

29 de julio de 2026

Fin del autoabastecimiento eléctrico: voluntariamente a fuerza

1

Durante años, muchos consumidores industriales se beneficiaron de contratos de autoabastecimiento que ofrecían costos competitivos y cierta estabilidad frente a las tarifas de suministro.

El mes pasado la Secretaría de Energía publicó dos disposiciones que cambian de forma importante la ecuación económica para las empresas que cuentan con contratos de suministro de energía eléctrica mediante esquemas legados de autoabastecimiento o cogeneración. La primera de ellas establece el procedimiento para migrar voluntariamente a las figuras previstas en la nueva Ley del Sector Eléctrico, mientras que la otra sustituye la metodología de transmisión aplicable a quienes decidan permanecer en el régimen anterior. En conjunto, ambas publicaciones envían un mensaje claro: permanecer como hasta ahora seguirá siendo jurídicamente posible, pero con la consecuencia casi segura de dejar de ser económicamente conveniente.

Durante años, muchos consumidores industriales se beneficiaron de contratos de autoabastecimiento que ofrecían costos competitivos y cierta estabilidad frente a las tarifas de suministro. Una pieza fundamental fue el llamado porteo estampilla, mediante el cual el cargo de transmisión dependía principalmente del nivel de tensión y no de las respectivas ubicaciones de la central de generación y el sitio de consumo, es decir que el costo de transporte era idéntico, aunque estuvieran cada una en extremos opuestos del sistema eléctrico. La nueva metodología busca aproximar esos cargos al costo actual de los servicios de transmisión, distribución, operación del CENACE y otros servicios conexos, tal como están estipulados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El cambio no es menor. A partir del 19 de octubre de 2026, las figuras legadas que no hayan manifestado oportunamente su interés en migrar quedarán sujetas a la nueva metodología. Quienes sí lo hagan podrán conservar temporalmente el esquema anterior durante el procedimiento, sin extenderlo más allá del 6 de octubre de 2028. La primera fecha crítica llega todavía antes: el 18 de septiembre de 2026 vence el plazo para registrar la manifestación de interés. Para una regulación que promete un proceso de casi dos años, el tiempo disponible para tomar la decisión inicial es sorprendentemente corto.

Aquí es donde el tema deja de pertenecer exclusivamente a abogados, generadores y suministradores.

Los responsables de compras de energía y las áreas financieras de las medianas y grandes empresas consumidoras de energía deben entender que la migración puede modificar la estructura de sus contratos, los riesgos asumidos y el costo total de suministro. Manifestar interés no equivale todavía a completar la migración, pero no hacerlo puede cerrar una alternativa y acelerar el impacto de los nuevos cargos. La inacción, por lo tanto, también es una decisión.

La regulación contempla distintas rutas: migración al MEM, registro como Usuario Calificado, incorporación al Suministro Básico (CFE) o alternativas de autoconsumo aislado o interconectado. Esta variedad reconoce que no todos los proyectos ni consumidores tienen las mismas necesidades, pero también impide que exista una respuesta universal sobre la opción más conveniente, por lo que será de gran importancia estar bien asesorado durante el proceso.

Cada empresa deberá construir su propio escenario financiero. Será indispensable estimar el costo de permanecer bajo el permiso legado y compararlo contra el costo de migrar, considerando energía, potencia, certificados de energías limpias, servicios conexos, garantías, medición e inversiones técnicas. También deberán revisarse las cláusulas de cambio en ley, traslado de costos, terminación anticipada y renovación. El incremento podrá ser absorbido inicialmente por el generador o trasladarse directa o indirectamente al consumidor, dependiendo de lo que ya se establezca en el contrato de autoabastecimiento y de lo que se negocie.

La decisión correcta no será necesariamente migrar ni permanecer, sino aquella que resulte de un análisis coordinado entre compras, finanzas, operaciones y asesores calificados. Las empresas deberían solicitar de inmediato una simulación del nuevo cargo, un calendario de decisiones, la propuesta de figura de destino y una explicación de quién asumirá cada costo durante la transición. Esperar a septiembre sería confundir un plazo regulatorio con un plazo de análisis.

La regulación eléctrica mexicana vuelve a colocar a los consumidores industriales frente a una decisión compleja y con poco tiempo. En el papel, la migración es voluntaria. En la práctica, el cambio en los cargos de transmisión ejerce una presión económica evidente para reconsiderar los esquemas legados. Quienes administran los contratos de energía no pueden limitarse a preguntar si su permiso seguirá vigente, sino que deben preguntar cuánto costará mantenerlo, qué derechos se perderán al migrar y qué riesgos se asumen en cada alternativa. En energía, como en finanzas, no decidir a tiempo suele ser la opción más cara. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

29 de julio de 2026

2

**Repuntan tomas clandestinas 3.7%;
suman 3,836 casos**

Hidalgo se mantiene como la entidad con mayor incidencia al acumular 986 tomas.

Las tomas clandestinas detectadas en ductos de Petróleos Mexicanos (Pemex) aumentaron 3.7% durante el primer cuatrimestre de 2026 respecto al mismo periodo del año anterior, de acuerdo con registros oficiales de la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de la empresa productiva del Estado.

Entre enero y abril de 2026 se contabilizaron 3,836 tomas clandestinas, frente a las 3,699 registradas en el mismo lapso de 2025, lo que representa 137 pinchaduras adicionales.

Durante el año en curso, Hidalgo se mantiene como la entidad con mayor incidencia de este delito, al acumular 986 tomas clandestinas en los primeros cuatro meses del año. Le siguen Jalisco, con 740 casos; Puebla, con 362; Estado de México, con 329; Guanajuato, con 304; Querétaro, con 263, y Nuevo León, con 214.

Aunque Hidalgo continúa liderando en número absoluto de tomas clandestinas, Michoacán registró el mayor incremento porcentual entre las entidades con mayor incidencia al reportar un crecimiento del 155.56% durante el primer cuatrimestre del año ya que, mientras que entre enero y abril de 2025 se detectaron nueve tomas clandestinas, en el mismo periodo de 2026 la cifra ascendió a 23.

Detrás se ubicó el Estado de México donde la cantidad de tomas clandestinas ubicadas por las autoridades pasó de 196, en el primer cuatrimestre de 2025, a 329 en el mismo periodo de 2026, lo que representó un aumento de 67.86 por ciento.

También destacan los incrementos registrados en Puebla, con un aumento de 37.64%, al pasar de 263 a 362 tomas; Jalisco, con un crecimiento de 25.64%, al pasar de 589 a 740 casos, y Veracruz, con un incremento de 18.08%, al subir de 94 a 111 incidentes.

En contraste, algunas entidades registraron reducciones importantes en la detección de tomas clandestinas. La lista la encabezó Sonora, que pasó de 18 a cuatro registros, con una reducción de 77.78%; le siguieron: Coahuila, donde los casos pasaron de 130 entre enero y abril de 2025 a 41, una reducción del 68.46%; Tlaxcala, con una caída de 67.95%, al pasar de 78 a 25 casos, y Tamaulipas, donde las tomas clandestinas disminuyeron 66.67%, de 285 a 95.

Análisis

Los datos de incremento en las tomas clandestinas detectadas por las autoridades evidencia la debilidad institucional que permanece, comentaron Nancy Canjura, vocera e investigadora de Causa en Común, y Vicente Sánchez, integrante del Sistema Nacional de Investigadoras e Investigadores.

“El robo de hidrocarburos implica una gran pérdida económica para el Estado. Los incrementos en la detección de tomas clandestinas son un indicador de la debilidad institucional que prevalece sobre el tema, a pesar de que en el discurso se ha planteado una estrategia para prevenir este delito”, sostuvo Canjura Luna.

La experta dijo a El Economista que aunque el gobierno federal ha puesto énfasis en mecanismos como la trazabilidad del combustible, persisten problemas estructurales en el control de la infraestructura de Pemex y en la coordinación entre las instituciones responsables de proteger un recurso considerado estratégico para la seguridad nacional.

“Se habla de la importancia del robo de hidrocarburos, pero no hay una correspondencia en recursos, interés ni fortalecimiento institucional. En el discurso se reconoce el problema, pero en la práctica no vemos que eso se materialice”, afirmó.

También recordó que las tomas clandestinas han provocado explosiones y accidentes con saldo fatal para comunidades enteras, además de fortalecer financieramente a las organizaciones delictivas.

Por su parte, Vicente Sánchez cuestionó la confiabilidad de la información oficial sobre el combate al huachicol. Señaló que diversos análisis independientes han planteado estimaciones distintas sobre el volumen de combustible robado y sostuvo que el gobierno no ha aclarado esas diferencias lo que, a su juicio, afecta la credibilidad de los reportes públicos.

Además, consideró que el problema rebasa la extracción ilegal de combustibles mediante perforaciones a ductos, al recordar que en los últimos años también se han localizado instalaciones clandestinas para el procesamiento de hidrocarburos y que el combate al robo de combustible requiere enfrentar posibles redes de corrupción dentro de las instituciones. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

29 de julio de 2026

3

Pemex, el rostro del fracaso

Si bien ha crecido el volumen de crudo procesado, las refinerías operan por debajo de su capacidad.

En el gobierno federal debe haber caído como una pésima noticia la nota que publicó ayer comparando el muy diferenciado desempeño de la refinería de Deer Park, en Texas, ahora propiedad de Pemex y el sistema de refinación de la paraestatal en territorio nacional. Resulta que, en el primer trimestre de 2026, el complejo texano produjo 287 mil barriles diarios de gasolina, diésel y turbosina con apenas 960 trabajadores y una utilización del 84% de su capacidad instalada.

Ello significa que la refinería que Pemex terminó de comprar a Shell durante el gobierno de López Obrador elabora individualmente más del doble que cualquiera de las siete refinerías situadas en México, las cuales suman 21 mil 952 empleados, un promedio de 3 mil 136 por planta, y aprovechan, en conjunto, apenas el 37% de su capacidad. El dato no es una anécdota, sino un recordatorio de la miopía con que los gobiernos de la 4T han visto a Pemex.

La brecha no se explica por la geografía ni por el crudo. Se explica por la estructura. Deer Park recurre a mil 200 contratistas para mantenimiento e inspección, de modo que en operación normal trabajan unas 2 mil 200 personas; aun sumándolos, la refinería texana produce con una fracción del personal que cada complejo nacional destina a procesar volúmenes menores.

Conviene reconocer lo que sí ha ocurrido, porque la crítica sería no niega los hechos. Pemex ha incrementado el volumen de crudo procesado y la producción de petrolíferos en los últimos trimestres. El problema es el precio de ese avance. Cada barril adicional refinado en México se obtiene con una plantilla desproporcionada, con plantas que operan muy por debajo de su capacidad y con una empresa que perdió 46 mil millones de pesos en un solo trimestre.

En el mismo periodo, Deer Park ganó 9 mil 665 millones. La misma administración, el mismo dueño, la misma coyuntura de precios altos por el conflicto en Medio Oriente: la única variable que cambia es el modelo institucional bajo el que opera cada activo. Cuando un idéntico propietario obtiene resultados opuestos, según el lado de la frontera en que opere, el diagnóstico deja de ser técnico y se convierte en político.

Aquí es donde el contribuyente entra a la ecuación, aunque nunca se le consulte. La refinación deficitaria no se sostiene sola: se financia con las transferencias que la Secretaría de Hacienda ha canalizado hacia Pemex para cubrir amortizaciones, apoyar su flujo y evitar el impago. Son recursos que salen del presupuesto público, del mismo que financia salud, seguridad e infraestructura, y que se destinan a apuntalar una empresa que, aun con ese respaldo, ha sido incapaz de revertir la caída en producción de crudo y solo mejora en refinación a un costo que ningún operador privado toleraría. El apoyo fiscal no compró eficiencia; compró tiempo. Y éste, en las finanzas públicas, también se paga con intereses. Moody's ya degradó la calificación soberana a Baa3 en parte por este pasivo contingente y la lógica es transparente: cuando el balance de Pemex se deteriora, el riesgo migra al balance de la nación.

La respuesta oficial fue previsible: Pemex sostuvo que no es técnicamente adecuado comparar Deer Park con las plantas nacionales porque fueron diseñadas bajo condiciones distintas. Es un argumento a medias. Las configuraciones difieren, es cierto, pero la empresa no respondió si ha detectado problemas de productividad laboral ni si ha considerado replicar el modelo operativo texano. Esquivar la comparación no la desactiva: la confirma. La coquización en Tula y Salina Cruz y la rehabilitación de Cadereyta, Madero y Minatitlán podrán elevar el rendimiento, pero mientras la estructura laboral y la captura política permanezcan intactas, el sistema seguirá procesando más para perder igual o más.

La autosuficiencia energética se prometió como soberanía. Lo que hemos construido es una dependencia distinta: la del erario que subsidia la ineficiencia año tras año. Si un mismo dueño demuestra en Texas que sabe operar con rentabilidad, la pregunta ya no es si Pemex puede mejorar, sino por qué se le sigue permitiendo no hacerlo. ¿Cuánto más está dispuesto México a pagar por sostener el mito de que refinar a cualquier costo es lo mismo que ser soberano?

Este texto se lo dedico a mi padre José Luciano, que justo hace un año dejó la vida terrenal para gozar de la vida eterna. El Economista

29 de julio de 2026

4

Avanza nuevo modelo de autoconsumo eléctrico

Esta actividad del marco legal energético vigente permite a los consumidores generar su propia electricidad en sitio de manera aislada o interconectada con la red de la CFE.

En el primer año de funcionamiento del nuevo régimen legal para el sector eléctrico se han otorgado 24 permisos de autoconsumo tanto interconectado como aislado, mismos que suman 245 megawatts instalados, lo que refleja el apetito de los consumidores de energía por este modelo que típicamente consiste en generación en sitio mediante techos solares y plantas de combustión interna y cogeneración a gas natural.

La Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) espera que se otorguen permisos por hasta 600 megawatts al finalizar el 2026, pero además, que se logre la ambiciosa meta de llegar a 2,500 megawatts instalados al finalizar el sexenio.

Gilberto Sánchez, presidente de la ANES y miembro del Consejo Consultivo para Intersolar México, explicó a El Economista que a un precio promedio de 1 dólar por watt instalado con esta tecnología, las inversiones han superado los 245 millones de dólares en un año, pero llegarán a 600 millones de dólares al terminar el 2026 y el país tendrá infraestructura por un valor de 2,500 millones de dólares en techos solares y plantas bajo el régimen de autoconsumo en el 2030.

La actividad de autoconsumo eléctrico está diseñada para los generadores de más de 0.7 pero menos de 20 megawatts y simplifica la obtención de su permiso de generación y consumo en sitio de la energía, por lo que se espera que se convierta en uno de los mayores detonantes de energía renovable tanto en la red de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como en factor para liberar carga, dijo.

“Hay una gran expectativa por este tipo de conexiones porque en verdad pueden detonar la actividad industrial con total certeza de que se tendrá energía suficiente y a precios ajenos a la volatilidad, en el caso de la renovable como la solar, para llevar a cabo los procesos manufactureros”, aseguró.

El autoconsumo, antes denominado abasto aislado, es una modalidad de generación eléctrica en sitio, destinada exclusivamente a satisfacer las necesidades propias de la empresa usuaria. Uno de los aspectos destacados del autoconsumo es su flexibilidad operativa, que permite a las empresas producir y gestionar su propia energía, a través de una red eléctrica privada diseñada para este fin, reduciendo la dependencia de la red eléctrica tradicional, en el caso aislado, mientras que interconectada funciona entregando energía en los momentos de producción, cuando hay sol, y guardando en baterías para usos posteriores o tomando de la red en el esquema de net billing o compra venta de energía con la CFE.

De los 24 permisos de autoconsumo registrados al 30 de junio de 2026, 167 megawatts repartidos en 12 permisos corresponden a autoconsumo interconectado y 78 megas en 12 títulos de uso aislado.

Dos de éstos son permisos de proyectos fotovoltaicos, cinco permisos más para plantas de combustión interna a gas natural y diésel, con una capacidad conjunta de 44 megawatts. También hay un proyecto de 12.7 megawatts instalados mediante bioenergía con bagazo de caña migró del régimen anterior para participar como abasto aislado en Veracruz y 13 proyectos por una capacidad de 149 megawatts instalados son para cogeneración mediante gas natural en los procesos térmicos de empresas manufactureras.

Finalmente, nueve permisos por 111 megawatts ya están en operación y 15 más por 148 megawatts están en construcción, por iniciar obras u operando parcialmente. La capacidad instalada en promedio en estos nuevos permisos es de 10.2 megawatts. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

29 de julio de 2026

5

Refinería de Dos Bocas registra emisión de vapor

Pemex precisó que este hecho no tiene relación con la Planta Combinada "Maya". No se registraron personas lesionadas.

Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que se registró una emisión de vapor de agua en un tanque de almacenamiento de producto caliente en la **Refinería Olmeca de Paraíso, Tabasco**.

"El evento correspondió únicamente a la evaporación de agua, por lo que no se presentó fuego, explosión ni emisión de humo negro", expuso la empresa este lunes.

Asimismo, precisó que este hecho no tiene relación con la **Planta Combinada "Maya"**. No se registraron personas lesionadas.

Hace apenas una semana se presentó una fuga en una bomba de carga de crudo en la **Refinería Olmeca de Dos Bocas**, Tabasco, que ocasionó una pérdida menor de aceite crudo con fuego y humo negro.

Con este incidente se acumularon **tres incendios** junto con otros eventos menores que han causado paros operativos en lo que va del año en el más nuevo complejo refinador de la estatal, que inició actividades hace dos años y funciona a 42.5% de su capacidad.

En lo que va del año en la refinería Olmeca se han sumado incidentes de distintas naturalezas que han encendido las alertas acerca de la seguridad de su operación, tanto por su ubicación a la que se acusa de no haber contado con suficientes estudios técnicos, como por la prisa de su diseño y construcción en que se pudieron haber cometido errores importantes, según expertos. El Economista



Pemex hace despegar los ingresos de Grupo Carso de Carlos Slim

La estrategia de Carlos Slim en el sector hidrocarburos rindió frutos para Grupo Carso en el segundo trimestre de este año, pues el contrato de la subsidiaria petrolera del magnate mexicano, Zamajal, con Pemex hizo que los ingresos de esa división aumentaran 580% anual.

En su reporte financiero, Grupo Carso detalló que el trimestre fue empañado por la apreciación del peso frente al dólar y desaceleraciones en sus negocios manufacturero y de materiales, pero la alianza operativa con Petróleos Mexicanos (Pemex) resultó ser un salvavidas financiero para mantener sus números en terreno positivo.

De acuerdo con el informe de resultados enviado a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), las ventas consolidadas de Grupo Carso sumaron 48,194 millones de pesos entre abril y junio de 2026, lo que representó un incremento del 3.9% anual.

Sin embargo, al examinar las entrañas del reporte, el motor detrás de esta resiliencia no fue el tradicional negocio comercial de Sanborns ni el brazo industrial de Condumex, sino Zamajal, la subsidiaria petrolera que engloba las participaciones del grupo en exploración y extracción de hidrocarburos.

Ixachi: el motor de la división de Hidrocarburos

Los ingresos de Zamajal escalaron de forma vertiginosa: pasaron de 476 millones de pesos en el segundo trimestre de 2025 a 3,241 millones en el 2T26, un salto del 580.7%. La explicación formal ofrecida por la empresa radica en la consolidación del contrato de *Servicios Desarrollados y Financiados para la Perforación de Pozos* en el campo Ixachi, formalizado con Pemex el pasado 29 de septiembre de 2025.

Ixachi, uno de los yacimientos terrestres más ambiciosos y estratégicos de la Cuarta Transformación para la extracción de gas natural y condensados en Veracruz, se ha convertido en el principal generador de flujo para la división energética de Slim.

La ejecución de este contrato también empujó la rentabilidad operativa del segmento: Zamajal pasó de registrar una pérdida operativa de 258 millones en el 2T25 a una ganancia operativa de 256 millones en el segundo trimestre de este año, al tiempo que su utilidad antes de impuestos, intereses depreciaciones y amortizaciones se disparó 547.4%, alcanzando los 538 millones y aportando el 7% de la utilidad bruta de todo el grupo. EAD

29 de julio de 2026

6

Hasta 30% de gasolineras listas para instalar cargadores eléctricos: AMPES

Según la asociación, existe marco regulatorio e interés de los inversionistas para convertir gasolineras en estaciones multimodales en las principales urbes del país.

La transición hacia la **electromovilidad** representa una nueva oportunidad de negocio para las estaciones de servicio en México, debido a que ya se cuenta con un **marco regulatorio** que ya permite la operación de estaciones multimodales, además del creciente **interés de los empresarios gasolineros** en diversificar sus fuentes de ingresos mediante la instalación de infraestructura para recarga de **vehículos eléctricos**.

El presidente de la **Asociación Mexicana de Proveedores de Estaciones de Servicio (AMPES)**, **Ricardo Quiroz**, comentó a **El Economista** que al menos 30% de las gasolineras tradicionales está en condiciones de evolucionar hacia centros de suministro energético capaces de ofrecer distintos tipos de combustibles y servicios para la movilidad.

"La transición hacia la electromovilidad ya comenzó y las estaciones de servicio están empezando a enfocarse en este nuevo mercado", señaló.

"En estos últimos años hemos visto esa parte de la transición hacia la electromovilidad; siguen siendo estaciones de servicio pero están empezándose a enfocar hacia la electromovilidad en donde nosotros como asociación, estamos apoyando en esa parte de la transición con la instalación de cargadores eléctricos, instalación de **paneles solares**, etcétera", detalló Quiroz Hernández.

En este proceso, explicó, AMPES acompaña a los empresarios con proveedores especializados para la **instalación de cargadores eléctricos**, paneles solares y demás infraestructura necesaria, con el objetivo de garantizar proyectos técnicamente viables y con proveedores certificados.

Uno de los principales factores que impulsan la transformación, abundó, es la autorización de permisos para estaciones multimodales por parte de la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, esquema que permite que en una misma estación de servicio coexistan el despacho de combustibles tradicionales con cargadores eléctricos y, eventualmente, otros energéticos como el gas vehicular.

Ricardo Quiroz destacó que el nuevo marco regulatorio, sumado al interés del sector por diversificar sus inversiones, está favoreciendo la creación de un ecosistema que incentiva el despliegue de infraestructura para la movilidad eléctrica.

Actualmente, enfatizó, casi una tercera parte de las cerca de 14,000 estaciones de servicio que operan en el país ya cuenta con condiciones para iniciar la instalación de cargadores rápidos, particularmente aquellas ubicadas en zonas urbanas de las principales ciudades y en corredores carreteros estratégicos.

"Al día de hoy hay más del **30% de estaciones que ya podrían empezar a instalar** este tipo de equipos, sobre todo, estaciones urbanas en las principales ciudades del país, pero también en las carreteras, justo por el tema que tienen los vehículos eléctricos que la autonomía a veces no es la suficiente para llegar a destinos a más de 400 kilómetros; ya se tienen listos corredores en donde ya hay estaciones de gasolina operando y donde pueden instalarse estos cargadores", puntualizó.

Inversión requerida

De acuerdo con el presidente de AMPES, la **inversión requerida** para incorporar un cargador rápido oscila entre 800,000 y 1.2 millones de pesos, incluyendo los trámites necesarios ante la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)**. Aunque se trata de un desembolso significativo, Quiroz aseguró que ya existen modelos de negocio consolidados que permiten recuperar la inversión en un periodo de entre 18 y 24 meses.

Expo Gas

El presidente de AMPES anunció que el próximo jueves 30 de julio, se realizará en Jalisco - entidad donde se encuentra alrededor del 8% del total de las gasolineras del país- la ExpoGas Guadalajara 2026 con el objetivo de acercar al sector gasolinero del país con empresas proveedoras del sector, así como con autoridades y empresarios del ramo.

El programa contempla paneles sobre controles volumétricos y las **nuevas revisiones del SAT**, programas de regularización y la normatividad de la ASEA (**Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente**), la trazabilidad del combustible desde la terminal hasta el consumidor, así como el uso de inteligencia artificial para optimizar procesos en la industria.

Además, se impartirán conferencias magistrales enfocadas en el futuro del etanol y las nuevas mezclas de combustibles, así como en las perspectivas del mercado y las nuevas reglas que marcarán el entorno energético en México.

AMPES agrupa a más de 80 empresas especializadas que participan en todas las etapas del desarrollo de una estación de servicio, desde el diseño y la construcción hasta el equipamiento, operación, mantenimiento, inspección y servicios técnicos. **El Economista**

29 de julio de 2026

7

La paradoja de la descarbonización: la electricidad es cada vez más limpia, pero el planeta no

Un estudio de Ostrum advierte que la electricidad solo representa una quinta parte de las emisiones, pero es necesario atacar la reducción del consumo de combustibles fósiles.

En el mundo, la generación de electricidad con energía limpia, que incluye la renovable y la nuclear, alcanzaron un récord de 42.6% del total en 2025, y por primera vez en la historia de la electricidad, la energía solar y eólica a nivel mundial superaron la generación con carbón, señala Philippe Waechter, Economista en Jefe de Ostrum.

Además, el incremento de la demanda de electricidad de 2025 fue cubierta gracias a la electricidad renovable, pero existe una paradoja: el resto de las actividades humanas siguen incrementando sus emisiones, debido a la predominancia de los combustibles fósiles.

Ostrum señala que la electricidad solo representa cerca del 20% del consumo final de energía. Poco menos que el 25% en Europa y Estados Unidos, casi 30% en China, y mucho menos en el resto del mundo.

“Celebrar la descarbonización de la generación eléctrica solo aborda una quinta parte del problema”, comentó el especialista.

Además, los datos publicados el 30 de junio por el Instituto de Energía son contundentes: los combustibles fósiles, que incluyen el petróleo, gas y carbón, todavía representaron 86.2% del consumo primario global de energía en 2025.

Mientras tanto, la energía nuclear, solar, eólica hidroeléctrica y biomasa, apenas representa 15% del total.

“En transporte, industria y construcción: y dondequiera que no llegue la electricidad, los combustibles fósiles tienen dominio. Y ahí, la descarbonización librará una larga batalla”, advierte el especialista.

Entre 1965 y la actualidad, los combustibles fósiles representaban 97.4% del mercado energético global, y en la actualidad, a 60 años de distancia, solo se ha reducido 11 puntos porcentuales.

“A este ritmo, los combustibles fósiles seguirán imperando, a menos que aceptemos un escenario de desaceleración energética sostenida”, dijo.

Para transitar a la neutralidad en carbono, el planeta requiere transitar a una cobertura eléctrica de más del 50% del consumo final de energía.

“Es decir, más que duplicar la participación de electricidad, y simultáneamente descarbonizarla por completo. La inversión reciente es un paso en la dirección correcta, pero es por mucho insuficiente respecto a lo que se necesita, y el 2050 está a la vuelta de la esquina”, comentó.

En este sentido, la ecuación resulta todavía más complicada, pues requiere inversiones masivas, que a su vez aumenta más con la demanda de centros de datos, pues un ejemplo de ello es que Estados Unidos eleva su consumo de electricidad ante el desarrollo de esta industria, y esto es solo el principio.

“Nuestra convicción: el mercado de la energía en todas sus formas seguirá siendo la clave del crecimiento y desarrollo en los años por venir”, dice el Economista en Jefe de Ostrum. EAD

