacional de Energía acordara acelerar la liberación de las reservas de petróleo y priorizar el suministro de diésel, mientras los gobiernos lidian con precios récord del combustible e interrupciones en el suministro relacionadas con la guerra.

Las amenazas al transporte marítimo de petróleo en el Golfo y el Estrecho de Ormuz, por donde antes de la guerra transitaban cargamentos equivalentes a cerca del 20% del petróleo y combustible mundial, se han intensificado en octubre, al cumplirse el octavo mes del conflicto con Irán. Los ataques a buques cisterna que navegaban por el estrecho la semana pasada alcanzaron su nivel más alto desde el inicio de la guerra, incluso cuando los productores del Golfo incrementaron sus exportaciones.

“La frecuencia de los ataques iraníes contra buques se encuentra ahora en su punto más alto desde que comenzó la guerra, y es probable que se intensifique aún más”, dijo Saul Kavonic, jefe de energía de MST Marquee.

El huracán Isaías se dirigió hacia las zonas de producción en alta mar de Estados Unidos, lo que obligó a las empresas a cerrar plataformas.

Los productores de petróleo y gas del Golfo de México han suspendido la producción de aproximadamente 1.3 millones de barriles diarios, o el 62.9%, de la producción actual de petróleo hasta el jueves, según la Administración de Minerales Marinos de Estados Unidos.

El miércoles, Shell y Chevron, dijeron que estaban reduciendo las operaciones en alta mar en el Golfo, mientras que BP ha anunciado que ha retirado a todo el personal y ha suspendido la producción en sus plataformas Na Kika y Thunder Horse.

En su nivel más bajo

El número de buques que transitan por el Estrecho de Ormuz cayó a su nivel más bajo en más de dos meses después de que los ataques a petroleros en esta vía marítima clave alcanzaran su punto máximo la semana pasada desde el comienzo de la guerra entre Estados Unidos e Israel con Irán, según mostraron los datos de transporte marítimo.

El martes, siete buques de carga mercante atravesaron el estrecho, la cifra más baja desde el 23 de julio, según datos de la empresa de análisis Kpler.

“El crudo que cruza el estrecho cayó 27% desde el máximo alcanzado en tiempos de guerra la semana anterior, hasta situarse en al menos 10,1 millones de barriles diarios”, escribieron los analistas de Kpler, Emmanuel Belostrino y Yui Torikata, en una nota del 6 de octubre. “Eso supone volver a su promedio de septiembre, pero representa el 74% de su nivel anterior a la guerra”. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de octubre de 2026

6

Hacienda mantiene estímulo del 100% para el diésel y sube subsidio a las gasolinas Magna y Premium

A su vez, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) fijó un estímulo complementario de 1.09 pesos por litro para el diésel.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) mantendrá una semana más el [estímulo fiscal del 100%](#) de la cuota del **Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)** para el **diésel**. Asimismo, para el periodo del **sábado 10 al viernes 16 de octubre de 2026**, el estímulo complementario se fijó en **1.09 pesos por litro**.

A su vez, incrementó los **subsidios para las gasolinas Magna y Premium**, en medio de la volatilidad de los **precios internacionales del petróleo** provocada por el aumento de las amenazas al tráfico marítimo en el **golfo Pérsico** y el **estrecho de Ormuz**.

De acuerdo con el decreto publicado este viernes en el **Diario Oficial de la Federación (DOF)**, estos son los estímulos fiscales vigentes:

- **Gasolina Magna:** 4.31 pesos por litro, 0.07 pesos más que la semana anterior.
- **Gasolina Premium:** 4.03 pesos por litro, 0.46 pesos más que la semana pasada.
- **Diésel:** 7.36 pesos por litro, lo mismo que la semana anterior.

De esta manera, los automovilistas pagarán las siguientes cuotas de IEPS:

- **Gasolina Magna:** 2.39 pesos por litro, el 35.69% de la cuota completa.
- **Gasolina Premium:** 1.62 pesos por litro, el 28.71% de la cuota completa.
- **Diésel:** 0 pesos por litro, no paga cuota.

Precios del petróleo suben esta semana

En términos semanales, tanto el crudo **Brent (LCOc1)** como el **West Texas Intermediate (CLC1)** de Estados Unidos acumulan alzas.

Los precios han registrado **volatilidad esta semana** debido al aumento de las amenazas al **tráfico marítimo** en el **golfo Pérsico** y el [estrecho de Ormuz](#), por donde antes del conflicto circulaban cargamentos equivalentes a cerca del 20% del petróleo y los combustibles mundiales.

Asimismo, la **guerra de Irán** y el conflicto entre **Rusia** y **Ucrania** han interrumpido el suministro de productos refinados como la **gasolina**, el combustible para aviones y, especialmente, el **diésel**.

A esto se suma el impacto del [huracán Isaías en el golfo de México](#), donde las empresas productoras suspendieron la extracción de aproximadamente 1.3 millones de barriles diarios, lo que representa el 62.9% de la producción actual hasta el jueves, según informaron las autoridades.

Precios promedio del diésel y las gasolinas Magna y Premium este 9 de octubre

De acuerdo con datos de la plataforma **PETROIntelligence**, el precio promedio nacional de los combustibles este viernes se ubica en:

- **Diésel:** 27.001 pesos por litro.
- **Gasolina Magna:** 23.697 pesos por litro.
- **Gasolina Premium:** 28.609 pesos por litro.

Diésel rojo, turbosina y abasto

Ante el impacto de la guerra con Irán y las repercusiones políticas a pocas semanas de las **elecciones de mitad de mandato**, el presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, firmó esta semana un decreto ejecutivo que permite a cualquier persona comprar [diésel teñido de rojo](#) —normalmente reservado para maquinaria agrícola y equipos todoterreno— exento de impuestos.

A su vez, Trump informó este viernes que **Rusia** acordó suministrar de forma inmediata más de [300,000 toneladas de diésel al mercado estadounidense y mundial](#), tras una conversación que calificó como "muy satisfactoria" con su homólogo ruso, **Vladimir Putin**.

En el ámbito nacional, la presidenta **Claudia Sheinbaum** atribuyó esta semana la reducción de vuelos hacia el [Aeropuerto Internacional de Tulum](#) al incremento en el **precio de la turbosina**, derivado del encarecimiento global de los combustibles por el conflicto en Irán. Explicó que, a diferencia de la gasolina y el diésel, subsidiar la turbosina representa una medida más compleja para el Gobierno federal.

Por otra parte, la mandataria descartó el miércoles que exista [desabasto de gasolina en el sur de México](#) y aseguró que la administración federal mantiene una coordinación permanente para garantizar el suministro en todo el país. El Economista

12 de octubre de 2026



Importación mexicana de gas estadounidense aceleró en junio y julio

México sigue siendo el principal cliente de la molécula que produce su vecino del norte, aunque su peso sigue reduciéndose; analista ve poco factible que haya cortes de suministro por razones geopolíticas porque eso implicaría que EU reduzca su producción petrolera.

De enero a julio del 2026 las importaciones mexicanas de gas natural estadounidense escalaron 1.8% a un nuevo máximo histórico de 6,800 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), de acuerdo con cifras de la Administración de Información de Energía (EIA, por su sigla en inglés) del gobierno de Estados Unidos.

La internación del carburante estadounidense hiló cuatro años al alza en comparativos de siete meses, si bien el ritmo de expansión del lapso enero-julio del 2026 es inferior al del mismo lapso del 2025, que fue de 3.5 por ciento.

Al margen del promedio acumulado, destaca el dinamismo de las importaciones mexicanas de mayo, junio y julio, pues por primera vez hilaron tres meses por encima de los 7,000 mmpcd.

Puntualmente, en junio crecieron 4.8% a 7,636 mmpcd (que fue la mayor cifra histórica para cualquier mes), mientras que en julio aceleraron y crecieron 5.9% a 7,341 mmpcd.

Este miércoles el gobierno mexicano informó que la semana pasada Estados Unidos restringió temporalmente el envío de gas natural en una quinta parte de los flujos regulares.

De acuerdo con analistas del sector, la razón fue un mantenimiento programado en un ducto texano que inyecta gas al ducto Los Ramones, en Nuevo León.

Una reducción de 20% de las importaciones por ducto dejaría un faltante de 15% de gas respecto del consumo nacional aparente, que en el año ha promediado 9,100 mmpcd.

Para Victor Ramírez, experto en energía la reducción en el abasto no tuvo un origen geopolítico, pues la regulación energética de Texas es local y la decisión del corte por horas fue tomada por privados. “Trump no va a cerrar la llave, porque significa perder producción petrolera”, refirió.

Sin embargo, el episodio puso nuevamente de relieve la carencia de infraestructura de almacenamiento gasífero del país, en un contexto en el apetito mexicano por el gas estadounidense es un asunto de larga data.

Considerando años completos, las compras mexicanas han crecido cada año desde el 2011 con la sola excepción del 2022, en coincidencia con la caída sistemática de la producción nacional, encabezada por Petróleos Mexicanos (Pemex).

Al gas natural se le considera un “combustible de transición”, debido a que es un carburante intermedio entre los combustibles fósiles más sucios (carbón, gasolina, diésel, combustóleo, etc.) y las fuentes energéticas primarias con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero.

Durante el 2025 la molécula importada abasteció un nivel récord de 74.6% de la demanda nacional que promedió los 9,000 mmpcd, de acuerdo con los datos más recientes del balance nacional de gas natural que se publican en el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía.

Esta cifra representa un salto de casi 35 puntos porcentuales respecto de la cobertura de 39.7% que tenía el gas extranjero en el 2014.

En tanto, el sector eléctrico absorbió un nivel, igualmente récord, de 67% de la demanda nacional. En el 2014, el consumo de las plantas eléctricas era de 48.5% del total.

México continúa siendo el principal comprador del gas natural estadounidense, aunque este mejoró su diversificación de mercados durante el primer tercio del 2025.

Entre enero y julio México absorbió 24.9% de la exportación total estadounidense –principalmente por ducto–, una cifra inferior a la de 28.3% observada durante los primeros cuatro meses del 2024.

Dentro del top 10 de compradores destacó el dinamismo de los países europeos, que reciben la molécula estadounidense en estado líquido (gas natural licuado) a través de buque tanques.

En orden de volumen, destacaron las compras del ya mencionado Egipto, con 1,841 mmpcd (+121.7%); Países Bajos, 1,698 mmpcd (-2.1%); Italia, 1,411 mmpcd (+47%); Francia, 1,089 mmpcd (-24.9%); Alemania, 1,011 mmpcd (+16.9%); India, 954,000 mmpcd, (+138 por ciento).

Las compras de Canadá, el segundo mercado estadounidense, subieron 3.13% a 3,125 mmpcd. El Economista