

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025



Precio del crudo mexicano, en su peor nivel del 2025

En octubre la OPEP+ redujo su producción en 73,000 bpd, primera señal de moderación tras meses de incrementos, ante el riesgo de un exceso de oferta.

Los precios del petróleo finalizaron la semana con fuertes bajas y registraron su peor semana desde inicios de agosto, debido a una mayor oferta por parte de Irak y un posible acuerdo de paz entre Rusia y Ucrania.

En Londres, el precio del barril de crudo Brent del Mar del Norte retrocedió el viernes 0.26%, a 61.12 dólares por barril. En Nueva York, el barril del West Texas Intermediate (WTI), cayó 0.28% y cotizó en 57.44 dólares y la mezcla mexicana de exportación cerró en 53.76 dólares, una baja de 0.20 por ciento.

Con dichos resultados, los referenciales registraron fuertes caídas semanales. El Brent retrocedió 4.13%, el WTI 4.39% y la mezcla mexicana 4.66%, con lo que anotaron su peor semana desde el 8 de agosto.

En lo que va del año el Brent retrocede 18.1%, el WTI cae 18.2% y la mezcla mexicana pierde 18.8 por ciento.

Analistas de Monex Casa de Bolsa, aseguraron que los referenciales se han presionado, principalmente por dos factores que tienen que ver con la oferta.

“En primer lugar, Irak restableció la producción en el yacimiento West Qurna 2 (uno de los mayores del mundo) tras resolver una fuga en un oleoducto. Dado que este campo aporta 460,000 barriles diarios, cerca del 0.5% del suministro global, su reactivación eliminó parte de la prima que el mercado había incorporado ante el riesgo de una interrupción prolongada. En segundo lugar, los inversionistas siguieron con atención el lento avance de las negociaciones de paz entre Ucrania y Rusia”, confirmaron.

Además, recalcaron que en octubre la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (OPEP+) redujo su producción en 73,000 bpd, primera señal de moderación tras meses de incrementos, ante el riesgo de un exceso de oferta en 2026.

Gabriela Siller, directora de Análisis en Banco Base, informó en un estudio que el petróleo perdió la semana pasada a pesar de que “la OPEP mejoró su perspectiva de demanda para 2026, alegando que el consumo de China, India y el Oriente Medio se mantendrá sólido”.

Otros factores que resaltó la experta fue que la Agencia Internacional de Energía recortó su proyección en torno al superávit en la oferta global de crudo a 3.89 millones de barriles y los ataques de Ucrania a la industria petrolera de Rusia continuaron, lo que asumiría temores en torno al suministro global de crudo.

“El hecho de que los precios del petróleo hayan caído en la semana, supone que el mercado se mantiene cauteloso y no considera que lo ya mencionado anteriormente sea suficiente para mitigar los temores que hay para el cierre del año y para 2026 sobre una sobre oferta petrolera”.

Petroleras cierran mixtas

Las acciones de empresas petroleras que cotizan en Bolsa tuvieron un desempeño mixto en la semana.

La emisora con el más bajo desempeño semanal fue PetroChina, la mayor empresa de petróleo y gas de China, con una baja de 3.74% a 9.53 yuanes.

En la Bolsa de Valores de Londres, BP retrocedió 3% a 4.39 libras esterlinas y Shell cayó 2.63% a 3.07 libras. En la Bolsa de España, IBEX 35, los títulos de Repsol tuvieron una caída de 2.76% a 15.83 euros.

También los papeles de Saudi Aramco, empresa petrolera nacional de Arabia Saudita tuvieron una baja de 2.17%, la francesa TotalEnergies cayó 1.44% y la Noruega Equinor con una pérdida de 1.23% en su comparación semanal.

En Wall Street, ConocoPhillips, fue la que más subió con 1.97% a 95.54 dólares por unidad, seguido por Exxon Mobil, la estadounidense, con alza de 1.96% a 118.82 dólares. Por el contrario, los papeles de Chevron retrocedieron ligeramente en 0.01% a 150 dólares.

Habrà sobreoferta en 2026

Analistas coincidieron que el panorama para el mercado petrolero en 2026 sugiere un escenario de sobreoferta ante una demanda con crecimiento limitado, lo que justifica la decisión de la OPEP+ de pausar los incrementos a la producción en el primer semestre del siguiente año.

Bajo este entorno de débil demanda y mayor oferta, Monex estima que el petróleo WTI cotizará en un rango de entre 55 y 64 dólares por barril en el primer semestre de 2026, siempre que no ocurran disrupciones en el suministro global vinculadas a tensiones geopolíticas. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

2

Laboratorio de pruebas, equipos y materiales de la CFE es referente de la industria eléctrica mexicana en pruebas y certificaciones

- El LAPEM es la unidad de servicios especializados que evalúa la calidad de los bienes que se suministran a la Empresa Pública del Estado.
- Por la especialización del personal y la capacidad de su infraestructura, es un brazo estratégico para la CFE.

El Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la unidad de servicios fundamental, y de apoyo, para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Bajo el liderazgo de la Directora General de la CFE, Mtra. Emilia Calleja Alor, LAPEM desarrolla servicios esenciales y de ingeniería especializada para asegurar la correcta operación, así como el control de calidad de los materiales y equipos adquiridos por la CFE. Contribuye a la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de la CFE y del Sistema Eléctrico Nacional a través de los servicios de ingeniería, pruebas, análisis, diagnósticos y estudios de comportamiento de equipos y materiales.

La certificación LAPEM es un referente para la industria eléctrica mexicana y de Centroamérica, especialmente para los interesados en participar en licitaciones públicas relacionadas con infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional. Cuenta con certificaciones ante la Entidad Mexicana de Acreditación A.C. (EMA) y personal certificado a nivel nacional e internacional.

En lo que va de 2025, se han probado 25,405 equipos, que consisten en mantas, pértigas, guantes, cubierta de línea y poste, etcétera. En total, en el mismo periodo se evaluaron 3,181 equipos hidráulicos en uso y 698 nuevos.

El LAPEM contribuye a evitar gastos a la CFE. Al mes de octubre se han reportado ahorros de 949 millones de pesos (mdp) gracias a 1) pruebas y certificaciones que previenen la compra de equipos defectuosos; 2) diagnósticos preventivos que reducen paros no programados y costos de mantenimiento correctivo; 3) el control de calidad en fábrica y campo, lo que asegura el cumplimiento normativo antes de la instalación.

Además, el Laboratorio logró reducir 105,980 toneladas de CO₂ que se habrían emitido a la atmósfera: más eficiencia energética, y una combustión más eficiente, ahorran energía y contaminan menos.

El LAPEM cuenta con un catálogo de servicios esenciales y de ingeniería especializada, entre los que destacan:

- Pruebas y ensayos de materiales y de equipos eléctricos como transformadores, interruptores, cuchillas, medidores, cables, , protecciones, entre otros.
- Pruebas de extra alta, alta y baja tensión, alto y bajo voltaje.

- Pruebas de extra alta, alta y baja tensión, alto y bajo voltaje.
- Certificación de equipos, materiales, productos y procesos.
- Pruebas de esfuerzos electrodinámicos y corriente térmica y dinámica de corto circuito.
- Metrología con laboratorios acreditados para calibración como equipos de medición eléctrica y otros instrumentos.
- Brinda consultoría y asesoría técnica.
- Realiza gestión de calidad y auditorías a sistemas de gestión, entre otras actividades especializadas.
- Pruebas de Código de Red, Capacidad neta, Pruebas de eficiencia y régimen térmico.
- Pruebas metalográficas, microestructurales de materiales, polímeros y cerámicos.

A partir del 16 de julio de 2025 se determinó que el LAPEM operará el Centro de Ensayos de Eficiencia Energética (CEEE). Esto permitirá contar con un laboratorio especializado, capaz de responder a los retos tecnológicos actuales y futuros del sector eléctrico en materia de eficiencia energética.

El brazo estratégico de la CFE

El LAPEM fue creado el 4 de enero de 1952. Su fundador fue el ingeniero Salvador Cisneros Chávez, con el objetivo de "prestar un apoyo de carácter técnico en lo relativo a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica". Su tarea principal hasta 1972 fue la selección, puesta en servicio y conservación-mantenimiento del equipo de protección electromecánica de todos los centros productores de energía eléctrica en el país.

Derivado de las necesidades del sector eléctrico, siempre en expansión, y para poder cumplir satisfactoriamente con los requerimientos que demanda el servicio del país, desde 1981 el LAPEM se trasladó a la ciudad de Irapuato, Guanajuato. Desde esa fecha inició un proceso de modernización, ampliación y actualización de sus recursos e instalaciones y ha creado nuevas e importantes áreas, como los Laboratorios de Alta Tensión y Alta Potencia. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

3

Seguirá Pemex dependiendo de los apoyos públicos

Prevé Banco BASE que inversiones en energía se estancarán en 2026

Petróleos Mexicanos (Pemex) seguirá dependiendo de los apoyos gubernamentales para su producción más allá de los próximos dos años y las inversiones en el sector energético **se verán estancadas para 2026**, consideró **Gabriela Siller**, directora de Análisis Económico de Banco BASE.

“Consideramos que la situación de Pemex va a seguir. Cuando muestra ganancias, se deben a la parte cambiaria u otro aspecto diferente al de operación. Si vemos solamente la parte de operación, es donde se tienen pérdidas, y esa es la parte de Transformación, que es donde está Refinación y donde está como 96 por ciento de las pérdidas”, explicó.

La presente administración federal anunció este año un vehículo de inversión por **250 mil millones de pesos** destinados a proyectos de la petrolera estatal y para hacer frente a algunas de sus obligaciones con acreedores.

La **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**, así como la propia directiva de Pemex, estimaron que después de 2027 la empresa dejará de depender de apoyos gubernamentales.

Durante la conferencia **“Perspectivas económicas 2026. Año clave para la economía y la renegociación del TMEC”**, organizada este jueves por la institución financiera, Siller señaló que si Pemex fuera empresa privada **debería vender sus refinerías**, pagar parte de su deuda y, con lo obtenido, *“ir saliendo a flote”*.

Sin embargo, descartó que lo anterior sucederá; por el contrario, estimó que **las pérdidas de la petrolera continuarán**, de manera que el gobierno federal tendrá que seguir apoyándola con recursos públicos, lo que continuará comprometiendo las finanzas del país.

De acuerdo con el último reporte oficial, la deuda financiera de Pemex ascendía a alrededor de **1.84 billones de pesos** al cierre del tercer trimestre de este año.

Inversiones en energía estancadas

Durante la conferencia, Siller dijo estimar igualmente que la inversión pública para el sector energético para el próximo año **se verá estancada**.

Al respecto, recordó que el presupuesto para el rubro de energía para 2026 será de alrededor de **1.7 billones de pesos**, cifra indicada en el Paquete Económico para el próximo año, pero la mayor parte de este monto será destinado **para Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE)**.

Detalló que aproximadamente **780 mil millones de pesos** se destinarán a Pemex para operación, exploración y refinación, además de amortizar deuda y mejorar sus finanzas, más un presupuesto para la CFE de alrededor de **602 mil millones de pesos**.

En cuanto a las **inversiones privadas** para el sector energético en 2026, Gabriela Siller indicó que **se verá un crecimiento mínimo**, en comparación con las cifras de años anteriores. Sin embargo, esta situación podría cambiar a favor de México con la revisión del tratado comercial entre México, Estados Unidos y Canadá, **TMEC**, ya que previó que Estados Unidos podría fomentar esta apertura en el sector energético,

“Podría ser algo positivo para México, pero también creo que es algo que se va a concluir hasta el 2027, cuando se termine la revisión del T-MEC”, afirmó Siller. EAD



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

Los comercializadores de petrolíferos 4 ante la nueva regulación en México

Desde 2013, el comercializador de petrolíferos enfrenta reglas más estrictas: inventarios mínimos, trazabilidad y reportes a la CNE para combatir el mercado ilegal.

Con la reforma energética de 2013 se creó la figura del comercializador de petrolíferos, definida en el artículo 5°, fracción XII, de la Ley del Sector de Hidrocarburos (DOF, 18 de marzo de 2015), como la actividad de ofrecer en territorio nacional a personas permisionarias, usuarias o usuarias finales la compraventa de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, incluyendo la gestión o contratación de servicios de transporte, almacenamiento o distribución, así como servicios de valor agregado.

Durante años, algunos permisionarios incurrieron en malas prácticas, como dejar en manos de terceros la operación de sus permisos a cambio de o limitarse a emitir facturas, afectando la trazabilidad del producto y la transparencia de la información.

En respuesta, el gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador estableció nuevas obligaciones, entre ellas la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos, publicada el 12 de diciembre de 2017 y modificada en 2018 y 2019. Desde julio de 2020, los permisionarios de comercialización y distribución deben mantener inventarios mínimos equivalentes a cinco días de ventas reportadas.

Ahora, bajo el gobierno de la presidenta Claudia Sheinbaum, se impulsa una política orientada al combate del mercado ilegal de combustibles, estimado en uno de cada tres litros. Las nuevas medidas buscan mayor planificación, orden y fiscalización, fortaleciendo la transparencia, trazabilidad, control de calidad, medición, información en tiempo real y sanciones más estrictas.

El comercializador puede prestar servicios a otros comercializadores si incluyen transporte, almacenamiento o distribución, desglosando en factura las actividades y sus costos unitarios. Además, deberá reportar anualmente los componentes de sus costos y márgenes operativos.

A partir del 4 de octubre de 2025, los comercializadores deberán presentar en 60 días hábiles a la CNE, información sobre su zona de influencia, contratos vigentes con clientes, proveedores y prestadores de servicio, así como la demanda proyectada, capacidad reservada, origen del producto, modelo de contrato, acciones que ha llevado a cabo para cumplir con los controles volumétricos, etc.

En conclusión, las nuevas reglas fortalecen la regulación del sector hidrocarburos y combaten prácticas ilícitas como el huachicol, priorizando la trazabilidad y la fiscalización, aunque representan un reto para el sector privado formalmente establecido en México. OGM

Inversión en Pemex se desploma 29% y presiona su futuro operativo

La inversión física en Pemex cayó 29% en 2025, mientras producción, deuda y adeudos con proveedores presionan las finanzas de la petrolera pese a apoyos récord del gobierno federal.

Entre enero y octubre de 2025, la inversión física del gobierno federal en Petróleos Mexicanos (Pemex) alcanzó 193 mil millones de pesos, una caída real de 29% frente al mismo periodo de 2024, de acuerdo con cifras de la Secretaría de Hacienda. Se trata del mayor desplome en el arranque de un sexenio desde los registros comparables que inician con Ernesto Zedillo, lo que ha encendido alertas sobre la capacidad de la empresa para sostener producción, mantenimiento e infraestructura estratégica.

El recorte ocurre en un contexto en el que Pemex mantiene una producción promedio de hidrocarburos líquidos cercana a 1.6 millones de barriles diarios en 2025, su nivel más bajo en alrededor de cuatro décadas, por debajo de los 1.83 millones de barriles diarios registrados en 2018 y lejos de los 2 millones prometidos en el sexenio anterior, según datos históricos de la propia empresa y de la CNH. Al mismo tiempo, el Plan Estratégico 2025-2035 del gobierno federal fija como objetivo una producción de 1.8 millones de barriles diarios para 2030, combinando crudo y condensados, con un techo asociado a compromisos climáticos y metas de reducción de emisiones.

Entre enero y septiembre de 2025, Pemex reportó una pérdida neta de alrededor de 45 mil millones de pesos y un incremento de 32% en sus adeudos con proveedores, que rondan los 517 mil millones de pesos. Sus pasivos financieros se mantienen cerca de 100 mil millones de dólares, de acuerdo con sus informes trimestrales y con estimaciones de agencias calificadoras como Fitch y Moody's, que han destacado la elevada carga de deuda y los riesgos de liquidez.

La reducción de la inversión física se da en paralelo al aumento de apoyos fiscales y transferencias directas del gobierno federal. Entre enero y octubre de 2025, las transferencias a Pemex vía Sener sumaron 386 mil millones de pesos, el monto más alto en la serie disponible, mientras que la contribución neta de Pemex a las finanzas públicas resultó negativa, según México Evalúa. Esto ha comprimido el espacio presupuestal para otras dependencias: salud, infraestructura y medio ambiente registran subejercicios de entre 26% y 29% respecto a lo programado.

Para 2026, el Congreso aprobó recursos por 781,062 millones de pesos para Pemex, entre presupuesto directo y aportaciones de Sener, que el gobierno federal califica como "históricos". Sin embargo, analistas coinciden en que, aun con mayor apoyo financiero, el rezago en inversión física —particularmente en mantenimiento, exploración y desarrollo de campos— ya se refleja en la trayectoria descendente de la producción y en el incremento de pasivos con proveedores. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

5

Combustóleo al alza: Pemex refina más residuo y frena el impulso gasolinero

Pemex incrementó 36% la producción de combustóleo en octubre, mientras gasolinas cayeron mensual y diésel siguió al alza, elevando 2.1% la producción total de petrolíferos.

En octubre de 2025, el Sistema Nacional de Refinación de Petróleos Mexicanos (Pemex) registró un cambio relevante en la estructura de su producción: el combustóleo se disparó, mientras que las gasolinas mostraron una desaceleración mensual, a pesar de mantener un crecimiento respecto al año previo.

De acuerdo con los datos operativos, la producción de combustóleo alcanzó **240,000 barriles diarios**, un incremento de **36.3% mensual** frente a los **176,000 barriles diarios** de septiembre. En la comparación anual, el aumento fue de **38%**, ya que en octubre de 2024 se producían **174,000 barriles diarios** de este refinado, catalogado como de **bajo valor comercial** y con alta intensidad de emisiones por su uso principalmente en generación eléctrica, navegación y procesos industriales.

En contraste, la **producción de gasolinas** se ubicó en **324,746 barriles diarios**, lo que implicó una **caída de 10.2%** frente a los **361,689 barriles diarios** de septiembre. Sin embargo, en términos anuales, el volumen sigue al alza: en octubre de 2024 se producían **255,542 barriles diarios**, por lo que el avance interanual fue cercano a **27%**, reflejando el efecto de mayores cargas de crudo y de la incorporación gradual de capacidad en el sistema de refinación.

El **diésel** se mantuvo como el segundo producto más relevante en volumen, con **255,626 barriles diarios**, ligeramente por encima del combustóleo. Esta cifra significó un aumento de **2.6% mensual** respecto a los **248,958 barriles diarios** de septiembre y un salto de **73.4% anual**, frente a los **147,357 barriles diarios** de octubre de 2024. El comportamiento del diésel es consistente con la prioridad de atender la demanda del transporte de carga y del sector industrial.

En conjunto, la **producción total de petrolíferos** del Sistema Nacional de Refinación alcanzó **1,039,574 barriles diarios**, lo que representa un incremento de **2.1% mensual** y de **15.84% anual**. Esto confirma una recuperación de la actividad de refinación frente al año anterior, cuando las plantas enfrentaron paros frecuentes por mantenimiento, limitaciones operativas y restricciones asociadas a la calidad del crudo procesado.

El repunte del combustóleo, frente a una desaceleración en gasolinas y un crecimiento sostenido en diésel, muestra un ajuste en el mix de productos refinados, con implicaciones operativas, comerciales y ambientales que seguirán bajo observación del mercado y de los reguladores. OGM

Pagos selectivos de Pemex presionan a proveedores en cierre de 2025

Pemex pagará entre 60 y 100% de adeudos el 16 y 30 de diciembre, pero requisitos fiscales limitarán el beneficio a pocos proveedores, en un contexto de alta presión financiera.

Petróleos Mexicanos (Pemex) realizará dos jornadas de pago a sus proveedores los días 16 y 30 de diciembre, en las que liquidará entre 60 y 100% de sus adeudos, pero sólo para un grupo acotado de empresas que cumplan con criterios específicos. De acuerdo con Alejandro Fuentes Alvarado, presidente del Centro Empresarial de Coparmex Carmen, la petrolera realizará una selección basada en requisitos fiscales y de seguridad social que muchas compañías actualmente no pueden cumplir.

Entre las condiciones establecidas por Pemex destacan estar al corriente en el pago de obligaciones ante el Servicio de Administración Tributaria (SAT), el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) y el Infonavit. Sin embargo, numerosos proveedores enfrentan litigios, créditos fiscales o incluso cuentas embargadas precisamente como consecuencia del impago de la propia petrolera, lo que limita su capacidad para regularizarse y acceder a estos esquemas de pago.

Fuentes Alvarado subrayó que el universo de empresas que resultarán beneficiadas será reducido, ya que el cumplimiento estricto de todos los requisitos es prácticamente inalcanzable para una parte importante de la cadena de suministro. Esta situación genera un círculo vicioso: la falta de pagos de Pemex deteriora la situación fiscal y financiera de las compañías, y luego estas mismas condiciones les impiden calificar para los programas de regularización de adeudos.

Según estimaciones del sector empresarial, durante 2025 Pemex solo habría cubierto alrededor de 30% de la deuda correspondiente a lo facturado en el propio ejercicio fiscal, sobre un saldo global cercano a los 400 mil millones de pesos. Esta proporción, calificada como mínima por los empresarios, ha obligado a muchas firmas a operar con flujos restringidos, recurrir a financiamiento caro o postergar inversiones y mantenimiento.

El cierre de año agudiza la presión sobre las compañías proveedoras, que deben hacer frente al pago de aguinaldos, prestaciones y otros compromisos laborales con sus colaboradores. De acuerdo con los testimonios recabados, algunas empresas han tenido que extender sus esfuerzos financieros durante dos años para cumplir con sus obligaciones de fin de año, mientras que otras advierten posibles recortes de personal si no se materializan pagos adicionales por parte de la petrolera en las próximas semanas.

En este contexto, la expectativa del sector se centra en la eficacia y alcance real de los pagos anunciados por Pemex, así como en la posibilidad de que se establezcan nuevos mecanismos para atender el rezago con proveedores durante 2026. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

6

USMCA 2026: la energía mexicana entra a escena tras la audiencia pública del USTR

El USTR realizó audiencia pública 3–5 de diciembre rumbo a la revisión sexenal 2026 del USMCA; se anticipan fricciones por energía y empresas estatales. México abrió consulta pública.

El tablero comercial de **Norteamérica** se movió en una sala de audiencias: del **3 al 5 de diciembre**, la **Oficina del Representante Comercial de Estados Unidos (USTR)** celebró la **audiencia pública** que alimentará el informe para la **revisión conjunta** del **USMCA** prevista para el **1 de julio de 2026**. Comparecieron cámaras, empresas, sindicatos y tanques de pensamiento para fijar **posiciones** sobre competitividad, reglas de origen, disputas laborales y, cada vez más, **energía**.

El proceso no es un tecnicismo: puede derivar en **renegociaciones** o, en escenarios extremos, en **amenazas de salida** del acuerdo por parte de Washington, como sugirieron recientes declaraciones que encendieron alertas en mercados.

Para **México**, el foco energético es inevitable. Las políticas sobre **empresas del Estado**, reglas de despacho y trato a **inversiones** privadas en hidrocarburos y electricidad han sido motivo de **consultas** y **paneles** en la etapa 2021–2024.

En la audiencia, diversos participantes subrayaron que la **certidumbre** en energía —acceso no discriminatorio a permisos, **tránsito** y **conexión a la red**— es condición para no frenar el **nearshoring**. Análisis y minutas de la audiencia recopiladas por firmas legales y think tanks muestran que la energía cruzó la conversación sobre **competitividad** y **seguridad económica**.

Del lado mexicano, la **Secretaría de Economía** abrió en **septiembre** un proceso de **consulta pública** para recabar posiciones de sectores productivos rumbo a la revisión 2026, coordinándose con sus contrapartes en EE. UU. y Canadá.

El mensaje: México quiere **llegar** con una postura trabajada y con evidencia del impacto del tratado. El **calendario** de USTR (audiencia en diciembre, reporte en 2026) y la ruta interna de México corren en paralelo. El desenlace marcará el marco de reglas que enfrentará la **energía** en la próxima década.

¿Por qué la **energía** puede encender fricciones? Primero, por el **tamaño** de las inversiones: gasoductos transfronterizos, exportaciones de **gas natural** y proyectos eléctricos dependen de **certeza** regulatoria. Segundo, por el papel de **CFE** y **Pemex** en mercados donde también operan privados; la sección de **empresas del Estado** del USMCA examina **trato no discriminatorio** y **subsidios**. Tercero, por la transición energética: **EE. UU.** y **Canadá** empujan cadenas de valor limpias (baterías, renovables), y México necesita reglas que **atraigan** capital y no lo alejen. Las **comparecencias** reflejaron ese roce: algunos piden **alineamiento** de políticas; otros piden **flexibilidad** por estrategias de seguridad energética.

El escenario **2026** tiene varias rutas. Una **renovación** “limpia” con ajustes menores; una **renegociación** que actualice capítulos clave (laboral, ambiente, energía, digital); o una fase de **tensión política** con amenazas de salida que sirvan de **palanca** negociadora. En todos los casos, el sector energético mexicano debe prepararse con **argumentos técnicos**: capacidad de red, acceso a permisos, transparencia en procesos de **despacho**, metas de **emisiones** y rol de **empresas del Estado** bajo criterios pro-competencia. La audiencia de diciembre fue el **pistoletazo** de salida. Lo que se diga —y pruebe— en los próximos meses moldeará la **inversión** 2026–2030. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

16 de diciembre de 2025

Así cambia el sector eléctrico con el RLSE y
el PLADESE 2025–2039

7

El Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico redefine planeación, control operativo, generación y almacenamiento; el PLADESE 2025–2039 fija ruta y metas de expansión.

El ecosistema eléctrico mexicano entra en una etapa de **reglas más detalladas y planeación de largo plazo**. El 3 de octubre de 2025 se expidió el **Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico (RLSE)**, un documento de observancia general que **reglamenta** disposiciones sobre **planeación, control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, generación y almacenamiento**, entre otras materias. Semanas después, la **SENER** publicó el **Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025–2039**, que se convierte en la **hoja de ruta** para expansión de **generación, transmisión y distribución** durante 15 años. Juntos, RLSE y PLADESE dibujan un mapa de **permisos, prioridades y obras** que afectará costos y tiempos de conexión.

El **RLSE** pone lupa en **planeación y operación**. El texto establece el objeto de **reglamentar** la ley en lo relativo a planeación del sistema, control operativo, así como la **generación y el almacenamiento** de energía, fijando bases para la coordinación entre **SENER, CENACE y CFE**. Para desarrolladores, esto significa que los **trámites** y la **priorización** de proyectos deberán alinearse de forma **más explícita** con las necesidades del sistema, incluyendo **confiabilidad, calidad y continuidad** del suministro. En la práctica, el RLSE busca que la expansión no solo sume megawatts, sino que lo haga **donde y cuando** los necesita la red.

El **PLADESE** aterriza esa visión con cifras y cronogramas. De acuerdo con la publicación en el DOF y resúmenes especializados, el Plan **sintetiza** metas de expansión, e **integra** instrumentos como el Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales (PVIRCE) y los Programas de Ampliación y Modernización de la **Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución**.

Organismos independientes han analizado el documento, destacando que la **demand máxima** podría **crecer ~50%** hacia 2039 y que la expansión deberá acompañar la instalación de **nueva generación y almacenamiento** con énfasis en **cuellos de botella** actuales.

Para la **industria**, las implicaciones son inmediatas. En **transmisión**, el énfasis está en **obras troncales** que alivien congestiones y habiliten la entrada de **renovables** que hoy esperan ventana. En **generación**, el Plan contempla un **mix de ciclos combinados, hidroeléctricas** modernizadas, **renovables y almacenamiento**, con una lógica de **confiabilidad regional**. En **distribución**, el reto es acomodar el crecimiento de **parques industriales, centros de datos y carga comercial**, además de la **generación distribuida**. El mensaje de política pública es claro: **planeación vinculante** y ejecución con prioridades técnicas.

El **riesgo** no está en el diseño, sino en la **ejecución**. Aun con reglas y planes, la **ventana 2026–2028** será la prueba: si los proyectos de **líneas y subestaciones** se entregan a tiempo, el sistema ganará **reserva y estabilidad**; si se retrasan, los **costos marginales** seguirán presionando regiones críticas. Para los **offtakers** corporativos, esto se traduce en necesidad de **PPAs** sofisticados, integración de **BESS** para perfilar demanda y contratos que aguanten **horas pico**. Las **autoridades** han puesto números y ruta; el mercado medirá **hitos y entregas**.

En el plano **regulatorio**, el RLSE también clarifica **roles** y la coordinación con CENACE en el **control operativo**. Esa precisión contribuye a reducir **incertidumbre** para inversionistas, siempre que vaya acompañada de **tiempos de trámite** y **criterios** públicos para acceso a **conexión**. El **PLADESE**, por su parte, debe **actualizarse** anualmente para reflejar nuevos polos de demanda (nearshoring, IA) y **tecnologías** como **almacenamiento**. La conclusión operativa es pragmática: hay **reglas** y hay **plan**; ahora toca **entregar capacidad** al ritmo de la demanda. OGM