

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026



¿Es buen momento para invertir en petróleo? Oportunidades y riesgos de hacerlo

El precio del llamado oro negro cotizó en casi 120 dólares por barril en días pasados por el conflicto en Medio Oriente; si bien esta burbuja se desinfló, aún permanece en niveles relativamente altos, ¿conviene apostar por esta materia prima?

El conflicto en Medio Oriente disparó el [precio del petróleo](#) a más de 100 dólares por barril en días pasados, niveles no vistos desde mediados de 2022. ¿Es buen momento para invertir en el llamado oro negro?

El crudo cotizó cerca de 120 dólares ante la incertidumbre que generó el **ataque de Estados Unidos a Irán**, uno de los mayores productores petroleros. Sin embargo, horas después, su precio bajó para ubicarse entre 85 y 90 dólares, niveles relativamente elevados.

Estos altibajos demuestran que **el oro negro tiende a ser inestable**, porque su precio está sujeto a factores como la oferta y demanda, tensiones geopolíticas, decisiones de organismos internacionales como la OPEP y el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, por lo cual **se debe ser cuidadoso al momento de [invertir](#) en él**, dicen especialistas.

Si me preguntas si es un buen momento para invertir en petróleo, sí, es un buen momento, como siempre lo ha sido, pero en un portafolio bien diversificado y sin dejarse deslumbrar por los precios que se pueden ver en cierto momento”.

Leonardo Castillo, asesor de inversiones en Fintual México.

El especialista recuerda que **rendimientos pasados no garantizan rendimientos futuros**, por lo cual si bien el oro negro está dando buenos dividendos en estos momentos, esto no significa que se mantendrán así por un largo periodo.

Por ello, dice, **lo ideal es “no tener todos los huevos en la misma canasta”**, lo más aconsejable es contar con una exposición simultánea en petróleo y otras materias primas, activos dolarizados, acciones y rubros con menos riesgo, como deuda gubernamental.

¿En cuáles instrumentos puedes invertir en petróleo?

Existen diferentes esquemas, la **elección estará en función del riesgo** que quieras asumir en la materia prima y el nivel de experiencia con el que cuentas.

Los [fondos de inversión](#) son una opción. Generalmente, estos canalizan los recursos a una amplia gama de instrumentos financieros, como valores de deuda, acciones u otros títulos de capital y valores de deuda de empresas privadas o valores bancarios, dependiendo del objetivo. Dentro de los activos donde invierten generalmente hay compañías que se dedican a la producción, extracción o distribución de petróleo, sin que sea el único destino de los recursos.

Otro instrumento para invertir en petróleo son los [ETFs](#) (Exchange Traded Fund). Éstos contienen una variedad de activos, como pueden ser acciones, bonos, materias primas (como crudo) o una combinación de estos. Y se pueden comprar y vender como acciones individuales durante el horario de negociación de un mercado accionario.

De acuerdo con Castillo, **hay algunos ETFs que buscan exposición en compañías petroleras**, “pero aquí hay que tomarlo con cautela, porque si inviertes solo en un ETF de este tipo, te puede ir muy bien (como ahora), pero también muy mal”.

También está la opción de **invertir directamente en acciones de empresas petroleras**, como Chevron, Shell y Exxon Mobil. Aquí no solo estás expuesto al precio del petróleo, sino a las noticias propias de la compañía, que pueden ayudar a tener un mejor rendimiento o, en el peor de los casos, a empeorarlo.

¿Se puede invertir en Petróleos Mexicanos (Pemex)?

Al ser una empresa propiedad del gobierno mexicano, no cotiza en bolsas de valores públicas, por lo tanto, sus acciones no están disponibles.

La forma de invertir en la compañía es a través de sus **emisiones de bonos** que son administrados por fondos de inversión y entidades bancarias.

Una alternativa más para invertir en crudo son los **contratos de futuros y opciones**, los cuales permiten especular sobre el precio del petróleo en fechas futuras. Requieren un mayor conocimiento técnico y tolerancia al riesgo. Son comúnmente utilizados por *traders* profesionales. El Economista

12 de marzo de 2026

2

Cuencas shale darían casi 110,000 barriles de crudo al día en un lustro

El planteamiento ha recibido respaldo desde la Cámara de Diputados, mientras se diseña un marco regulatorio que permita extraer estos recursos con el menor impacto ambiental posible.

Petróleos Mexicanos (Pemex) ha dejado claro que pretende integrar en los próximos cinco años unos 107,945 barriles diarios, que sería más de 5% de la producción petrolera nacional, y 166 millones de pies cúbicos por día, que a su vez serían alrededor de 3.5% de la producción de gas, provenientes de yacimientos de geología compleja en tierra, planteamiento que recibe respaldo desde la Cámara de Diputados mientras se diseña un marco regulatorio que permita extraer estos recursos con el menor impacto ambiental posible.

El Plan Estratégico 2025-2035 asegura que se obtendrán 197 millones de barriles de petróleo entre 2025 y 2030 y 303,000 millones de pies cúbicos de gas de yacimientos de geología compleja, que son recursos no convencionales o shale, en un escenario conservador. Para ello, fuentes con conocimiento aseguran que el gobierno prepara disposiciones administrativas para el uso de agua congénita en la fractura hidráulica de las rocas.

En el caso del petróleo, se asegura que la proyección será mantener baja la actividad hasta el 2028 para arrancar entonces y llegar a casi 500,000 barriles por día en 2029 y 2030, cuando la producción nacional sería de 1.8 millones de barriles diarios. En el caso del gas natural, el promedio a extraerse de yacimientos de geología compleja durante los próximos cinco años es de 166 millones de pies cúbicos por día, lo que significa alrededor de 3.5% de los 4,713 millones de pies cúbicos diarios en promedio que se estableció como meta en la producción gasífera nacional.

Y ante el incremento en los precios internacionales del petróleo, provocado por la guerra en Medio Oriente, y la creciente incertidumbre en los mercados energéticos globales, México tiene la oportunidad de analizar con responsabilidad el potencial de sus recursos no convencionales para fortalecer su seguridad energética, explicó el diputado federal de Morena, Alfonso Ramírez Cuéllar.

El legislador destacó que “el escenario internacional nos obliga a pensar estratégicamente. México tiene importantes recursos no convencionales que podrían contribuir a aumentar la producción de petróleo y gas si se desarrollan con tecnologías modernas, regulación estricta y pleno cuidado del medio ambiente”.

El diputado Ramírez Cuéllar subrayó que cualquier avance en esta materia debe ir acompañado de un marco regulatorio que garantice la seguridad de las operaciones, el cuidado ambiental y la certidumbre para las inversiones.

“Si logramos construir reglas claras, invertir en infraestructura y gestionar adecuadamente los impactos ambientales, México puede aprovechar esta coyuntura internacional para fortalecer su seguridad energética y convertir al sector energético en un motor de crecimiento y generación de empleos”, concluyó.

Según el Plan Estratégico 2025-2035 de Pemex, México tienen alrededor de 64,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, distribuido principalmente en las cuencas de Tampico-Misantla, Sabinas-Burro Picachos y Burgos (ubicadas en Tamaulipas y el norte de Veracruz).

Recientemente la presidenta Sheinbaum dijo que su gobierno analiza técnicas sustentables para explotar los recursos no convencionales del país. El Economista

Riqueza oculta

Los poco más de 64,000 barriles de petróleo crudo equivalente a los que ascienden los recursos prospectivos en yacimientos no convencionales del país, representan 57% del total de recursos prospectivos de México.

Distribución del potencial de recursos prospectivos en yacimientos de geología compleja | MILES DE MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE

CUENCA/TIPO DE HIDROCARBURO	ACEITE	GAS HÚMEDO Y GAS SECO	TOTAL
Tampico-Misantla	34.8	4.1	38.9
Sabinas Burro-Picachos	0.6	13.4	14.0
Burgos	ND	10.8	10.8
Veracruz	0.6	ND	0.6
Total	36	28.3	64.3

FUENTE: PLAN ESTRATÉGICO 2025-2035, PEMEX.

© EL ECONOMISTA

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026



3

Fracking, ya

Claudia Sheinbaum reconoció que su gobierno se encuentra buscando opciones más amigables con el medioambiente para poder aplicar las técnicas de fracturación hidráulica en México, sin embargo, reconoció también la necesidad y la urgencia de nuestro país por incrementar la producción de gas natural para el autoconsumo.

Cada vez son más las voces al interior del Gobierno de México, que se suman a la necesidad de implementar técnicas de fracturación hidráulica, o fracking, para aprovechar el amplio potencial que México tiene en yacimientos de shale gas, ubicados principalmente al norte del país.

Actualmente, y desde el sexenio pasado, en México se decretó la prohibición del fracking, argumentando graves riesgos ambientales, además de un excesivo uso de agua.

Verá, el fracking es una técnica bajo la cual se perfora una serie de pozos en las cuencas de lutitas, o shale, ubicadas principalmente en Tamaulipas, Nuevo León, y otras entidades, a las cuales se les inyectan líquidos, que, literalmente fracturan las rocas, permitiendo que el hidrocarburo, o el gas natural, sea liberado.

No es un secreto que México es un país altamente deficitario en gas natural, actualmente más del 60 por ciento del gas natural que se consume en el país, se importa de Estados Unidos, y adivine usted de dónde viene este gas, efectivamente, de cuencas de shale, pero que se ubican principalmente en los estados de Texas, Arizona y Nuevo México. Largas cuencas geológicas, que por cierto, se comparten con México.

Voces como la de Walter Julián Ángel Jiménez, secretario de desarrollo energético del gobierno de Tamaulipas, han expresado la necesidad de implementar proyectos que permitan aprovechar el amplio potencial en shale gas en México.

Trascendió esta semana, que el diputado, Alfonso Ramírez Cuéllar, también de Morena, ha levantado la voz en el congreso, también para solicitar que se impulsen este tipo de proyectos a través de Pemex.

Estas voces han tenido eco, de hecho, el pasado 18 de febrero, la presidenta Claudia Sheinbaum reconoció que su gobierno se encuentra buscando opciones más amigables con el medioambiente para poder aplicar las técnicas de fracturación hidráulica en México, sin embargo, reconoció también la necesidad y la urgencia de nuestro país por incrementar la producción de gas natural para el autoconsumo. Aunque la mandataria no hizo un compromiso firme, vaya, más concreto, sobre el tema.

Y es que la realidad es demoledora, la producción de Pemex en campos de gas no puede incrementar, simple y sencillamente, porque la extracción tradicional de este recurso es muy cara, en comparación con los precios que se pueden lograr en el shale gas.

El camino a la soberanía energética que persigue el gobierno como uno de los pilares principales del llamado segundo piso de la cuarta transformación, puede tener una respuesta en el fracking, sin embargo, es cuestión de voluntad política y de dejar dogmas, técnicos, ambientales, y culturales, detrás.

COTEMAR DE FESTEJO

Este año Grupo Cotemar alcanzó un hito fundamental en su trayectoria al recibir, por decimocuarto año consecutivo, el Distintivo ESR (Empresa Socialmente Responsable) otorgado por el Centro Mexicano para la Filantropía (Cemefi).

De acuerdo con el proveedor de servicios petroleros, este reconocimiento no sólo valida el cumplimiento de estándares internacionales, sino que celebra casi una década y media de haber integrado la ética y la sostenibilidad en el ADN de la compañía. Enhorabuena. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026

4

Deer Park se desmorona: Acumula 2 años con pérdidas bajo control total de Pemex

Luego de cuatro años de tener el control total de la refinería Deer Park, en Texas, Pemex registra pérdidas millonarias.

[La refinería de Petróleos Mexicanos \(Pemex\) ubicada en Deer Park](#), Texas, reportó una pérdida de 80 millones de dólares durante 2025, lo que representó su segundo año consecutivo en 'números rojos' desde que [la petrolera adquirió el 100 por ciento de la refinería](#) en 2022.

Hace cuatro años, [Pemex decidió obtener el control total de las operaciones de Deer Park](#), por lo que adquirió el 50.005 por ciento de la participación que tenía la petrolera británica Shell en la refinería.

En ese año de transición, **Deer Park registró utilidades por 954 millones de dólares**, mientras que en 2023 las ganancias ascendieron a 581 millones de dólares.

Sin embargo, en 2024 anotó sus primeros números rojos, al reportar pérdidas por 118 millones de dólares.

En 2025, la refinería texana recibió una 'cirugía mayor' de mantenimiento que requirió de una inversión de, al menos, 500 millones de dólares, afirmó el director general de Pemex, [Víctor Rodríguez Padilla](#), en octubre de 2025.

Adán Enrique García, director general de PMI Comercio Internacional, señaló en conferencia con inversionistas que los márgenes de refinación en la costa norte del Golfo de México se redujeron respecto a los niveles máximos observados en noviembre de 2025.

Sin embargo, diversos factores del mercado continúan respaldando la rentabilidad del sector. Entre ellos se encuentran el arranque gradual de nuevas instalaciones, los mantenimientos programados en refinerías y la reducción sostenida de inventarios de combustibles.

“Los balances de oferta y demanda indican márgenes de refinación sólidos para los próximos dos años. La utilización de la capacidad de refinación en la costa del Golfo aumentó en diciembre por la menor actividad de mantenimiento”, dijo.

Deer Park gana en confiabilidad

El directivo agregó que [la refinería de Deer Park](#) registró el mejor desempeño en confiabilidad de los últimos tres años, ya que mantuvo niveles históricos de producción a pesar de la capacidad reducida durante la mitad del cuarto trimestre debido al mantenimiento.

“El mantenimiento mayor se completó con esto. Todas las unidades reiniciaron de manera segura y operaron a la capacidad planeada. **La operación mantiene un enfoque en la optimización y rentabilidad.** Además, se mantiene la disciplina en el uso de capital y de control de gastos y durante el 2025, Deer Park fue autosuficiente y no requirió de línea de crédito”, agregó.

A causa del mantenimiento del cierre del año, los resultados operativos de la refinería se redujeron durante el 2025.

El año pasado, **Deer Park procesó un promedio de 261.3 mil barriles diarios** de petróleo crudo, lo que representó una disminución anual de 3.9 por ciento, mientras que en elaboración de gasolinas, diésel y turbosina se reportó una producción de 240 mil barriles diarios, una caída de 6.3 por ciento respecto al año previo. El Financiero



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026

5

Moody's pone palomita al plan de inversión de CFE

Guerra en Irán dispara precios energéticos

La gestión de Emilia Calleja Alor al frente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) recibió el visto bueno de Moody's. La calificadora internacional afirmó que la estatal posee la solvencia necesaria para ejecutar su estrategia de inversión de este sexenio, la cual contempla un presupuesto de 30,000 millones de pesos.

Si bien la agencia reconoció la destreza de la CFE para administrar riesgos, advirtió que su fuerte dependencia del gas natural estadounidense sigue siendo una limitante para su perfil crediticio.

Según las estimaciones de Moody's, aproximadamente el 60% de la electricidad generada por la CFE utiliza este insumo. Dicha situación vulnera los márgenes de operación de la compañía ante las fluctuaciones en el mercado internacional de energéticos.

Muestra de ello es que, apenas esta semana, el gas natural en EE. UU. finalizó con un precio de 3.19 dólares por millón de BTU, lo que representa un repunte del 11.68% frente al periodo previo. Con este avance, el combustible rompió una tendencia de cinco semanas consecutivas a la baja.

Este repunte es reflejo de la inestabilidad generada por el conflicto bélico entre Estados Unidos e Irán, iniciado la semana pasada.

Desafíos para la CFE

Moody's identificó dos amenazas críticas para el cumplimiento del plan. La primera consiste en un alza general en los gastos de obra y suministro de equipos —particularmente de turbinas de gas ante su alta demanda mundial—, lo que podría afectar las métricas crediticias, aunque de manera controlada.

El segundo punto de presión radica en un potencial incremento en los precios del gas, sumado a posibles demoras en los proyectos de infraestructura. Esta combinación podría comprometer “gravemente” la liquidez inmediata de la empresa. Lo anterior se debe a que el traslado de estos costos operativos a los recibos de luz no es inmediato, lo que suele mermar el flujo de caja en el corto plazo.

Pese a este panorama, Moody's subrayó que la CFE blindó sus arcas mediante la adquisición anticipada de coberturas financieras en septiembre pasado. Este mecanismo protege el costo del 43% del gas natural requerido, mitigando la exposición que la empresa sufrió en crisis previas, como la ocurrida en 2021.

Finalmente, la calificadora reiteró que el grado crediticio de la CFE descansa en el respaldo total del Gobierno de México.

“Esta previsión de apoyo gubernamental extraordinario permite que la calificación de la empresa se mantenga cuatro niveles por encima de su perfil financiero intrínseco. Esto compensa la presión generada por el endeudamiento previsto para costear el 80% de su ambicioso plan de expansión”, concluyó la agencia. EAD

A una semana del inicio del conflicto bélico entre Irán y Estados Unidos, uno de los sectores más afectados fue el precio internacional de los energéticos, que se movieron hasta 35%.

“Este conflicto tiene el potencial de ocasionar fuertes disrupciones en las cadenas globales de suministro energético dado que en el Medio Oriente se produce alrededor del 30% del crudo a nivel global, mientras el 20% del suministro global cruza por el Estrecho de Ormuz”, señaló Gabriela Siller, directora de Análisis Económico de Banco Base.

Debido a la escalada de la guerra, el petróleo WTI cerró la semana en 90.84 dólares por barril, con una ganancia semanal de 35.27% y tocando un máximo de 92.61 dólares por barril, nivel no visto desde el 29 de septiembre del 2023.

La semana que concluyó hoy ha sido la de mayor incremento en la historia para el precio de referencia del barril estadounidense.

Mientras tanto, el Brent cerró la semana en 92.56 dólares por barril, un avance de 27.80% y tocando un máximo de 94.64 dólares por barril, nivel no visto desde 29 de septiembre del 2023.

“Debido a la guerra, es muy posible que los precios del petróleo alcancen niveles por encima de 100 dólares por barril. La última vez que el precio del Brent se ubicó por encima de 100 dólares por barril fue el 31 de agosto del 2022, mientras que para el WTI fue el 29 de julio del 2022”, dijo la especialista.

También subió el gas

En Estados Unidos terminó, el gas natural cerró la semana cotizando en 3.19 dólares por millón de BTU, con un aumento semanal de 11.68% y cortó una racha de 5 semanas a la baja.

En Europa el impacto fue maps grande, el combustible acabó la semana cotizando en 53.39 euros por MWh, con un avance de 67.04% y tocando un máximo de 65.79 euros por MWh, nivel no visto desde el 20 de enero del 2023. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026

6

Arranca Woodside campaña de perforación de 24 pozos submarinos en Trion

El pasado 5 de marzo, llegó a costas mexicanas el buque perforador Deepwater Thalassa de Transocean

Woodside Energy y Petróleos Mexicanos (Pemex) iniciaron la campaña de perforación de **24 pozos submarinos** en el campo de aguas ultraprofundas **Trion**, en el Golfo de México.

En un comunicado, Woodside Energy informó que la campaña de perforación de los pozos estará a cargo del buque perforador **Deepwater Thalassa de Transocean**, cuyo arribo a costas mexicanas sucedió el pasado **5 de marzo**, con el apoyo de buques de suministro y servicios logísticos que operan desde puertos del estado de Tamaulipas, lo que fortalecerá además las cadenas de suministro locales y regionales.

Asimismo, indicó que la producción de Trion se cargará en una instalación flotante de almacenamiento y descarga (FSO, por sus siglas en inglés) denominada **Chalchi**, con una capacidad de **950 mil barriles de crudo**.

Además, los 24 pozos submarinos se conectarán a una unidad flotante de producción (UPP) denominada **Tiáloc**, con una capacidad nominal de aproximadamente **100 mil barriles por día**.

“El inicio del programa de perforación representa un hito para el Proyecto Trion y para el sector de petróleo y gas en aguas profundas de México. Esto subraya la solidez de nuestra colaboración con Pemex y nuestro compromiso compartido de ejecutar este proyecto de clase mundial de forma segura y eficiente. Trion es más que un recurso importante: es una oportunidad para mejorar la seguridad energética de México, desarrollar la capacidad local y generar valor económico duradero para el país”, dijo Liz Westcott, directora ejecutiva interina de Woodside.

La empresa de origen australiana comentó que el inicio de la perforación en Trion marca un hito significativo en el desarrollo de uno de los proyectos energéticos marinos más importantes de México y representa **un avance clave hacia el desarrollo completo del campo** tras la decisión final de inversión (FID, en inglés) del proyecto en 2023.

La semana pasada, la secretaria de Energía, **Luz Elena González Escobar**, atestiguó el inicio de las actividades en el campo Trion, para el cual se estiman inversiones por **10 mil 400 millones de dólares**.

Woodside Energy funge como operadora del campo, con una participación de **60 por ciento**, en tanto Pemex, como socia, retiene el **40 por ciento** restante.

Desde la FID de Trion, las actividades de ingeniería, adquisiciones y planificación operativa **han avanzado** de acuerdo con el cronograma de desarrollo aprobado. El proyecto sigue en camino de alcanzar **su primera producción de petróleo en 2028**, recordó la australiana.

“El progreso que observamos en Trion refleja la dedicación y la experiencia de nuestro equipo de proyecto y de nuestros socios, quienes han trabajado incansablemente para impulsar este desarrollo. Desde la ingeniería y la planificación hasta la ejecución de la perforación, el equipo está impulsando el proyecto de forma segura y sistemática”, explicó Stéphane Drouaud, vicepresidente de Woodside.

Se espera que Trion genere importantes beneficios económicos, incluyendo **oportunidades de empleo directo e indirecto** y una **mayor participación** para los proveedores mexicanos, expresó.

Añadió que durante la vida del proyecto, se espera que Trion genere **más de 10 mil millones de dólares en impuestos y regalías** para México.

Trion –descubierto en 2012– se encuentra en la zona llamada Cinturón Plegado de Perdido, en aguas ultraprofundas del Golfo de México a unos **180 kilómetros** de las costas del estado de Tamaulipas.

Su tirante de agua estaría a un promedio de **2 mil 500 metros** y ocupa una extensión de aproximadamente **mil 285 kilómetros cuadrados**.

Según las estimaciones, el campo podría contener unos **480 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce)** con una producción que podría alcanzar los **120 mil barriles diarios. EAD**

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

12 de marzo de 2026



Energía, cuello de botella para integración de México en América del Norte: Consultas TMEC

La Secretaría de Economía dio a conocer este día los resultados de las Mesas de Consulta Pública rumbo a la revisión del tratado comercial

La energía es uno de los **cuellos de botella** que podrían afectar la integración de México en la región de América del Norte **en el marco del TMEC**, fue uno de los **hallazgos** de las consultas públicas.

Este lunes, la **Secretaría de Economía** bajo el mando de **Marcelo Ebrard Casaubón** dio a conocer el **Resultado de las Mesas de Consulta Pública para la revisión del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC)**.

De acuerdo con el documento, el renglón de la **energía y los hidrocarburos** ocupó el tercer lugar de **mayor preocupación** dentro de los temas consultados con un **6.9 por ciento** de participación, solo por debajo de Farmacéutica, dispositivos médicos y cosméticos con 7.3 por ciento y Logística con 11.4 por ciento.

Para la integración, quienes participaron en las mesas expresaron su preocupación por **contar con disponibilidad suficiente y estabilidad** en el suministro de energía, **especialmente limpia**.

“En el norte y el Bajío, la discusión gira en torno a precios, disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico para sostener la competitividad de la manufactura. En el sur, el enfoque está en cómo la energía —especialmente la limpia— puede detonar desarrollo regional, atraer inversión y generar empleo”, expuso el documento.

La logística y la infraestructura también contaron dentro de los potenciales cuellos de botella, **sumado al capital humano y la movilidad laboral**.

30 sectores consultados

En las Mesas organizadas por la dependencia federal, los temas del TMEC fueron agrupados **en 30 sectores** y las consultas también se realizaron por estados de la Federación.

“En algunos casos, la agrupación respondió directamente a la estructura del TMEC; por ejemplo, en el sector salud se integraron las industrias farmacéuticas, de dispositivos médicos y de cosméticos, debido a que estos subsectores del sector salud son los contemplados en los anexos sectoriales del Tratado. En otros casos, se emplearon criterios de vinculación económica y cadenas de valor, agrupando subsectores altamente interdependientes, como en el caso del sector de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TICs)”, detalló la Secretaría.

Los sectores fueron:

1. Acero y aluminio
2. Aeroespacial y aeronáutica
3. Agrícola
4. Agroindustria
5. Autopartes y llantas
6. Bebidas y alimentos procesados
7. Cemento, vidrio y cerámica
8. Economía circular
9. Economía social
10. Electrónica
11. **Energía – hidrocarburos y electricidad**
12. Farmacéutica, dispositivos médicos y cosméticos
13. Ganadería, cadenas pecuarias y pesca
14. Inmobiliario y construcción
15. Industrias creativas
16. Leche, lácteos y derivados
17. Logística
18. Manufacturas eléctricas
19. Minería
20. Muebles y papel
21. Plásticos y juguetes
22. Productos metálicos, metalmecánica y derivados
23. Química
24. Servicios financieros
25. Servicios profesionales y empresariales
26. Textil, calzado y vestido
27. TICs
28. Turismo
29. Vehículos ligeros
30. Vehículos pesados

Principales preocupaciones

Los Resultados de las Mesas arrojaron, además, que entre **las principales preocupaciones sectoriales** se identificaron la persistencia de medidas unilaterales impuestas por Estados Unidos bajo la **Sección 232 del Trade Expansion Act de 1962**, que permite **aplicar aranceles** por motivos de **“seguridad nacional”**; la competencia desleal derivada de la triangulación comercial; la falta de homologación normativa en temas técnicos, sanitarios y ambientales; y la dependencia de insumos críticos no producidos en América del Norte.

Asimismo, destacó que los sectores también subrayaron la importancia de **avanzar en infraestructura energética** y logística, así como de **impulsar la transición hacia una matriz energética limpia y estable**.

Aunado a lo anterior, los sectores industriales coincidieron en que **la certeza jurídica**, la **disponibilidad de energía** y la cooperación tecnológica trilateral son pilares fundamentales para consolidar la competitividad de América del Norte. EAD