NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

1

Advierten colapso de la geotermia mexicana a 200 MW para 2030

Plantean rescate de campos geotérmicos del país con inversión mixta y modernización de infraestructura de más de 45 años

La capacidad instalada de energía geotérmica en México se ubicó en 973 MW al cierre de diciembre de 2025, con lo que el país cayó al sexto lugar del ranking mundial, de acuerdo con el diagnóstico presentado por Gerardo Hiriart Le Bert, director general de Geokeri.

El especialista advirtió que, de mantenerse la actual inercia regulatoria, la generación anticipa una contracción operativa y un colapso hacia los 200 MW para 2030.

Durante su conferencia «Geotermia: una vieja energía con un nuevo futuro», impartida en el Instituto de Geofísica de la UNAM, señaló que esta tendencia confirma el rezago de una tecnología que, entre los años 1988 y 2005, consolidó al territorio nacional como el tercer lugar mundial con una potencia máxima que superó los 1,200 MW.

Al respecto, indicó que el estancamiento de la infraestructura mexicana frente a mercados dinámicos como Indonesia (2,742 MW) y Turquía (1,797 MW) está condicionado por asimetrías de proveeduría global, pues la geotermia representa apenas 17 GW globales frente a solar (2,000 GW) y eólica (1,300 GW), un escenario que aísla comercialmente los requerimientos técnicos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

«Conseguir que un fabricante internacional diseñe componentes a la medida es prácticamente imposible; te dicen simplemente que no es negocio para ellos», advirtió el experto.

El especialista ubicó el núcleo de la crisis operativa en el complejo de Cerro Prieto (CP), Baja California, activo estratégico que en sus primeras fases de 150 MW cubría de forma autónoma el 75% de la demanda eléctrica de Tijuana, Mexicali, Ensenada y Tecate.

Tras más de cuatro décadas de explotación intensiva, alertó sobre una tendencia a la baja permanente cuya proyección anticipa un colapso de la generación hacia el rango de los 200 MW para el año 2030 debido a la fatiga de materiales de cada módulo. Al respecto, enlistó que CP I ya fue desmantelada en 2013 tras haber iniciado operaciones en 1973 con una capacidad de 180 MW y concluir su ciclo operando a solo 26 MW, mientras que CP II entrega una capacidad degradada de 91 MW frente a los 220 MW originales de 1982.

Asimismo detalló que CP III cae a 25 MW respecto a su potencia inicial de 220 MW en 1983; y CP IV aporta apenas 78 MW a la red nacional en comparación con los 100 MW instalados en el año 2000.

«Cerro Prieto I ya tenía más de 45 años, los fierros ya no dieron más», indicó Hiriart Le Bert.

A pesar del deterioro superficial de los activos, el experto sostuvo que la parálisis responde a un problema de infraestructura externa y no al agotamiento del recurso geológico, al argumentar que los yacimientos retienen un enorme potencial térmico remanente en el subsuelo que puede ser capitalizado bajo un esquema de ingeniería diferente.

«Ya llegó la hora de pensar en este campo que tiene un enorme potencial. Quiten los fierros y sigue habiendo allí calor, pero en cantidades enormes y que se puede aprovechar con un poco menos presión y temperatura», planteó.

En relación con lo anterior, describió desafíos de ingeniería específicos para cada bloque. En su análisis, Los Azufres, complejo de 250 MW que inició operaciones en 1983, mantiene un comportamiento muy noble y con baja incidencia de fallas, ubicando su ventana en la modernización de centrales, mientras que Los Humeros, de 110 MW y arranque en 1990, registra restricciones críticas por altas temperaturas de hasta 400 °C que exigen manejo de fluidos ácidos y mejora de permeabilidad.

Respecto a Las Tres Vírgenes (10 MW desde 1993) y Domo de San Pedro (35 MW desde 2016, primer campo privado de México), expuso viabilidad para expandir el campo, modernizar centrales y aplicar nuevas técnicas de perforación para incrementar vapor.

El director general destacó que México se mantiene institucionalmente como un país súper geotérmico y con potencial enorme, señalando que la asignación para mantenimiento preventivo se encuentra estrangulada porque los altos costos de perforación e intervención mecánica chocan con los criterios de evaluación de la alta dirección.

«La geotermia es muy cara de mantener, y es lo que en este momento no se le ha metido dinero a reparar pozos, porque si es algo caro, no se ve muy claro la ventaja económica dentro de la lógica contable tradicional», criticó Hiriart Le Bert.

¿Qué se puede hacer?

Para ejecutar el rescate de Cerro Prieto y levantar la generación a una base segura de entre 500 y 600 MW, Hiriart planteó la viabilidad de esquemas de inversión mixta con capital privado mediante proyectos rentables con cuentas claras.

De igual forma, expuso la contradicción que representa el subejercicio de un fondo de 4.2 millones de dólares otorgado por el Banco Mundial a la Secretaría de Energía (Sener) para transición energética, proponiendo canalizar estos recursos hacia la academia y centros como el Instituto de Geofísica de la UNAM para un núcleo de alta tecnología y formación de cuadros jóvenes. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

2

¿A dónde va el sector eléctrico boliviano? ¿Mantendremos el estatismo?

El sector eléctrico boliviano esta aún en relativa calma y no atraviesa por las turbulentas aguas que agitan el sector hidrocarburos desde hace media década. El suministro eléctrico es estable y no se producen racionamientos o apagones como en algunos otros países de la región. La población vive tranquila y abastecida desde hace mucho tiempo con energía muy barata por el bajo precio del gas. Los precios de la electricidad, para gran parte de la población, no han sufrido modificaciones severas y solo se han hecho ajustes por el tipo de cambio.

Esto a diferencia del sector hidrocarburos donde el descalabro desde hace varios años es agudo. Merced a la política errática nacionalista y estatista de los 20 años del masismo (Morales y Arce Catacora) se utilizaron desmesuradamente las reservas (gas natural, condensado y petróleo) descubiertas en los 90s por los gobiernos denominados neoliberales. El país llegó a exportar 6000 millones de dólares (MMUSD) de gas natural GLP y otros hidrocarburos el 2015.

De no hacer nada, Bolivia requerirá importar aproximadamente 6000 MMUSD (USD 100 por barril de petróleo) de energía entre gas natural (paradójico) GLP, diésel, gasolina, jet fuel e incluso energía eléctrica el 2035. ¿Y los dólares de dónde vendrán? Es la pregunta del millón y es por eso que se deben tomar medidas bastante dolorosas y drástica: 1) Eliminar y focalizar subsidios (subsidiar la demanda), 2) Promulgar Leyes que realmente traigan inversión privada al sector de hidrocarburos y de electricidad y dejar atrás al Estado empresario, 3) Reformas profundas a YPFB, ENDE (que son el problema y no la solución) y a sus respectivos órganos reguladores. Estas difíciles tareas están queriendo ser encaradas por el actual Ministerio de Energía e Hidrocarburos y donde avizoramos alguna luz al final del túnel.

Entrando de lleno al sector eléctrico boliviano, creo que está aún a salvo por el gas natural altamente subsidiado que YPFB le entrega a ENDE, y con el cual se genera el 70 % de la energía eléctrica del país. Esto va a tener que cambiar y las cosas en el sector eléctrico se van a poner bastante turbulentas. ¿Podrá o tendrá ENDE la capacidad de pagar los nuevos precios de gas natural que se requieren para detonar exploración? ¿Podrá ENDE importar gas natural cuando exista el déficit que se viene? ¿Tendrá la capacidad de poner las garantías para contratar gas natural a mediano plazo sin tener que recurrir a las arcas del Estado como lo ha venido haciendo?

Recordemos que ENDE es una empresa Estatal con un sin número de subsidiarias y tiene básicamente el monopolio del sector eléctrico en Bolivia. Aproximadamente el 90 % de la generación, el 95 % de la transmisión y el 60 % de la distribución es de ENDE. Es decir, el abastecimiento del sector eléctrico boliviano está en manos de esta empresa estatal.

Y acá es donde empieza el problema de la tormenta perfecta que se avecina. ENDE ha vivido del papá Estado por varios años y de lo que se generaba con las exportaciones del sector hidrocarburos. Las deudas de ENDE con el Banco Central de Bolivia están por encima de los 2000 MMUSD que no se han pagado. Es decir, ENDE no es una empresa solvente que cumple sus compromisos. Es más, recientemente el Estado le ha entregado alrededor de 70 MMUSD para que pueda concluir obras hidroeléctricas que tiene demoradas por insolvencia empresarial, y está requiriendo entre 250 y 280 MMUSD adicionales para completar inversiones que se necesitan para depender menos de la termoelectricidad. Es decir, ENDE vive de los impuestos de los bolivianos y de los préstamos de organismos internacionales. Esto no puede seguir así. Tenemos que dejar atrás el Estado Empresario para que la inversión pase al sector privado, tal cual lo pregona la nueva Ley Eléctrica que está en análisis para su aprobación.

«Tenemos que dejar atrás el Estado Empresario para que la inversión pase al sector privado, tal cual lo pregona la nueva Ley Eléctrica que está en análisis para su aprobación».

Pero nuestra lectura es que ENDE no quiere cambiar la situación actual arrastrada de los años anteriores. Quiere seguir bebiendo del papa Estado. Quiere mantenerse como el principal protagonista del sector eléctrico, pero con plata del Banco Central de Bolivia. Quiere continuar desarrollando proyectos eólicos, solares y otros con créditos avalados y con recursos del Estado. Solo quiere participación de privados mediante Asociaciones público-privadas y donde sea controlante. No apoya ni desea subastas de energía y peor aún niega el acceso a los estudios en su poder para nuevos entrantes

Solo recordemos la funesta compra de los ciclos combinados que hizo ENDE a través de ENDE Andina alrededor del año 2016. Se entregó sin licitación aproximadamente 1300 MMMUSD para la compra de tres plantas de ciclo combinados en lo que yo considero la obra con cuestionamientos más serios que ha tenido el sector energético boliviano, y que por supuesto no se investiga hasta la fecha. ENDE tiene 12 subsidiarias con casi un centenar de directores y alrededor de 1000 MW de potencia instalada en centrales eléctricas a gas que no despachan, pero generan gasto corriente innecesario.

Esto no queremos los bolivianos nuevamente. Empresas estatales deficitarias con manejos irregulares. La Ley Eléctrica apunta en dirección contraria, pero ENDE se opone. ¿Por qué será?

Las opiniones vertidas en la sección «Plumas al Debate» son responsabilidad exclusiva de quienes las emiten y no representan necesariamente la posición de Energía a Debate, su línea editorial ni la del Consejo Editorial, así como tampoco de Perceptia21 Energía. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

3

El plan ya existe: ahora falta la regla

El 7 de septiembre, la Secretaría de Energía publicó el Plan de Desarrollo del Sector Hidrocarburos 2025-2039. Por primera vez, el sector cuenta con un plan de quince años con fuerza obligatoria, que reúne en un solo documento los proyectos de Pemex, los del CENAGAS y las necesidades de infraestructura abiertas a la inversión privada. Sus metas son claras: sostener alrededor de 1.8 millones de barriles diarios de líquidos y acercarse a 5 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Es un avance que merece reconocerse. Durante años, la industria pidió saber hacia dónde iba el Estado para alinear inversiones, contratar equipos y formar personal. Hoy esa visibilidad existe y tiene respaldo legal, porque la Ley del Sector Hidrocarburos establece que la planeación del sector es vinculante y pide a la Secretaría y a la Comisión Nacional de Energía ejercer sus facultades bajo esos criterios.

Pero un plan obligatorio plantea de inmediato una pregunta práctica: ¿cómo se mide, en cada caso, que una solicitud cumple con él? La respuesta no está en el plan, ni tiene por qué estarlo. El Reglamento de la Ley la dejó en una pieza más pequeña y menos vistosa: unas disposiciones administrativas de planeación vinculante que la Secretaría debe expedir y que deben contener, al menos, los criterios para evaluar si una asignación, un contrato, un permiso o una autorización se ajustan al plan. Si el plan es el mapa, esos criterios son la brújula.

El Reglamento dio sesenta días hábiles para publicarlas. Al cierre de este texto no aparecen en el Diario Oficial ni en el catálogo normativo de la Secretaría. Es comprensible: en poco más de un año se publicaron reglamentos, se instaló el Consejo de Planeación Energética y se emitió el plan, y tenía lógica que los criterios esperaran a conocer el documento que deben aplicar. Esa condición ya se cumplió.

Lo que está en juego es muy concreto. Sin criterios publicados, cada resolución tiene que justificar por sí sola por qué es congruente con el plan. Eso carga al funcionario con una responsabilidad que la norma quería repartir en reglas generales, y deja al solicitante sin saber qué se le va a evaluar. Para el Estado, además, una decisión apoyada en criterios previos y conocidos es mucho más fácil de defender si alguien la cuestiona.

«Lo que está en juego es muy concreto. Sin criterios publicados, cada resolución tiene que justificar por sí sola por qué es congruente con el plan».

Lo alentador es que la Secretaría ya resolvió este mismo problema en el sector eléctrico, y con rapidez. En octubre de 2025, dos semanas después de publicados los reglamentos, emitió las disposiciones de planeación vinculante para la generación de electricidad: siete criterios, una autoridad evaluadora definida y el compromiso de revisarlas cada año. Se puede discutir cada criterio, pero el interesado sabe a qué atenerse.

Los hidrocarburos no pueden copiar ese modelo tal cual. Un permiso eléctrico se evalúa frente a una demanda que se puede proyectar; un contrato petrolero dura décadas frente a un yacimiento que se conoce mejor con cada pozo. Hay una experiencia útil en el Mar del Norte británico: la estrategia del regulador obliga a los operadores, y la autoridad publica guías que explican cómo revisa si un proyecto se ajusta a ella. Para obras menores, como conectar un campo pequeño a una plataforma existente, algunos pasos del trámite se simplifican.

Ese es el camino. A una asignación nueva o a un contrato mixto se le puede pedir que muestre cómo contribuye a las metas de producción y reservas del plan y qué hará con el gas asociado. A un permiso de transporte o almacenamiento, que su capacidad responda a las necesidades de infraestructura que el plan ya identificó. Y a una cesión o un ajuste técnico basta con verificar que no se aparten de lo que se evaluó al otorgar el título. La información para acreditarlo debería ser, en lo posible, la que el plan ya contiene, y los criterios podrían actualizarse al mismo ritmo que su revisión anual.

Nada de esto requiere reformas ni presupuesto adicional. La reforma ya respondió quién planea y hacia dónde va el sector, y el plan trazó la ruta. Falta la pieza que permite recorrerla con certeza, para el Estado y para quienes invierten junto a él.

Las opiniones vertidas en la sección «Plumas al Debate» son responsabilidad exclusiva de quienes las emiten y no representan necesariamente la posición de Energía a Debate, su línea editorial ni la del Consejo Editorial, así como tampoco de Perceptia21 Energía. Energía a Debate es un espacio informativo y de opinión plural sobre los temas relativos al sector energético, abarcando sus distintos subsectores, políticas públicas, regulación, transparencia y rendición de cuentas, con la finalidad de contribuir a la construcción de una ciudadanía informada en asuntos energéticos. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

Aumenta 8 % generación distribuida

4

Al cierre del primer semestre de 2026, la generación distribuida acumulaba una capacidad instalada de 5 mil 923 MW, según el último informe de la CNE La capacidad instalada en la modalidad de generación distribuida alcanzó los **5 mil 923.06 megawatts (MW)** al cierre del primer semestre de 2026, lo que significó un aumento de **8 por ciento** con respecto al mismo periodo del año pasado.

De acuerdo con el reciente informe de la **Comisión Nacional de Energía (CNE),** entre uno y otro periodo se instalaron en México **447.47 MW** adicionales En su informe, que contempla el acumulado desde 2007, la Comisión bajo la Dirección General de **Juan Carlos Solís Ávila** también informó que al término de la primera mitad del año se contaba con **684 mil 973 solicitudes** de conexión atendidas.

De esta última cifra, **655 mil 417** correspondieron a generación distribuida y las **29 mil 556** restantes a Solicitudes de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (SIPyME). En un año, las solicitudes de conexión aumentaron un **8.4 por ciento,** de acuerdo con los datos del organismo regulador.

Jalisco retiene su liderazgo

El estado de Jalisco ha alcanzado un acumulado de **808.58 MW** de capacidad instalada, con **107 mil 285** solicitudes atendidas, datos que mantienen a la entidad en el primer lugar nacional en este segmento energético. Nuevo León y Chihuahua igualmente retienen respectivamente el segundo y el tercer puestos. El primero con una capacidad instalada de **596.22 MW** con **75 mil 933 solicitudes** atendidas.

La entidad chihuahuense, por su parte, alcanzó los **424.85 MW** con **53 mil 935 solicitudes,** reveló la Comisión. Por el contrario, los estados de la República con menor capacidad instalada siguen siendo Campeche, Baja California Sur y Tlaxcala. El primero cerró el primer semestre con una capacidad instalada acumulada de **33.32 MW** y Baja California llegó a los **24.04 MW,** mientras que Tlaxcala apenas sumó los **13.91 mwgawatts.** Según la CNE, el promedio nacional de capacidad solicitada es de **8.66 kilowatts (kW)** y el promedio por entidad es de **177.36 megawatts.**

Aumenta 9 % inversión en seis meses

De diciembre de 2025 al 31 de septiembre de 2026, la inversión en generación distribuida aumentó en **9.3 por ciento.** En los últimos seis meses, las inversiones en todas las tecnologías aumentaron en **mil 246.46 millones de dólares (mmdd),** al pasar de los 13 mil 336 mmdd **a los 14,582 millones de dólares.**

Por último, la generación fotovoltaica alcanzaba al término del primer semestre de 2026 los **5 mil 649.34 MW** con una inversión estimada de **14 mil 456 millones de dólares.** En segundo lugar se ubica el biogás con una capacidad instalada de **20.5 MW** que implican inversiones por **105.66 millones de dólares. EAD**

Pemex cubre con importaciones 88 % de la demanda de gasolina Premium

Las refinerías de Pemex priorizan la elaboración de gasolina tipo Magna

Petróleos Mexicanos (Pemex) cerró el tercer trimestre del año con una dependencia externa del **88 por ciento** para abastecer el mercado nacional de gasolina Premium, de acuerdo con los registros de su Base de Datos Institucional.

Mientras la petrolera vendió un promedio de **134 mil 216 barriles diarios** de combustible de alto octanaje en el país, las siete instalaciones que conforman el Sistema Nacional de Refinación (SNR) apenas aportaron una producción conjunta de **16 mil 166 barriles diarios.** Este boquete refleja que la empresa concentra su producción en la gasolina Magna, la cual abarca el **96 por ciento** de la oferta total elaborada dentro del país.

Apenas el viernes pasado, la empresa que encabeza **Juan Carlos Carpio Fragoso** destacó que el procesamiento de crudo en el SNR alcanzó un promedio de **un millón 143 mil barriles diarios,** un repunte anual del **13.8 por ciento** que representa el nivel más elevado desde 2014.

«Este desempeño impulsó un crecimiento de 15.5 % en la producción total de petrolíferos, con aumentos de 15.9 % en gasolinas y 23.3 % en diésel, cuyos volúmenes registraron máximos en más de una década», señaló la compañía en su reporte financiero. Adicionalmente, Pemex reportó un incremento del 13.5 % en las ventas nacionales de petrolíferos frente al mismo periodo de 2025, impulsado por el dinamismo conjunto de gasolinas y diésel, que crecieron 18.0 %.

"Esto refleja la fortaleza de la presencia comercial de Pemex en el mercado nacional y su consolidación como el principal comercializador de combustibles en el país", dice el comunicado de la empresa.

La refinación de Premium por complejo

De las siete refinerías que tiene el país, **tres no produjeron** gasolina Premium en el periodo de referencia (Cadereyta, Madero y Salina Cruz), mientras que la refinería de Dos Bocas concentró **76 por ciento** del total, al registrar **12 mil 686 barriles diarios.**

A su vez, la refinería de Tula aportó un promedio de **1,896 barriles diarios,** mientras que Minatitlán entregó al mercado **1,326 barriles diarios,** cifra que representó menos del **1 por ciento** frente a las ventas totales del combustible.

Finalmente, Salamanca produjo apenas **286 barriles de barriles diarios** de Premium. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

5

Ingresos petroleros representan solo 12 % del total presupuestado

En el periodo enero-septiembre de 2026, los ingresos petroleros sumaron 745 mil millones de pesos, con un avance de 62 % de lo presupuestado para el año, reveló el IMCO

En el periodo enero-septiembre de 2026, los ingresos del sector público federal del país ascendían a **6 billones 304 mil millones de pesos (mmdp),** de los cuales los correspondientes a ingresos petroleros representaban apenas **12 por ciento,** reveló un estudio del **Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO).**

De acuerdo con el análisis **«Hacienda en la mira. Resultados al tercer trimestre de 2026»,** los ingresos petroleros sumaron en los primeros nueve meses del año **745.4 mmdp,** mientras que los impuestos –ISR, IVA, IEPS y otros– fueron de **4 billones 292.6 mmdp,** es decir, representaban **68 por ciento** del total.

En un comparativo con el último año de administraciones federales anteriores, se evidencia que las finanzas públicas **dependen menos** de los ingresos petroleros. En el último ejercicio del expresidente Vicente Fox Quezada (2000-2006), este renglón tenía una participación **de entre 33 y 35 por ciento.**

Ese porcentaje se mantuvo al último año de su sucesor, Felipe Calderón Hinojosa (2006-2012), para descender a una banda **de entre 16 y 18 por ciento** en el último año del exmandatario Enrique Peña Nieto.

Al final del sexenio del expresidente Andrés Manuel López Obrador (2018-2024), la participación de los ingresos petroleros en el sector público se habían reducido a un rango **de entre 10 y 13 por ciento,** en todos los casos, según los propios reportes de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Ingresos petroleros avanzan 62 % según lo programado para 2026

En su reporte, el IMCO expuso que entre enero y septiembre de 2026, los ingresos petroleros sumaban 754.4 mmdp, monto que representaba un **62.2 por ciento** de avance del **billón 204.3 mil millones** presupuestados por el gobierno federal para el término del año.

Ese avance, sin embargo, es menor en **21.5 por ciento** comparado con el mismo periodo de 2025, cuando los ingresos petroleros habían alcanzado los 926.5 mil millones de pesos.

En el caso concreto de la empresa del Estado **Petróleos Mexicanos (Pemex),** en el periodo estudiado había aportado **556.6 mmdp,** que representaron un avance de **57.3 por ciento** con respecto a las recursos presupuestados para todo el año de **971.7 mil millones.**

Contra lo observado en el ejercicio anterior, Pemex presentaba un rezago de **27.6 por ciento.**

El IMCO bajo la dirección de **Valeria Moy** indicó que los ingresos públicos presupuestados de 6.3 billones de pesos representaban con un avance de **72.3 por ciento** con respecto a los recursos programados que ascienden a los **8 billones 721 millones de pesos.**

En estas cifras totales, los ingresos presentaban un rezago de un **2.8 por ciento** comparado con los nueve meses de 2025.

Ingresos no petroleros se ubican en 73 % de avance

Respecto a los ingresos no petroleros, el documento evidenció un avance de **73.8 por ciento** entre lo observado y lo presupuestado, con montos de **5 billones 550 mmdp** y **7 billones 516.8 mil millones de pesos,** respectivamente.

Contra el mismo periodo del año anterior, estos montos significaban un crecimiento de **0.4 por ciento,** expuso el organismo.

En particular, los ingresos por concepto del **Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)** aportaban **502.9 mmdp,** con un avance de **66 por ciento** ante los **761.5 mil millones** presupuestados para el año.

El crecimiento con respecto al mismo periodo de 2025 registró una cifra negativa de **2.3 por ciento,** pero cabe aclarar que para el año pasado, el gobierno federal esperaba 495.9 mil millones de pesos, esto es, 265.6 mmdp menos. En términos porcentuales este último monto equivale a **53.5 menos recursos.**

No obstante, los mayores ingresos tributarios para las arcas nacionales corresponden al Impuesto sobre la Renta (ISR), que en el periodo analizado llegaban a los **2 billones 206.2 mmdp,** con avance de **71.8 por ciento.** Por este concepto, el gobierno federal espera recaudar **3 billones 71 mil millones de pesos** al término del año.

Bajó 1.5 % inversión física de Pemex

Del lado del gasto, el IMCO expuso que el gasto en inversión física en el periodo analizado sumó **637.6 mmdp,** un monto que significó un aumento de **8 por ciento** real, frente al mismo periodo de 2025.

La inversión de Pemex, por su parte, pasó de 178.7 **a 182.7 mmdp,** pero el Instituto aclaró que este crecimiento fue en pesos corrientes, pero disminuyó **1.5 por ciento real.**

Además, dijo que sin Pemex, la inversión física del gasto público creció **12.4 puntos porcentuales real.**

En conjunto, las dos empresas del Estado –Pemex y la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)–** ejercieron **754.4 mmdp** entre enero y septiembre. De ese monto, Pemex gastó **372.6 mmdp,** un incremento de **1.1 por ciento real anual,** en tanto que la CFE ejerció **381.8 mmdp,** o **3.7 por ciento real menos. EAD**

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

6

Aumentó Pemex en 19 % emisiones de metano en el tercer trimestre del año

Al cierre del tercer cuarto de 2026, Pemex reportó emisiones de metano por 218.6 mil toneladas

Petróleos Mexicanos (Pemex) aumentó en **19.6 por ciento** sus emisiones de **gas metano** al cierre del tercer trimestre del año, reconoció la semana pasada.

En su informe sustentable, como parte de sus resultados financieros y operativos correspondientes al periodo julio-septiembre de 2026, la petrolera estatal reportó un volumen de **218.6 mil toneladas,** con un incremento de **35.8 mil toneladas más** que en el mismo periodo año anterior.

«Este comportamiento estuvo relacionado principalmente con el menor aprovechamiento de gas observado durante el periodo», explicó el viernes pasado a la Bolsa Mexicana de Valores.

A pesar de que Pemex se estableció como meta eliminar la quema y venteo de gas para 2030, como parte de los compromisos establecidos en su Plan de Sostenibilidad de 2024, la empresa **no ha logrado reducir sus emisiones** a la atmósfera.

Tan solo en el primer trimestre del presente año, el venteo se disparó casi **80 por ciento anual,** alcanzando un volumen de **234 millones de toneladas.**

Eleva Pemex en 12 % emisiones de CO2

En total, Pemex elevó en **12.1 por ciento** sus emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO_2e) al llegar a los **19.5 millones de toneladas,** esto es, 2.1 millones más que las 17.4 millones del tercer cuarto del 2025.

Las emisiones de óxidos de azufre también se incrementaron, al alcanzar un estimado de **390.7 mil toneladas,** lo que significó un aumento de **12.6 por ciento** contra las 347 mil toneladas registradas el año anterior.

«Este aumento se explicó principalmente por un mayor contenido de azufre en el gas procesado en los complejos procesadores de gas», argumentó Pemex.

Indicó, sin embargo, que prevé que estas emisiones comiencen a **disminuir hacia finales de 2026** conforme entren en operación las **plantas de recuperación de azufre.**

¿Qué planea hacer Pemex?

En su reporte a inversionistas, la empresa bajo el mando de **Juan Carlos Carpio Fragoso** expuso las iniciativas en marcha para la reducción de sus emisiones a la atmósfera y adaptación al cambio climático.

Aseguró que en el periodo reportado inició la evaluación de alternativas para **recuperar y aprovechar gases de desfogue** mediante estudios de ingeniería conceptual en complejos procesadores de gas y refinerías.

Estos estudios, explicó, junto con las evaluaciones en exploración y extracción previstas para el cuarto trimestre de este mismo año, conforman la primera etapa de colaboración con la iniciativa *Global Flaring and Methane Reduction* (GFMR) del Banco Mundial.

«Esta etapa permitirá evaluar la factibilidad técnica de incorporar los gases recuperados a los procesos productivos. Posteriormente, se definirán los esquemas de colaboración que faciliten la implementación de los proyectos», señaló.

Pemex mencionó igualmente el **Sistema de Comercio de Emisiones (SCE).** Al respecto, dijo que en el tercer trimestre informado, los centros de trabajo participantes presentaron sus dictámenes de verificación en la plataforma habilitada por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), en cumplimiento de los requisitos del **Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones.**

En cuanto a la Gestión de gases de efecto invernadero y metano, Pemex expuso que colabora con el Banco Mundial en la evaluación y el **posible desarrollo de iniciativas de mitigación de emisiones en toda su cadena de valor.**

Agregó que continúa atendiendo de manera sistemática las alertas del **Sistema de Alerta y Respuesta de Metano** del Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (IMEO-MARS).

Por último, respecto al seguimiento a riesgos ambientales, aseguró que al cierre del tercer trimestre, el Inventario de Riesgos Ambientales comprendía **240 riesgos,** de los cuales **80** fueron atendidos, equivalentes al **33.3 por ciento** del total, y **160** estaban en proceso de atención, que representan el **66.7 por ciento** restante.

«La inversión estimada para su gestión asciende a 16.5 mil millones de pesos, destinada a mitigar impactos potenciales en el suelo, el agua y el aire», apuntó. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

06 de noviembre de 2026

7

Detienen a 32 presuntos integrantes de Los Gigan en Edomex por extorsión; aseguran 178,000 litros de gas LP

Un megaoperativo con 38 acciones simultáneas permitió detener a presuntos líderes de Los Gigan, grupo vinculado al CJNG, y decomisar gas LP.

La ejecución de 38 operativos simultáneos en el Estado de México dejó un saldo de 32 personas detenidas, entre ellas presuntos líderes de la organización criminal conocida como Los Gigan, vinculada al Cártel Jalisco Nueva Generación (CJNG), así como dos policías municipales de Nezahualcóyotl. Durante el despliegue, autoridades federales y estatales aseguraron armas, narcóticos, vehículos y aproximadamente 178,000 litros de gas licuado de petróleo (LP).

El secretario de Seguridad y Protección Ciudadana, Omar García Harfuch, informó este jueves que las acciones fueron resultado de siete meses de investigaciones y estuvieron enfocadas en combatir la extorsión, los homicidios y otros delitos violentos en territorio mexiquense.

A través de sus redes sociales, el funcionario explicó que el operativo se realizó por instrucciones de la presidenta Claudia Sheinbaum Pardo, con el respaldo de la gobernadora del Estado de México, Delfina Gómez Álvarez.

Identifican a presuntos líderes de Los Gigan

Entre los 32 detenidos se encuentran tres personas identificadas con los alias de “Miky Juárez”, “El Gigan” y “El Pollo”, señaladas por las autoridades como presuntos dirigentes de estructuras criminales dedicadas a la extorsión, delitos contra la salud y comercialización ilícita de gas LP.

De acuerdo con la información difundida por García Harfuch, estas células delictivas estarían relacionadas con la organización Los Gigan, vinculada al CJNG. Asimismo, entre los arrestados figuran dos policías municipales de Nezahualcóyotl, quienes presuntamente mantenían vínculos con las estructuras criminales investigadas.

En la información sobre las detenciones también se menciona a Miguel Juárez Pérez, alias “El Miky”, quien habría sido capturado previamente el 27 de octubre en Ecatepec. Las autoridades lo señalan como presunto sucesor de Alejandro Gilmare Mendoza, conocido como “El Choko”, al frente de una estructura relacionada con la FOMAC.

Aseguran 178,000 litros de gas LP

Como parte de las intervenciones, las corporaciones participantes decomisaron aproximadamente 178 mil litros de gas LP, además de armas de fuego, narcóticos y vehículos presuntamente utilizados para actividades delictivas.

El aseguramiento de combustible destaca entre los resultados del operativo, debido a que una de las actividades atribuidas a esta organización es la comercialización ilícita de gas LP.

Las investigaciones buscan desarticular las actividades delictivas y las redes que permiten a estas estructuras mantener sus operaciones en distintos municipios del Estado de México.

Participan fuerzas federales y autoridades mexiquenses

En el despliegue participaron elementos de la Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana (SSPC), la Secretaría de la Defensa Nacional (Defensa), la Secretaría de Marina (Semar), la Fiscalía General de la República (FGR), la Guardia Nacional y el Centro Nacional de Inteligencia.

También colaboraron la Secretaría de Seguridad del Estado de México, la Fiscalía General de Justicia mexiquense, Petróleos Mexicanos (Pemex) y autoridades municipales. García Harfuch advirtió que las investigaciones continuarán para identificar y desarticular las estructuras financieras y las posibles redes de protección de las organizaciones criminales.

“Seguiremos golpeando las estructuras criminales, sus recursos y sus redes de protección. Ningún cargo público ni fachada de sindicato puede servir de escudo para delinquir”, sostuvo el titular de la SSPC. El Economista