

Mexico Energy Chatter

5 de agosto de 2026

El Q2 de Pemex: Mejores números, la misma reserva

Pemex reportó sólidos resultados para el segundo trimestre el 31 de julio, impulsados por precios del crudo más altos, pero también por mejores cifras de producción, con datos que marcan una ruptura respecto al desempeño reciente. Los ingresos por ventas ascendieron a 510.4 miles de millones de pesos, un incremento del 30.3% interanual y el nivel más alto en 14 trimestres. La utilidad operativa alcanzó 85.5 miles de millones de pesos, revirtiendo la pérdida de 11.1 miles de millones registrada en el segundo trimestre de 2025. La utilidad neta se situó en 18.0 miles de millones de pesos, un giro drástico respecto a la pérdida neta de 45.993 miles de millones de pesos contabilizada apenas el trimestre anterior.

Si bien los mejores resultados financieros son bienvenidos, los indicadores ESG no parecieron tan alentadores. Las emisiones de óxidos de azufre aumentaron un 12.4% interanual hasta 349,800 toneladas, impulsadas principalmente por el mayor contenido de azufre en el gas procesado; la propia empresa reconoce que cualquier reducción deberá esperar hasta que las plantas de recuperación de azufre entren en operación hacia finales de 2026. Más llamativa aún fue la práctica duplicación del volumen de gas hidrocarburo enviado a la atmósfera, conocido como venteo o quema, que pasó de 391 a 778 millones de pies cúbicos por día (+99%), lo que refleja limitaciones de infraestructura en el manejo del gas proveniente de campos como Ixachi, así como restricciones de proceso en Cactus y Nuevo Pemex relacionadas con el alto contenido de ácido sulfhídrico.

En el ámbito social, los indicadores de seguridad empeoraron: el índice de frecuencia acumulada aumentó a 0.43 accidentes por millón de horas-hombre trabajadas (+48% interanual), mientras que el índice de gravedad escaló a 34 días perdidos (+62%). Durante el trimestre, 32 trabajadores resultaron heridos y cuatro murieron, en Exploración y Producción, Procesos Industriales y Logística. Además, se registraron dos incidentes clasificados como Nivel 1: el incendio en la torre de enfriamiento de la refinería de Salina Cruz el 11 de mayo y la fuga de gas agrio en el gasoducto Agave en el campo Bakté el 18 de junio. La causa raíz de ambos incidentes aún está bajo investigación.

La producción de hidrocarburos mejoró, con un alza del 4.6% interanual, gracias al campo Ixachi (una de las fuentes del aumento en el gas quemado), junto con Bakté, Itta, Koban y Maloob. Las ventas de gasolina continuaron creciendo, con un alza del 11.4% interanual, mientras que las ventas de diésel subieron un 19.1%, impulsadas por mayores precios en bomba. El incremento en las ventas de combustibles está apoyado por la reducción del IEPS para compensar precios antes de impuestos más altos, un impuesto pagado por el gobierno federal. (Por lo tanto, las cifras de combustible de Pemex están infladas por peores indicadores en el nivel federal, ceteris paribus, como hemos señalado en ediciones anteriores).

A pesar de las buenas noticias sobre los mayores precios del crudo y de un negocio de refinación que por fin ha logrado procesar más de un millón de barriles diarios por primera vez en casi dos décadas, los analistas de los principales bancos que cubren la deuda de Pemex recibieron respuesta limitada a sus preguntas sobre cómo la empresa planea hacer frente a los vencimientos de deuda en 2026 y 2027. Pemex es, sin duda, seguidora de la máxima de Falstaff: "La mejor parte del valor es la discreción; en esa mejor parte he salvado mi vida."

(En materia de discreción o comunicación limitada, Pemex suele estar entre las últimas empresas en México en presentar resultados trimestrales, y publica sus informes algunos minutos antes de su conferencia de resultados con analistas, que se divide en conferencias separadas en español e inglés. La empresa habitualmente comparte poca información adicional más allá del informe financiero durante la llamada, centrándose en cambio en transmitir cifras sobre los últimos tres meses en sus observaciones preparadas y dejando solo un breve tiempo para preguntas al final.)

El sustancial apoyo gubernamental brindado a Pemex para ayudarla a pagar tanto la deuda financiera como la deuda con proveedores continúa teniendo un efecto positivo (a un costo fiscal para UMS en 2025 y anteriormente), permitiendo que su saldo de deuda y sus costos financieros se reduzcan cada trimestre. La deuda financiera se situó en 77,500 millones de dólares al 30 de junio, una reducción del 9.1% respecto al cierre de 2025, con la deuda a corto plazo representando un menor peso dentro del total. La correspondiente reducción en los pagos de intereses de Pemex (y la reducción en inversiones) en comparación con el año anterior ayudó al gobierno de México a reportar cifras fiscales consolidadas (es decir, incluyendo Pemex, CFE, etc.) mejores a las esperadas para el 2T26, a pesar de la caída en los ingresos del IEPS petrolero federal.

Krem-1: Cinco Meses Después, Pemex Sella el Pozo

Pemex confirmó el 2 de agosto el cierre del pozo exploratorio Krem-1 en Las Choapas, Veracruz. El pozo "ya no presenta flujo superficial alguno", según el comunicado oficial. Con esto concluye la fase más crítica de una emergencia que comenzó el 5 de marzo con una explosión, seguida de un incendio que ardió fuera de control durante casi cinco meses.

Un investigador citado por Reuters estimó que el pozo quemó aproximadamente 300 millones de metros cúbicos de gas natural entre marzo y julio. Pemex señaló que el cierre fue posible tras la instalación de un sistema de válvulas y tuberías para detener el flujo, seguida de trabajos de taponamiento permanente. Pemex había anunciado la fase final de los trabajos el 17 y 18 de julio, cuando confirmó que el equipo ya se encontraba en el sitio.

El pozo exploratorio había tenido como objetivo añadir 51 millones de barriles de crudo equivalente, pero ese volumen se ha perdido definitivamente al tener que taponar el pozo de manera prematura debido a esta falla. Los costos ambientales y sociales,

entretanto, también están siendo documentados: las comunidades han reportado contaminación de arroyos, muerte de ganado, enfermedades respiratorias y destrucción de cultivos durante la emergencia que se prolongó meses. Pemex afirma que mantiene brigadas médicas en más de 45 comunidades, ejecuta un programa de mapeo de daños con expedientes caso por caso, y ha anunciado un proyecto para pavimentar 26 km del camino que conecta los ejidos Río Playas y El Remolino.

La saga del Krem-1 pone de relieve varios de los problemas recurrentes de Pemex: un pozo exploratorio que se salió de control, una respuesta institucional tardía, plazos de cierre incumplidos (el exdirector general Rodríguez Padilla había fijado el 20 de junio como fecha límite) y consecuencias que ahora entran en su fase más difícil: remediación, compensación y rendición de cuentas.

CFE: Utilidad Neta a la Baja, Utilidad Operativa al Alza

CFE reportó una utilidad neta de 47.6 miles de millones de pesos para el segundo trimestre, una caída del 30.7% interanual. La baja, sin embargo, no refleja un deterioro operativo: la utilidad operativa creció en realidad un 15.2%, apoyada por una caída del 8.4% en el costo de ventas tras los menores precios del gas natural. La brecha se explica en cambio por las ganancias cambiarias, que se derrumbaron de 57.7 a 21.3 miles de millones de pesos, elevando los gastos financieros netos un 57.4% hasta 17.1 miles de millones de pesos.

Los ingresos totales cayeron un 2.2% (de 339.7 a 332.2 miles de millones de pesos), impulsados por menores ventas a terceros e ingresos por transporte de combustible ante precios más bajos del gas natural. Las ventas de electricidad se mantuvieron estables en 245 miles de millones de pesos y siguen representando la mayor parte de los ingresos (73.6%), seguidas de las transferencias de subsidio federal para tarifas eléctricas (15.9%, o 52.7 miles de millones de pesos, con un alza del 3.5%).

En el balance, el capital neto aumentó un 41.6% (de 643 a 911 miles de millones de pesos), impulsado por un incremento del 12.9% en activos que superó el crecimiento del 3.7% en pasivos. Los pasivos laborales, entretanto, escalaron un 25.3% hasta 554.2 miles de millones de pesos, representando ahora el 26.7% del total de pasivos de la CFE.

La deuda financiera se redujo un 1% hasta 481.4 miles de millones de pesos, aunque la composición varió: la deuda a corto plazo cayó un 38.5% mientras que la deuda a largo plazo aumentó un 14.1%, aliviando la presión de liquidez inmediata pero trasladando obligaciones hacia el futuro. El 82.1% de la deuda total es ahora a largo plazo.

En materia de calificaciones, CFE mantiene el grado de inversión en las tres principales agencias, aunque con una trayectoria más débil: Moody's bajó la calificación de la empresa de Baa2 a Baa3, mientras que S&P revisó su perspectiva a negativa (manteniendo la calificación en BBB). Fitch mantuvo sin cambios tanto su calificación BBB- como su perspectiva estable. Los intereses devengados alcanzaron 27.1 miles de millones de pesos, el segundo nivel más alto desde 2018.

Por separado, el 26 de julio, Moody's Local México ratificó las calificaciones locales de primer nivel de CFE: AAA.mx para deuda a largo plazo (sin garantía específica) y ML A-1.mx para su programa de certificados bursátiles a corto plazo, con un valor de hasta 25 miles de millones de pesos en cinco años. Estas son las calificaciones más altas posibles en esa escala local, y la ratificación, en lugar de una baja, refleja una trayectoria de mejora en esta evaluación.

La decisión de Moody's Local estuvo respaldada por los resultados del primer trimestre de 2026, que mostraron una mejora más pronunciada que las cifras del año completo hasta junio: la utilidad operativa aumentó más del 130% interanual en el 1T, el EBITDA creció un 52% y la cobertura de intereses mejoró de 1.0x a 2.5x, junto con una menor apalancamiento. CFE también reportó efectivo y equivalentes superiores a 136 miles de millones de pesos, citados por la agencia como respaldo para las operaciones diarias, el cumplimiento de obligaciones y su programa de inversiones.

Moody's Local también ponderó la posición estructural de CFE: la empresa genera aproximadamente el 72% de la electricidad de México, sirve a más de 50 millones de usuarios (el 99.8% de la población) y tiene la operación exclusiva de las redes de transmisión y distribución.

La directora general de CFE, Emilia Calleja, enmarcó la ratificación como una señal de confianza en la solidez financiera y operativa de la empresa, señalando una estrategia centrada en la gestión de liquidez, el refinanciamiento oportuno de la deuda, la administración de pasivos y el control de costos, junto con la digitalización de procesos, una mayor cobranza y esfuerzos por reducir pérdidas técnicas y no técnicas. También destacó el uso de instrumentos de cobertura por parte de CFE que cubren hasta el 64.5% de su consumo diario anual de gas natural, con el objetivo de amortiguar el impacto de fluctuaciones extraordinarias en los mercados energéticos.

Según un análisis de IMCO, CFE ha registrado indicadores operativos en mejora durante nueve trimestres consecutivos, aunque, como ilustra este trimestre, esa tendencia no siempre se ha traducido en resultados netos más estables, dada la exposición de la empresa a la volatilidad cambiaria.

CFE, Cubico y la Frontera de la Inversión Mixta

CFE e Cubico Sustainable Investments, inversionista británico en energías renovables, han formalizado un Acuerdo de Empresa Conjunta para desarrollar 578 MWac de capacidad de generación renovable en México, bajo el Esquema de Inversión Mixta de CFE, con una inversión acompañante de aproximadamente 1,000 millones de dólares y un marco de colaboración a 25 años.

El acuerdo abarca cinco proyectos adjudicados a Cubico bajo el esquema, junto con 175.7 MW de capacidad de almacenamiento en baterías (duración de tres horas, equivalente a más de 500 MWh). Los proyectos estarán ubicados en Tamaulipas, Nuevo León, Campeche y la Península de Yucatán, regiones que Cubico señala como de

creciente demanda eléctrica por parte de la industria, los negocios y las comunidades. La construcción del primer proyecto, Altamira Solar en Tamaulipas, está prevista para iniciar en diciembre de 2026, con los cuatro proyectos restantes siguiendo en el segundo trimestre de 2027.

Esta es la primera confirmación oficial de los contratos adjudicados bajo la licitación de inversión mixta de CFE, cuyos resultados se anunciaron el 5 de junio y fueron cubiertos en una edición anterior: 7,411 MW adjudicados en 37 proyectos solares y eólicos, la movilización más significativa de capital privado en el sector eléctrico de México desde las subastas de energía limpia de 2016-2018, y el primer despliegue bajo el marco público-privado de la reforma energética de 2025, que requiere una participación estatal mínima del 54%. De la capacidad adjudicada, aproximadamente 6,710 MW correspondieron a proyectos fotovoltaicos y alrededor de 700 MW a proyectos eólicos, con la Península de Yucatán y el Noreste sumando 20 de los 37 proyectos seleccionados. Cubico México fue nombrada entre los desarrolladores con mayor presencia en esa primera ronda, con cuatro proyectos; el quinto proyecto del acuerdo de empresa conjunta parece haberse añadido entre la adjudicación de junio y la firma del 3 de agosto.

Cubico, con sede en Londres, es propiedad de dos de los mayores fondos de pensiones de Canadá: Ontario Teachers' Pension Plan y PSP Investments. La empresa ya opera alrededor de 600 MW de capacidad renovable en México, dentro de una cartera global superior a 3.6 GW en Europa, América y Australia.

Avances en Trión

El desarrollo de Trión, el primer proyecto petrolero mexicano en aguas ultraprofundas en alcanzar la etapa de construcción en el Golfo de México, aceleró durante el segundo trimestre de 2026, alcanzando el 64% de avance y manteniéndose en calendario para la primera producción de hidrocarburos en 2028. El proyecto es operado por la australiana Woodside Energy, que posee el 60% de participación operativa, en asociación con Pemex (40%), marcando el primer desarrollo comercialmente viable de México en aguas ultraprofundas tras más de una década de retrasos.

De acuerdo con el informe financiero del 2T de Woodside, tres de los 24 pozos planeados han sido completados desde que se inició la perforación en marzo, con avances continuos también en la instalación de los módulos superiores de la Unidad de Producción Flotante (FPU) sobre el casco del buque, mientras la fabricación de bloques estructurales para la unidad de Almacenamiento y Descarga Flotante (FSO) avanzó en dique seco. Durante el trimestre, el equipo de producción subsea también comenzó a llegar a México previo a la instalación en alta mar, mientras iniciaron los trabajos de integración y precomisionado en la FPU. Woodside invirtió 275 millones de dólares en el proyecto entre abril y junio, elevando el gasto de capital del primer

semestre a 446 millones de dólares, a la vez que continuó describiendo el desarrollo como dentro de presupuesto y en calendario.

Woodside sigue siendo el principal motor comercial y técnico del proyecto. Desde la adquisición de la cartera de BHP Petroleum en 2022, la empresa ha asumido la responsabilidad de la ingeniería, ejecución del proyecto y financiamiento, tras la decisión final de inversión (FID) tomada en 2023. Bajo el plan de desarrollo original, Woodside comprometió aproximadamente 4,800 millones de dólares del presupuesto inicial de desarrollo de 7,200 millones de dólares del proyecto, incluido un financiamiento de capital para Pemex, aunque las estimaciones más amplias del gobierno mexicano sitúan la inversión total a lo largo de la vida útil asociada a Trión en aproximadamente 10,400 millones de dólares, convirtiéndolo en el tercer proyecto de inversión más grande registrado en la plataforma Data México de la Secretaría de Economía para el período 2023-2052.

El análisis de los brókers continúa caracterizando a Trión como uno de los proyectos de crecimiento petrolero de mayor calidad de Woodside. Los analistas señalan que el desarrollo ofrece una economía atractiva a largo plazo, con las guías de la empresa indicando un punto de equilibrio del proyecto por debajo de los 50 dólares por barril de Brent, mientras que los rendimientos esperados mejoran aún más excluyendo el financiamiento de capital para Pemex. Una vez operativo, se espera que Trión se convierta en un contribuyente significativo a la cartera de producción internacional de Woodside, diversificando a la empresa más allá de su tradicional negocio de GNL australiano y fortaleciendo su posición en la producción petrolera en aguas profundas de alto margen.

El programa de perforación de 24 pozos comprende 12 pozos productores, 10 inyectores de agua y dos inyectores de gas, conectados a través de infraestructura submarina (SURF) a las instalaciones flotantes de producción y almacenamiento. La FPU ha sido diseñada con una capacidad nominal de procesamiento de 100,000 barriles por día, con el gas asociado transportado a través del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. Woodside espera que la mayoría de los recursos recuperables se produzcan durante la primera década de operación del proyecto, acelerando la generación de flujo de caja y reduciendo el riesgo de desarrollo a largo plazo.

Trión fue descubierto originalmente por Pemex en 2012, pero permaneció sin desarrollar durante años debido a la complejidad técnica de operar en profundidades de agua superiores a los 2,500 metros, junto con las restricciones financieras de Pemex. El desarrollo cobró impulso tras la adquisición de los activos de BHP Petroleum por parte de Woodside en 2022 y la aprobación del proyecto en 2023, mientras que la campaña de perforación inició oficialmente en marzo pasado durante una ceremonia a la que asistieron la SENER, Pemex, autoridades del estado de Tamaulipas y ejecutivos de Woodside.

El campo contiene un estimado de 479 millones de barriles de petróleo equivalente (recursos contingentes 2C brutos) y se espera que produzca hasta 100,000 barriles de petróleo por día en meseta, una adición significativa en comparación con la producción actual del sector privado mexicano de aproximadamente 110,000 barriles por día, de los cuales la italiana Eni aporta aproximadamente 90,000 barriles por día. Trión se ubica aproximadamente a 180 kilómetros de la costa de Tamaulipas, en láminas de agua de alrededor de 2,550 metros, abarcando 1,285 kilómetros cuadrados, y se espera que produzca crudo ligero junto con gas natural asociado.

El avance de Trión coincide con una recuperación más amplia, aunque gradual, de la actividad de perforación en México. La subsidiaria de Grupo México, Perforadora Pemsa, reportó en sus resultados del 2T que dos de sus cuatro plataformas de perforación, ubicadas en Chihuahua y Zacatecas, retomaron operaciones el 3 de junio tras permanecer suspendidas desde diciembre de 2024 debido a los adeudos de Pemex con proveedores y contratistas, mientras que dos plataformas adicionales en Campeche y Tabasco se espera que regresen al servicio durante agosto. Pemsa había reportado previamente una caída del 70% en las ventas acumuladas (hasta 53.4 millones de dólares) y un descenso del 93% en el EBITDA (hasta 6.8 millones de dólares) durante octubre de 2025, reflejando las prolongadas suspensiones de plataformas y las menores tarifas diarias contratadas.

La Investigación sobre Next Energy Se Amplía

La Fiscalía General de la República (FGR) ha formulado cargos formalmente contra cinco exfuncionarios municipales de Aguascalientes por el contrato de 2019 con Next Energy, una empresa energética privada mexicana cuyos contratos de generación distribuida con organismos gubernamentales han sido objeto de escrutinio en varios estados. Los cargos amplían una investigación por corrupción que ya ha involucrado a funcionarios estatales y somete a mayor examen los esquemas subnacionales de adquisición de energía limpia.

Los acusados, todos en funciones bajo el entonces presidente municipal y actual gobernadora Teresa Jiménez (PAN), son: el exsecretario de finanzas Alfredo Martín Cervantes García, el exsecretario de servicios públicos Rodolfo Téllez Moreno, el exsecretario municipal Jaime Gerardo Beltrán Martínez, el exsindicado procurador Luis Alberto Rivera Vargas, y Mónica Marcela Díaz Aranda, quien encabezaba la oficina de administración municipal. Enfrentan cargos de ejercicio ilícito de atribuciones y facultades conforme a los artículos 217 y 217 Bis del Código Penal Federal, presentados por la Fiscalía Especializada en materia de Combate a la Corrupción (FEMCC), que investiga el presunto uso indebido de fondos federales. Beltrán Martínez, electo como juez en las elecciones judiciales de 2024, ha solicitado por separado un amparo contra la notificación del caso, alegando inmunidad judicial.

El contrato, estructurado como una asociación público-privada, tenía como fin financiar una planta de generación solar que abastecería de energía al municipio mientras Next Energy comercializaba el excedente. El municipio se comprometió a pagar 949 millones de pesos (54.5 millones de dólares) en 30 años, aunque el monto contratado real reportado alcanzó los 7,854 millones de pesos (451 millones de dólares), financiado mediante un esquema mixto federal-estatal canalizado a través de un fideicomiso en Banca Afirme, usando el 26% de las transferencias federales del municipio. Hallazgos de la Auditoría Superior de la Federación (ASF) indican que los pagos a Next Energy comenzaron en marzo de 2019, al momento de la firma del contrato, en lugar de 2020 como estipulaba el propio plazo del contrato, y que las autoridades municipales autorizaron pagos anticipados superiores a 6,000 millones de pesos antes de que se hubiera prestado ningún servicio.

A nivel estatal, la fiscalía del estado de Aguascalientes, bajo la propia administración de Jiménez, ha seguido una línea de investigación separada centrada en el propietario de Next Energy, Eugenio Maíz Domene, quien ha estado bajo custodia estatal desde diciembre de 2025 por cargos de fraude, soborno y malversación de fondos. Ninguna investigación estatal ha implicado a la gobernadora.

El 21 de julio, Maíz presentó una carta manuscrita al juez de la causa manifestando que temía por su seguridad y la de su familia, extendiendo esa preocupación a su esposa, hijos, padres, hermanos, sobrinas y sobrinos, y cualquier persona cercana a su hogar. Señaló como responsables de cualquier daño que pudiera ocurrirle a la gobernadora Jiménez, a su esposo Luis Alberto Villarreal García, al fiscal estatal Manuel Alonso, a fiscales adjuntos, agentes del ministerio público, jueces locales, policía estatal y a otros que dijo estaban involucrados en los procedimientos en su contra, calificando los expedientes del caso de "fabricados" y solicitando que quienes fueron responsables de elaborarlos enfrenten la justicia.

El caso no se circunscribe a Aguascalientes: contratos de Next Energy con una estructura similar también fueron firmados en Baja California (bajo el entonces gobernador Jaime Bonilla, Morena) y Monterrey (bajo el entonces alcalde Adrián de la Garza, PRI, ahora fiscal estatal). Baja California en particular se ha convertido en un punto de conflicto, enredado con otros escándalos que involucran a la actual gobernadora Marina del Pilar Ávila (quien canceló el contrato de su antecesor Bonilla con Next Energy) y al exgobernador Ernesto Ruffo, quien ha sido detenido por cargos separados de contrabando de combustible (huachicol fiscal).

Chatter Box

Menos cortes, pero la red sigue siendo la prueba. La CFE afirma que las interrupciones eléctricas cayeron un 39% en el primer semestre de 2026 en comparación con el mismo período de 2024, atribuyendo la directora general Emilia Calleja la mejora a una mayor cobertura de mantenimiento, automatización y modernización de las redes de transmisión y distribución. La empresa está destinando recursos significativos a ese esfuerzo: su horizonte de inversión actualizado apunta a aproximadamente 30,000

millones de dólares hasta 2030, mientras que 58 proyectos de red que abarcan 138 líneas de transmisión y 249 subestaciones están planeados como parte de la expansión. Calleja ha enmarcado cada vez más las redes "modernas, robustas e inteligentes" como esenciales no solo para restablecer el servicio con mayor rapidez, sino también para integrar nueva generación y responder a fenómenos meteorológicos extremos.

El titular del 39% es alentador, pero conlleva una advertencia importante: la CFE comparó 2026 con 2024 en lugar de 2025 y no ha publicado el número absoluto de interrupciones ni los indicadores nacionales actualizados de SAIDI y SAIFI junto con el anuncio. Esto dificulta determinar si los cortes también están siendo más cortos y están afectando a menos clientes. No obstante, el cambio de énfasis es significativo. A medida que la inversión industrial, los centros de datos, la electrificación y la generación renovable añaden presión al sistema, el desafío eléctrico de México es menos el de simplemente añadir megavatios y más el de garantizar que la red pueda transportarlos de manera confiable hacia donde se necesitan.

BlackRock busca más energía en México, aunque ha sido vendedor. BlackRock y su subsidiaria de capital privado en infraestructura recientemente adquirida, Global Infrastructure Partners (GIP), lograron presentar la transacción de Saavi como evidencia del creciente apetito por mayores inversiones en energía e infraestructura en México, a pesar de que la propia transacción representa una salida parcial de efectivo y una pérdida de control. A través de una nota en Bloomberg, la empresa señaló: "GIP retiene una participación del 30% en Saavi, que BlackRock y Grupo México planean convertir en un actor regional más grande, según las fuentes. La decisión de mantener una participación en Saavi en lugar de salir por completo señala el deseo de BlackRock de ampliar sus inversiones a largo plazo en México, según personas familiarizadas con la estrategia de la empresa".

La realidad es ligeramente menos expansionista: el acuerdo es, al menos en parte, una monetización de una inversión existente, con BlackRock/GIP reduciendo su participación en activos energéticos en México por ahora, y una transferencia de control desde su fondo de infraestructura a la empresa de mayor valor de mercado en México.

A través de GIP, BlackRock acordó aportar el 100% de Saavi Energía a una nueva empresa que combina Saavi con los activos eléctricos de Grupo México. A cambio, GIP tendrá el 30% del negocio ampliado, mientras que Grupo México controlará el 70% y aportará aproximadamente 880 millones de dólares en efectivo de sus propios recursos. Económicamente, sin embargo, la estructura permite a BlackRock/GIP reducir y monetizar parcialmente su exposición a Saavi, al tiempo que preserva el potencial de crecimiento a través de una participación minoritaria significativa, y encarga a una empresa mexicana bien conectada la gestión del negocio y del riesgo.

La empresa combinada operará 14 plantas de energía con 4,510 MW de capacidad instalada y podría tener una cartera de desarrollo que se acerca a otros 5,000 MW

adicionales. Saavi aporta la mayor parte de la capacidad operativa, con aproximadamente 3.7 GW, mientras que Grupo México aporta sus activos de generación y la inyección de efectivo. GIP adquirió originalmente Saavi de Actis en 2021, antes de que BlackRock completara su adquisición de GIP en 2024. La transacción ofrece, por tanto, a BlackRock una vía para cristalizar parte del valor acumulado en Saavi, transferir el control a Grupo México y mantener exposición al crecimiento futuro en una plataforma más grande, sin necesidad de seguir siendo propietario y financiando la plataforma por sí solo. Nada de malo en ello.

El nuevo vocero de la minería. Raúl García Reimbert ha asumido como presidente nacional de la Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgistas y Geólogos de México (AIMMGM) para 2026-2028, colocando la pérdida de empleos, particularmente en exploración, en lo alto de su agenda. García Reimbert hace un llamado a políticas que reactiven la inversión y la continuidad operativa, al tiempo que fortalezcan la innovación, la formación, la minería responsable, las relaciones comunitarias y la coordinación de seguridad. Su llegada coincide con que la industria continúa quejándose de retrasos en permisos, escasas oportunidades de exploración e incertidumbre regulatoria, a pesar de que Camimex pronostica alrededor de 6,400 millones de dólares en inversión minera este año. Como asociación profesional y no corporativa, la AIMMGM no marcará en solitario la agenda de cabildeo del sector, pero las prioridades tempranas de García Reimbert reflejan el desafío más amplio: reactivar la exploración sin reabrir cada batalla en torno a la reforma minera de 2023.

LitioMx tiene un plan. Ahora necesita el dinero. LitioMx ha publicado su programa institucional 2026-2030, presentando su hoja de ruta más detallada hasta ahora para convertir las ambiciones litio-estatales de México en una cadena industrial. La estrategia va desde mejorar el conocimiento geológico y desarrollar materiales de batería hasta construir una planta de ensamblaje de baterías a pequeña escala, estudiar el almacenamiento estacionario con CFE y desarrollar un marco regulatorio específico. Entre sus metas, LitioMx busca que su índice de conocimiento de recursos de litio pase de una línea base del 30% en 2025 al 100% para 2030, mientras que la tecnología de materiales de batería avanzaría progresivamente hacia la validación piloto o preindustrial. El proyecto de ensamblaje de baterías también se supone que pasará de la planificación y los estudios de viabilidad a la finalización hacia el final de la década.

El problema es que el programa aún no contiene un presupuesto de inversión plurianual, una reserva comercial de litio certificada, una decisión final de inversión ni una fecha de producción comercial. Varios objetivos están explícitamente condicionados a la disponibilidad presupuestaria anual, mientras que el desafío técnico de recuperar el litio de los depósitos sedimentarios de Sonora sigue sin resolverse. LitioMx puede trabajar con universidades, CFE, fabricantes de automóviles y proveedores de tecnología, y las empresas privadas pueden participar en partes industriales de la cadena de valor, pero la extracción en sí sigue reservada al Estado. El plan dota a la política de litio de México de una hoja de ruta, pero requiere que los presupuestos, la geología y la tecnología alcancen a la ambición.

Implicaciones del fallo sobre Vulcan. Los inversores en energía y litio que ya tienen disputas con México podrían estar preocupados por el arbitraje de Vulcan Materials, que se resolvió decididamente a favor del Estado mexicano. El caso se centró en la subsidiaria mexicana de Vulcan, Calica, que operó una cantera de piedra caliza cerca de Playa del Carmen antes de que las autoridades restringieran progresivamente y luego cerraran sus operaciones entre 2018 y 2022, citando daños ambientales. México tardó en designar el área circundante como zona natural protegida.

Vulcan argumentó ante el tribunal CIADI del Banco Mundial que las medidas equivalían a una expropiación indirecta conforme al TLCAN (predecesor del T-MEC). El 27 de julio, sin embargo, el tribunal rechazó casi todas las reclamaciones de la empresa, encontrando una violación únicamente en relación con el cierre inicial de enero de 2018. La Secretaría de Economía de México señaló que el laudo representaba menos del 1% de los aproximadamente 1,500-1,700 millones de dólares reclamados, indicando funcionarios una compensación de aproximadamente 15 millones de dólares. Vulcan describió los daños como insignificantes, mientras que el laudo completo permaneció confidencial.

Este caso se perdió a pesar de haber sido presentado bajo las protecciones de inversión heredadas del TLCAN, más favorables al inversor, en lugar del marco vigente del T-MEC, dado que las inversiones son anteriores a este último. No obstante, bajo el T-MEC, los inversores estadounidenses involucrados en ciertos contratos gubernamentales cubiertos, incluidos petróleo y gas, generación eléctrica y otros sectores de infraestructura específicos, aún conservan acceso a protecciones más amplias de arbitraje de inversión similares a las disponibles anteriormente bajo el TLCAN. Sin embargo, esas protecciones reforzadas no se aplican automáticamente a cada inversión energética o minera; la elegibilidad depende del inversor, el sector y la estructura contractual.

El fallo refuerza una tendencia jurídica más amplia: una concesión minera no garantiza una vía viable hacia la extracción cuando intervienen consideraciones ambientales. Ese principio se fortaleció el 20 de julio, cuando la SEMARNAT otorgó a la CONANP autoridad vinculante sobre los permisos ambientales que afectan las 232 Áreas Naturales Protegidas de México, siguiendo las resoluciones de la Suprema Corte que confirman que las concesiones confieren derechos mineros, no un derecho automático a extraer. Con más de 700 concesiones dentro de áreas protegidas ya devueltas al gobierno federal, los inversores enfrentan un mensaje más claro —y menos cómodo—: incluso la protección de los tratados puede ofrecer un recurso limitado cuando México enmarca la intervención como regulación ambiental en lugar de expropiación.

La pregunta de los 300 mil millones de dólares en fracking. México podría requerir aproximadamente 300,000 millones de dólares y 20,000 pozos en una década para desarrollar hidrocarburos no convencionales a escala, según el exdirector de

exploración de Pemex, Antonio Escalera Alcocer. La AMEXHI ya está argumentando que proyectos de esa magnitud requerirán capital privado de riesgo y un régimen fiscal especial, con cargos más reducidos durante la exploración y la producción temprana que aumenten a medida que los proyectos sean rentables, así como ajustes al Derecho Petrolero para el Bienestar del 11.63% aplicado actualmente al gas natural. Con el comité científico de Sheinbaum aún evaluando si México debería proceder con el fracking y cómo, el debate está pasando de si el recurso existe a si México puede diseñar contratos, impuestos, reglas hídricas y permisos capaces de hacer que miles de pozos de esquisto en continuo declive sean comercialmente viables.

La apuesta petrolera de Slim empieza a reflejarse en los números. El negocio de hidrocarburos de Grupo Carso, centrado en Zamajal, reportó ingresos del segundo trimestre de 3,240 millones de pesos, un alza del 581% interanual, mientras que el EBITDA saltó un 547% hasta 538 millones de pesos y la operación pasó de una pérdida operativa de 258 millones de pesos a una utilidad de 256 millones de pesos. El espectacular incremento porcentual parte de una base reducida y no directamente comparable: desde septiembre de 2025, Zamajal ejecuta un contrato de servicios de desarrollo financiado con Pemex en el campo de gas y condensados de Ixachi, que es ahora su principal fuente de ingresos. Junto con crecientes participaciones en Zama y el Bloque 30 y exposición a Ichalkil-Pokoch, los resultados muestran que la estrategia de Carlos Slim avanza más allá de adquirir participaciones minoritarias hacia la construcción de una plataforma significativa de upstream y servicios petroleros, aunque cuyo crecimiento a corto plazo sigue siendo fuertemente dependiente de Pemex como contraparte.

La pseudo-refinería de Reynosa. Las autoridades federales desmantelaron una instalación clandestina de almacenamiento y procesamiento de hidrocarburos en Reynosa, Tamaulipas, asegurando aproximadamente 3.77 millones de litros de una sustancia con características de hidrocarburos, junto con camiones, cisternas, bombas, tanques de almacenamiento y otros equipos. Los medios de comunicación etiquetaron rápidamente el sitio como una "refinería clandestina", aunque Sheinbaum advirtió que no era comparable a una refinería industrial convencional, describiéndola en cambio como una operación ilegal de procesamiento de menor escala. Los reportes ubican el complejo en una propiedad de aproximadamente 41,851 metros cuadrados y le atribuyen una capacidad de procesamiento de hasta 14,000 barriles por día, aunque esa cifra no ha sido confirmada mediante una evaluación técnica pública de las autoridades federales.

La distinción importa porque mucho sigue siendo desconocido: las autoridades aún no han establecido públicamente si el material era crudo, diésel, gasolina, nafta u otra mezcla, cuánto tiempo operó la instalación, de dónde provenía su materia prima, ni qué organización criminal, de haberla, la controlaba. Inicialmente no se reportaron detenciones. Pero la escala y el equipo apuntan a algo más sofisticado que una simple toma ilegal de ductos. A medida que las investigaciones sobre el huachicol en México descubren cada vez más redes que involucran transporte, almacenamiento, aduanas y adulteración de combustibles, el caso de Reynosa refuerza que combatir el robo de combustible requiere ahora seguir cadenas industriales y financieras completas en lugar de simplemente vigilar los ductos de Pemex.

AHMSA finalmente avanza hacia la subasta. La subasta conjunta de Altos Hornos de México (AHMSA) y Minera del Norte (Minosa) está ahora programada para el 25 de septiembre, con el tribunal de quiebras exigiendo que las dos empresas se vendan como una unidad productiva única en lugar de desagregarse en minas, plantas y equipos individuales. Una propuesta anterior fijaba el precio mínimo en aproximadamente 1,330 millones de dólares, aunque esa cifra aún debe confirmarse en los términos finales corregidos. La venta integrada tiene como objetivo preservar el valor de la cadena siderúrgico-minera de Coahuila y mejorar la recuperación para los acreedores, pero cualquier comprador heredaría un desafío mucho mayor que el solo precio de compra: reactivar los activos siderúrgicos paralizados requerirá mantenimiento sustancial, capital de trabajo, energía, materias primas y cumplimiento ambiental, mientras que AHMSA y Minosa juntas adeudan miles de millones de pesos a casi 14,000 trabajadores.