NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

El Plan México está en chino

1

Generar más tampoco lo resuelve todo. La energía debe llegar a donde estarán las industrias, y eso exige líneas, subestaciones y redes con inversiones y tiempos propios.

Para Platón, el sol era el principio que hacía visibles las cosas, nacer y crecer. En nuestra época, ese papel le toca a la energía eléctrica. En ella está la condición indispensable para producir y, por tanto, para el desarrollo económico. Ninguna política industrial puede prosperar desenchufada.

Esta semana, Sheinbaum llevó el Plan México a Shenzhen, a la Cumbre de APEC, el foro de 21 economías que concentran cerca del 60 por ciento del PIB mundial con el propósito de atraer inversión. Ante los empresarios, presentó una cartera de 432 mil millones de dólares de inversión pública, privada y mixta hacia el 2030, y después se reunió con Xi Jinping para hablar de infraestructura y tecnología.

Para que la inversión se concrete en México, el Consejo Coordinador Empresarial y la Coparmex han insistido en lo indispensable: certeza jurídica, seguridad, combate a la corrupción, infraestructura… y electricidad suficiente y competitiva. Sin energía no hay fábricas, ni centros de datos, ni nuevas industrias. Está muy bien ir a buscar inversión, pero las garantías deben alistarse primero en casa.

En julio, el Sistema Interconectado Nacional alcanzó una demanda máxima histórica de más de 54 mil megawatts. Cuando el margen de reserva se aprieta, el operador de la red, el CENACE, puede verse obligado a hacer cortes de carga, es decir, a provocar apagones controlados para evitar que todo el sistema se caiga.

Por ello, en el sureste y en la península de Baja California se han reportado cortes de suministro constantes. Si México quiere atraer nuevas industrias, ampliar su capacidad energética es apremiante.

AMLO hizo de la rectoría estatal del sector energético uno de sus estandartes y fortaleció el papel de la CFE. Sheinbaum heredó esa bandera, pero diseñó una fórmula propia para atraer capital privado sin renunciar al predominio estatal: los convenios de inversión mixta.

La CFE conserva al menos el 54% de cada proyecto, mientras el inversionista privado asume el financiamiento inicial para desarrollar, construir, interconectar y operar la central.

La CFE aporta en especie, con permisos, activos y derechos, y el esquema contempla contratos de compraventa de energía que dan certidumbre a los ingresos.

La rentabilidad privada queda topada a un retorno objetivo. Al alcanzarse ese retorno, o al terminar el contrato de hasta 25 años, el activo pasa a la CFE. ¿Equilibrio en la balanza?

La meta es incorporar 32 mil 475 megawatts de capacidad eléctrica hacia 2030, alrededor del 43 por ciento, mediante proyectos mixtos. La primera convocatoria adjudicó 7 mil 411 MW, pero adjudicar no equivale a tener centrales operando.

Cada proyecto necesita un contrato de inversión mixta, financiamiento y un contrato de compraventa de energía eléctrica para arrancar. Hoy, se siguen negociando varios contratos y ningún proyecto tiene la compraventa de energía ya con firma.

Además, especialistas del sector advierten que se están frustrando propuestas adjudicadas por dificultades de financiamiento, costos de interconexión mayores a los previstos o complicaciones técnicas subestimadas.

Incluso refieren que, en algunos casos, los estudios de interconexión del CENACE se hicieron después de anunciar a los ganadores. Los refuerzos de la red y la obtención de derechos de vía podrían retrasar o impedir su construcción.

Generar más tampoco lo resuelve todo. La energía debe llegar a donde estarán las industrias, y eso exige líneas, subestaciones y redes con inversiones y tiempos propios.

México quiere atraer inversiones y necesita ofrecer las condiciones para recibirlas. Los convenios mixtos pueden ayudar a sumar capacidad de generación; ampliar y modernizar la red permitirá que esa energía llegue a donde se necesita.

El punto de encuentro está en la velocidad de ejecución o un esquema más atractivo para la inversión privada, pues sin ella la promesa industrial del Plan México tendrá un obstáculo difícil de sortear. A este ritmo, el Plan México seguirá a oscuras… y en chino. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

2

Las corcholatas de Sheinbaum rumbo al 2030

Después de las elecciones intermedias, la presidenta dispondrá de mejores condiciones para realizar los ajustes que considere necesarios, premiar lealtades, castigar ineficiencias y colocar en posiciones relevantes a quienes eventualmente podrían convertirse en sus cartas para la sucesión presidencial.

La verdadera sucesión presidencial de 2030 comenzará al día siguiente de las elecciones intermedias de 2027, cuando Claudia Sheinbaum tenga la oportunidad de sacudirse buena parte de las imposiciones heredadas de Andrés Manuel López Obrador y construir un gabinete integrado por personajes de su absoluta confianza.

Será entonces cuando se conozca hasta dónde llega la autonomía política de la presidenta y si realmente está dispuesta a ejercer el poder sin la sombra de su antecesor.

Los resultados de las elecciones de 2027 no solamente determinarán la nueva correlación de fuerzas en la Cámara de Diputados y el destino de 17 gubernaturas, sino que marcarán el inicio de una profunda recomposición del gabinete presidencial, con la incorporación de exgobernadoras que concluirán sus mandatos, legisladores que dejarán sus curules y figuras políticas que habrán demostrado eficacia, lealtad y capacidad de operación electoral.

La segunda mitad del sexenio será radicalmente distinta de la primera. Al menos esa es la oportunidad que tendrá Sheinbaum para demostrar que no llegó a Palacio Nacional como administradora del legado obradorista, sino como una presidenta con proyecto propio, intereses políticos definidos y capacidad para construir la sucesión que garantice la continuidad de su grupo más allá de 2030.

Porque una cosa es gobernar con los funcionarios que le dejaron y otra muy distinta hacerlo con aquellos que respondan directamente a sus instrucciones. En el primer tramo de su administración, Sheinbaum ha tenido que convivir con personajes cuya principal carta de presentación es su cercanía con López Obrador. Algunos ocupan posiciones estratégicas no necesariamente por sus resultados, sino por los compromisos políticos adquiridos durante la transición presidencial.

Esa convivencia tiene fecha de caducidad. Después de las elecciones intermedias, la presidenta dispondrá de mejores condiciones para realizar los ajustes que considere necesarios, premiar lealtades, castigar ineficiencias y colocar en posiciones relevantes a quienes eventualmente podrían convertirse en sus cartas para la sucesión presidencial.

Por ahora, tres nombres sobresalen en el horizonte político del oficialismo: Omar García Harfuch, Luz Elena González y Marcelo Ebrard. Cada uno representa una vertiente distinta del poder y cuenta con atributos que podrían convertirlo en aspirante competitivo.

García Harfuch tiene a su favor la cercanía política con Sheinbaum, construida desde que ambos coincidieron en el gobierno de la Ciudad de México. Su principal activo es la seguridad pública, una de las preocupaciones más importantes de los mexicanos.

Si logra consolidar resultados frente al crimen organizado y reducir los niveles de violencia, llegará a la disputa sucesoria con una plataforma política difícil de ignorar. Su mayor riesgo consiste precisamente en que cualquier fracaso de la estrategia de seguridad también recaerá sobre sus aspiraciones.

Por su parte, el control que tiene Luz Elena González en el sector energético, léase Pemex y CFE, es digno de llamar la atención porque en el pasado, los titulares de esas dependencias tenían picaporte en Los Pinos o en Palacio Nacional.

Desde luego está sentada en una bomba de tiempo por la precariedad de la producción y las finanzas públicas de la petrolera, amén de las presiones que la demanda ejerce sobre la infraestructura eléctrica del país, que está al tope.

Marcelo Ebrard, por su parte, conserva experiencia, relaciones internacionales y una trayectoria que lo mantiene dentro del grupo de figuras presidenciables. Su desempeño en Economía, particularmente frente a las tensiones comerciales con Estados Unidos y la revisión del T-MEC, será determinante para fortalecer o debilitar sus posibilidades.

Sin embargo, también carga con una dificultad: no pertenece al círculo político más cercano de Sheinbaum y su aspiración presidencial tiene una historia propia que no necesariamente coincide con los intereses de Palacio Nacional.

Algunos incorporan en esta lista a Rosa Icela Rodríguez, titular de la Segob, quien se crece al castigo ante los grupos inconformes, manteniéndolos en una zona de control para evitar la ingobernabilidad.

Pero sería un error pensar que la baraja está cerrada. Los movimientos del gabinete durante el segundo semestre de 2027 podrían modificar sustancialmente el tablero. Gobernadoras salientes con experiencia territorial, capacidad de movilización y relaciones políticas podrían incorporarse al equipo presidencial y convertirse en nuevas protagonistas. Lo mismo ocurrirá con algunos diputados que concluyan su encargo y sean llamados a desempeñar responsabilidades dentro del Ejecutivo federal.

El problema para la presidenta es que la sucesión no se desarrollará en un escenario de tranquilidad. Morena llegará a 2027 con disputas regionales, ambiciones personales, tensiones con sus aliados y el desgaste natural de ejercer el gobierno. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

3

Petróleo se mantuvo estable en las operaciones del jueves

Los futuros del crudo Brent cerraron con una subida de 3 centavos, o 0.03%, a 91.98 dólares el barril. El crudo West Texas Intermediate (WTI) estadounidense bajó 5 centavos, o 0.06%, para cerrar en 83.21 dólares el barril, su nivel más bajo desde el 26 de agosto.

Los precios del petróleo cerraron el jueves con pocos cambios, ya que los informes de interrupciones en el tráfico de buques cisterna en el Estrecho de Ormuz contrarrestaron la presión del aumento de los inventarios de crudo de Estados Unidos y los pronósticos de un superávit mundial de petróleo .

Los futuros del crudo Brent cerraron con una subida de 3 centavos, o 0.03%, a 91.98 dólares el barril. El crudo West Texas Intermediate (WTI) estadounidense bajó 5 centavos, o 0.06%, para cerrar en 83.21 dólares el barril, su nivel más bajo desde el 26 de agosto.

La mezcla mexicana de exportación cerró en 78.24 dólares por barril, un alza de 0.06% o 0.05 centavos.

Dos petroleros chocaron con minas navales en el Estrecho de Ormuz el jueves y “explotaron”, según informó la armada iraní en un comunicado difundido por los medios estatales. Reuters no pudo verificar la información de forma independiente.

El movimiento hutí, alineado con Irán, también lanzó misiles contra Riad, la capital de Arabia Saudita.

La defensa civil de Arabia Saudita informó el jueves que el ataque dañó varios pisos del rascacielos más alto de Riad, sede del fondo soberano saudí, y edificios cercanos, pero no se reportaron heridos, según la agencia estatal de noticias SPA.

Anteriormente, dos funcionarios occidentales informados por los saudíes declararon que el reino se está preparando para que la guerra contra los hutíes de Yemen se extienda hasta bien entrado el próximo año.

“El aumento de los ataques iraníes está lastrando las exportaciones de Medio Oriente justo cuando China incrementa las importaciones de crudo, reduciendo el petróleo transportado por vía marítima y tensando el mercado petrolero”, declaró Giovanni Staunovo, analista de UBS.

Las pérdidas acumuladas por el conflicto en Medio Oriente ascienden ya a 2,800 millones de barriles de petróleo y 60,000 millones de metros cúbicos de suministro de gas procedentes del Golfo, según informó el jueves la Agencia Internacional de Energía.

Sin embargo, la AIE añadió que el conflicto podría reducir la demanda mundial de petróleo en más de 4% para 2035 si los gobiernos aceleran las medidas de electrificación, eficiencia y cambio de combustible en respuesta.

La producción de crudo de Rusia podría volver a caer a medida que se intensifican los ataques ucranianos contra refinerías e infraestructura de exportación. Reuters, citando fuentes del sector, informó el miércoles que los ataques con drones ucranianos han reducido el volumen total de procesamiento de crudo de las refinerías rusas en un 45% desde finales de octubre.

Por otra parte, el jueves, el presidente ruso Vladimir Putin dijo que Moscú respondería con dureza después de que Ucrania atacara por tercera vez esta semana el puente que une Rusia y Crimea, y afirmó que abandonaba cualquier idea de una moratoria en los ataques a los sectores energético y marítimo. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

4

Petróleo se dirige a su tercera caída semanal al hilo por los flujos de exportación de Oriente Medio

Los precios del petróleo bajaban este viernes y se encaminaban a un descenso semanal por las fuertes exportaciones procedentes de Oriente Medio.

Los **precios del petróleo** bajaban este viernes y se encaminaban a un descenso semanal por las fuertes exportaciones procedentes de Oriente Medio, **a pesar de los ataques hutíes contra Riad**, la capital de Arabia Saudita, y las noticias sobre interrupciones en el tráfico de petroleros en el estrecho de Ormuz.

A las 09:00 GMT, **los futuros del Brent cedían 95 centavos**, o un 1%, a 91.03 dólares el barril, y los del **West Texas Intermediate en Estados Unidos (WTI) para entrega en diciembre restaban 1.4 dólares**, o un 1.7%, a 81.81 dólares el barril, mientras que el contrato de enero, más activo, caía 83 centavos, o un 1%, a 81.61 dólares.

El Brent va camino de registrar un descenso del 5% en la semana y el contrato del WTI para diciembre, de casi un 8%, a medida que aumentan las expectativas de un excedente de oferta, ya que los **envíos a través del estrecho de Ormuz** han vuelto a niveles similares a los previos a la guerra. Esta sería la tercera semana consecutiva de declives para estos índices de referencia.

"Esta semana seguimos teniendo flujos de exportación relativamente fuertes desde Oriente Medio. También persiste la idea de que, mientras se siga negociando, quizá se esté gestando un acuerdo", afirmó Aldo Spanjer, estratega de materias primas de BNP Paribas.

"Los precios son correctos si se cree que este riesgo geopolítico no volverá a surgir. Yo no formo parte de ese grupo que piensa que esto ya ha terminado (…) Probablemente veo un repunte", añadió.

El movimiento hutí, alineado con Irán, lanzó misiles contra Riad, lo que supone el último golpe para Arabia Saudita en su guerra contra los hutíes.

Además, **dos petroleros chocaron contra minas navales en el estrecho de Ormuz** y "están en llamas", según informó la Marina de la Guardia Revolucionaria de Irán en un comunicado difundido por los medios estatales el jueves.

La intensificación de los ataques de Irán contra los petroleros que transitan por el estrecho de Ormuz, "con una media de aproximadamente un incidente al día en noviembre", sigue añadiendo una importante prima de riesgo geopolítico al mercado, según dijeron los analistas del Grupo UOB en una nota a sus clientes. El Economista

Los precios del petróleo suben entre tensiones en Oriente Medio y expectativas de mayor oferta

El barril de Brent del mar del Norte, para entrega en enero, ganó un 0.64%, hasta los 92.57 dólares.

Los **precios del petróleo** cerraron con una ligera subida el viernes, atrapados entre los temores de una **escalada en Oriente Medio** y la perspectiva de **volúmenes muy importantes de crudo** en el mercado para los próximos meses.

El barril de **Brent** del mar del Norte, para entrega en enero, ganó un 0.64%, hasta los 92.57 dólares.

Su equivalente estadounidense, el barril de **West Texas Intermediate**, para entrega en diciembre, avanzó un 0.93 %, hasta los 83.98 dólares.

"Aún es demasiado pronto para considerar que la crisis ha terminado" en Oriente Medio, advierte **John Kilduff**, analista de **Again Capital**, contactado por la AFP. "Seguimos en una montaña rusa entre la guerra y la paz".

Las fuerzas saudíes indicaron el viernes que habían llevado a cabo una serie de **ataques en Yemen**, en particular contra un puerto controlado por los hutíes proiraníes.

Los hutíes amenazaron con atacar **puertos saudíes** y el **distrito financiero de Riad**, en un conflicto sin una salida a la vista. Los ataques, o los anuncios de bombardeos, son casi diarios entre ambos bandos desde octubre.

Apuntan en particular a infraestructuras petroleras y hacen temer así una **perturbación de la oferta de crudo**.

Paralelamente, los operadores siguen escrutando las **negociaciones entre Washington y Teherán**, sin señales de avances por el momento.

El presidente estadounidense, **Donald Trump**, aseguró, sin embargo, al medio norteamericano Axios que no tiene prisa por atacar de nuevo a Irán, a diferencia de lo que sugerían informaciones anteriores sobre una reanudación de los bombardeos.

"No tengo prisa por tomar una decisión (sobre Irán, ndlr.). Veremos qué sucede después del inicio del año", declaró el presidente estadounidense el jueves por teléfono a Axios desde el avión **Air Force One**, de regreso de la **cumbre en la que participó en China**.

The New York Times había informado el miércoles, citando a responsables estadounidenses e israelíes, que Donald Trump barajaba una **nueva campaña de bombardeos en Irán**, mientras Israel presiona a Washington para que actúe.

El aumento de los precios del petróleo siguió siendo moderada el viernes, ya que los mercados siguen anticipando un posible excedente de oferta en el último trimestre de 2026. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

5

SHCP retira el estímulo fiscal a la gasolina Magna y baja el subsidio al diésel

El diésel sí contará con un estímulo fiscal del Impuesto Especial sobre la Producción y Servicios (IEPS) durante la semana que comprende del sábado 21 al viernes 27 de noviembre.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) retirará por completo el estímulo fiscal del **Impuesto Especial sobre la Producción y Servicios** (IEPS) a la gasolina Magna, mientras que la Premium sumará su segunda semana sin este apoyo.

Con ello, se tendrá que pagar la cuota máxima del impuesto para este año de ambos combustibles.

En tanto, el diésel sí contará con un estímulo fiscal durante la semana que comprende del sábado 21 al viernes 27 de noviembre, el cual será de 6.5653 pesos por litro, equivalente a 89.16% de la cuota.

Así, se pagará 0.80 pesos por litro de IEPS, tras haber tenido cuota cero la semana anterior, cuando el estímulo cubría el 100% de este impuesto.

De acuerdo con lo publicado este viernes en el **Diario Oficial de la Federación** (DOF), la cuota será de 6.70 pesos por litro para la Magna y de 5.66 pesos para la Premium. En el caso de la gasolina Magna, el estímulo vigente hasta ahora ya era mínimo, de 0.0185 pesos por litro.

Los recortes a los apoyos fiscales a las gasolinas y el diésel se dieron luego de que los precios internacionales del petróleo se han mantenido a la baja en semanas recientes.

La SHCP ajusta semanalmente los estímulos fiscales al **IEPS de las gasolinas en México** según los precios internacionales del petróleo y las condiciones del mercado.

Cabe recordar que la gasolina Magna había contado con apoyos fiscales desde el 21 de marzo de 2026 debido a los aumentos constantes en los precios referenciales del petróleo a nivel internacional ante los conflictos de Oriente Medio. El Economista

Habrá problemas en distribución de gas LP si no se ajusta precio, advierte AMEXGAS

La AMEXGAS volvió a pedir a la Sener y a la CNE una revisión de los precios máximos del gas LP y transparentar los parámetros de cálculo con criterios y fechas de revisión claramente definidos

Las empresas distribuidoras de gas licuado de petróleo (gas LP) solicitaron al gobierno federal **una revisión de los precios tope** para la venta al público y advirtieron una vez más **sobre los riesgos de no hacerlo.**

«Cuando el precio del Gas L.P. aumenta, y no se refleja en la misma proporción en el precio máximo de venta, se reduce la posibilidad de distribuir el combustible. Esta condición limita al sector a destinar recursos para mantener la infraestructura instalada y renovar los equipos de distribución y reparto», expusieron.

En un comunicado de prensa, la **Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas Licuado y Empresas Conexas, A.C. (AMEXGAS),** volvió a insistir en su petición a las autoridades para que se realice **una revisión de la metodología para el cálculo de los precios,** que incluye el costo de adquisición del energético, el flete y las diferencias regionales, con el fin de identificar oportunidades que permitan **recuperar el margen operativo** de las empresas y, de esa forma, continuar con el suministro y la protección de la economía de los consumidores.

Cabe recordar que en agosto de 2021, la extinta Comisión Reguladora de Energía **(CRE),** por exhorto de la Secretaría de Energía **(Sener),** emitió la **política de precios máximos** para el gas doméstico que contempla, entre otros elementos, los **criterios** para dicho cálculo y la división del territorio nacional en **146 zonas** con precios para cada una.

Con las reformas constitucionales y legales de 2024 y 2025 en materia energética, que darían origen a la Comisión Nacional de Energía **(CNE),** esta política de precios tope se mantuvo y en enero de este 2026 **se actualizó la metodología de cálculo.**

«El margen operativo permite pagar salarios y prestaciones de los trabajadores, adquirir combustible para el reparto, dar mantenimiento y reponer equipos, así como pagar pólizas de seguros, entre otros gastos; no equivale a utilidad neta. Actualizar el margen permitirá conservar cilindros y vehículos en condiciones seguras y mantener las rutas, especialmente en localidades alejadas y con menores volúmenes de entrega», refirió la Asociación.

El gremio, liderado por **Lourdes Medina Valdés,** indicó que para la **semana del 8 al 14 de noviembre de 2026,** el margen operativo se ubicó en **5.27 pesos por kilogramo,** lo que significó **79 centavos por debajo** de los 6.06 pesos por kilogramo que corresponden al margen aplicable a 2026, de conformidad con la metodología establecida en el Acuerdo de Precios Máximos, lo que representa **una brecha de aproximadamente 13 por ciento. EAD**

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

6

Pemex tiene déficit comercial récord de enero a septiembre

La petrolera estatal redujo sus volúmenes de importación de gasolina y diésel, pero se vio impactada por los mayores precios de los petrolíferos; el valor de sus exportaciones logró sostenerse gracias al mayor precio de la mezcla mexicana de exportación.

De enero a septiembre del 2026, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos (Pemex) marcó un déficit récord de 4,835 millones de dólares, en medio del encarecimiento del petróleo y sus derivados —debido a la operación militar estadounidense en Irán— y del giro del negocio de la petrolera hacia la refinación.

El déficit fue 3.7 veces superior al registrado en el mismo lapso del 2025, cuando el desbalance fue de 1,320 millones de dólares, de acuerdo con las estadísticas de la base de datos institucional de la empresa estatal.

Esto se explica porque, durante los primeros nueve meses del año, las exportaciones de la petrolera crecieron 0.8% a 13,228 millones de dólares, mientras que sus importaciones subieron 25% a 18,063 millones de dólares.

Desde el 2016, en lapsos iguales, Pemex ha tenido superávits comerciales únicamente en los años 2020, 2021 y 2023. Asimismo, hasta antes del presente año, el mayor déficit fue en el 2017 (3,256 millones de dólares).

Aunque los déficits comerciales se han vuelto costumbre desde hace una década, su naturaleza ha cambiado en función del volumen de producción de petróleo crudo de la empresa y de su modelo de negocio.

Por ejemplo, a septiembre del 2017 la firma producía casi dos millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos, mientras que en este 2026 ha producido —incluyendo condensados— 1.651 millones de barriles diarios (Mbd), es decir, 16% menos.

En el 2017 —el penúltimo de la administración del expresidente Enrique Peña Nieto— el modelo de la empresa se inclinaba paulatinamente a la producción y exportación de crudo, mientras que la refinación iba a la baja.

A septiembre de ese año, Pemex exportó 1.1 Mbd de crudo y procesó en sus refinerías 833,000 bd (en el 2018 la cifra bajó a 647,000 bd).

Sin embargo, a septiembre de este 2026 ambas cifras se movieron en sentido contrario: el envío de crudo al exterior se desplomó 61% a 427,000 bd, pero el proceso subió 32% a 1.1 Mbd.

Debe recordarse que durante la administración de Peña Nieto la deuda financiera de Pemex se incrementó 75% a casi 106,000 millones de dólares sin que se detuviera la caída en la producción de crudo ni el deterioro del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

En el actual gobierno, la caída de la producción de crudo apenas se ha ralentizado, mientras que la deuda bajó 20% a poco más de 77,000 millones de dólares; sin embargo, ello solo ha sido posible gracias a las inyecciones de recursos del gobierno de México.

Por otro lado, el alza reciente en el proceso de crudo se ha logrado gracias a la puesta en operación de la refinería Olmeca (Dos Bocas) —cuyo costo rebasó los 20,000 millones de dólares y más que duplicó el presupuesto original—, que ya procesa 17% del crudo del SNR.

Coyuntura de precios

El aumento del déficit comercial de Pemex a septiembre del 2026 obedeció al alza del valor de sus importaciones, ya que el de sus exportaciones se sostuvo gracias a que el precio de la mezcla mexicana de exportación subió a 80.8 dólares por barril (+29%), lo que contrarrestó la caída de la misma proporción en el volumen de ventas externas.

Al interior de las importaciones, las de petrolíferos fueron las de mayor elevación, con un alza de 26.6% a 17,090 millones de dólares. En estas últimas, los aumentos por producto fueron los siguientes: gasolina, 29% a 10,842 millones de dólares; diésel, 45% a 3,121 millones de dólares; y turbosina, 41.1% a 1,977 millones de dólares.

En el período de referencia, el precio de la gasolina del Golfo en Estados Unidos subió 45% a 2.996 dólares por galón, mientras que el precio del diésel se disparó 61% a 3.594 dólares por galón, de acuerdo con datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por su sigla en inglés).

Estos aumentos de precios eclipsaron la reducción en los volúmenes de importación de petrolíferos de Pemex, descenso logrado debido a su mayor actividad de refinación nacional.

Así, la estatal compró 3.7% menos gasolina del exterior, con lo que internó en el país 325,000 bd, mientras que bajó 6.5% sus compras de diésel a 79,000 bd. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de noviembre de 2026

7

Energía solar con almacenamiento, un alivio para cuellos de botella por aumento de la demanda energética en México

El despliegue acelerado de centros de datos y el crecimiento en la demanda de procesamiento por inteligencia artificial (IA) colocan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante un reto de infraestructura en el corto plazo.

De acuerdo con Marcos Ripoll, director general de Solar 180, la integración de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) es la vía técnica y financieramente más viable para contener la saturación de las redes de transmisión y evitar alzas abruptas en las tarifas eléctricas mientras se consolidan los proyectos de generación a gran escala.

En entrevista con *Energía a Debate*, el especialista advirtió que la llegada de estas inversiones ocurre de manera simultánea al fenómeno del nearshoring, en zonas donde la capacidad de suministro ya muestra signos de agotamiento. Como muestra, Ripoll apuntó al mercado estadounidense, donde el aumento en la demanda obligó a despachar centrales de respaldo con combustibles fósiles más costosos, como el carbón y el combustóleo, disparando los precios finales.

«Hay lugares en la Costa Este de Estados Unidos donde está más centrada la instalación de estos centros de datos y los precios de la energía han llegado a aumentarse entre 70 y 90% en algunas regiones. Cuando requieres más energía, esa capacidad extra la entregan las plantas menos eficientes o con combustibles más caros; al final son las que definen el precio del kilowatt-hora en el sistema eléctrico y el usuario acaba pagando un precio desorbitado», explicó.

Focos rojos en el Bajío y Monterrey

El crecimiento proyectado en la demanda eléctrica de este sector —que superará los 1,630 megawatts (MW), con más de 1,200 MW concentrados únicamente en Querétaro según estimaciones de la industria— se enfrenta a una asimetría geográfica: las entidades con mejor infraestructura de telecomunicaciones y conectividad de datos son, precisamente, las que presentan mayores limitaciones energéticas.

Ripoll señaló que la región del Bajío opera bajo un esquema deficitario, donde empresas comerciales e industriales solicitan cargas específicas y reciben apenas la mitad de la capacidad requerida debido a los cuellos de botella locales. Sin embargo, el directivo subrayó que las alertas ya alcanzan a plazas tradicionalmente robustas como Nuevo León.

«Monterrey parte de una mejor situación en cuanto a la infraestructura energética, pero estamos viendo ya con algunos clientes con los que operamos en la parte de energía solar y almacenamiento que empiezan a tener cortes de luz. Eso ya es un foco rojo, porque cuando en una región que históricamente ha sido tan sólida, con plantas de generación basadas en gas y mucha capacidad firme, se empiezan a notar estos cortes e incluso problemas de calidad de energía, es que están sufriendo lo mismo que el resto del país: la falta de inversión en nuevas plantas», detalló.

Baterías frente a la expansión de redes

Respecto a la estrategia energética planteada en el Plan México, el especialista observó que, si bien la prioridad técnica debería ser el fortalecimiento de las líneas de transmisión y distribución, su ejecución enfrenta procesos que pueden tardar demasiado para llegar a tiempo a la demanda, debido a procesos como la obtención de derechos de vía, permisos en terrenos privados y tiempos de planeación.

En contraste, el despliegue de sistemas de almacenamiento permite gestionar la intermitencia de las energías renovables y aliviar la congestión en horarios pico.

Según los análisis operativos de Solar 180, instalar bancos de baterías en puntos estratégicos de consumo —como la Ciudad de México, donde la red se satura entre las 18:00 y las 22:00 horas— permite cargar energía durante las mañanas y liberarla en los momentos de mayor demanda, diferendo inversiones multimillonarias en infraestructura de transporte eléctrico.

«Nosotros tenemos unos cálculos hechos: para conseguir el mismo efecto en la red respecto a inversiones que rondan los 7,000 millones de dólares, con almacenamiento nos podríamos ahorrar el 40% y tener la misma capacidad. No es que evites la inversión para siempre, pero la puedes diferir cinco o diez años, y eso representa una ganancia muy grande para responder a necesidades que ya nos están pisando los talones», puntualizó Ripoll.

Ventanilla única, a la expectativa de resultados

Sobre el nuevo marco regulatorio derivado de las reformas al sector eléctrico y los esquemas de colaboración mixta con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el directivo destacó el diseño de la ventanilla única para agilizar la tramitología y trasladar la gestión de permisos hacia la empresa pública en proyectos conjuntos.

No obstante, precisó que el sector aún carece de métricas reales sobre la eficiencia operativa de estos mecanismos.

Con los primeros proyectos adjudicados durante el año en curso, Ripoll anticipó que el inicio de obras previsto a partir de enero permitirá evaluar si la nueva estructura administrativa logra destrabar los tiempos de interconexión y puesta en marcha que exige la demanda industrial del país. EAD