

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

2 de octubre de 2025

1

Chile recorta metas de hidrógeno verde ante menor demanda global

El Gobierno chileno ajustará sus planes para la industria de hidrógeno verde por la caída de expectativas en el mercado internacional.

Chile reducirá sus objetivos para el desarrollo de la industria de hidrógeno verde en medio de menores perspectivas para el mercado a nivel global, dijo el miércoles a Reuters el ministro de Energía, Diego Pardow. Chile ha fomentado el impulso de la industria como una alternativa al uso de combustibles fósiles, en medio de los esfuerzos globales por la descarbonización.

En una entrevista con Reuters en el marco de la Semana de la Energía que se celebra en Santiago, el funcionario proyectó que el ajuste será publicado antes de finalizar su mandato, que culmina en marzo 2026.

"El mercado internacional del hidrógeno verde se ha enfriado un poco", aseguró. "Vamos a publicar (el ajuste de metas) una vez que este digamos, este ejercicio de sistematización y de mirar la evidencia internacional", agregó al expresar que estará en línea con países de Europa que han reducido sus metas.

Pardow explicó que algunas premisas van a reducirse y otras se van a cumplir, pero más adelante en el tiempo. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) dijo que una oleada de cancelaciones, presiones sobre los costos e incertidumbre sobre políticas públicas han mermado la cartera de proyectos y reducido en casi una cuarta parte el desarrollo previsto para 2030.

El funcionario aseguró que, sin perjuicio de eso, Chile posee un portafolio de proyectos que tienen permiso ambiental favorable o están cerca de obtenerla, que son de "escala comercial" por su magnitud.

TotalEnergies y HIF Global tramitan iniciativas en el extremo sur del país. El ministro de Hacienda, Nicolás Grau, dijo el miércoles que actualmente hay proyectos por más de 40,000 millones de dólares en proceso de evaluación ambiental.

Adicionalmente, el gobierno espera una pronta aprobación en el Congreso de una política de fomento con créditos tributarios de unos 3,000 millones de dólares para proyectos de menor escala.

El ministro se mostró optimista por el avance que ha habido en otros sectores de la industria como el desarrollo de la capacidad de almacenamiento energético, que el gobierno había pronosticado sumar dos gigas de almacenamiento al 2030 y seis para 2050.

"En enero vamos a tener operando ya unos 2 gigas y declaramos en construcción 8 (gigas). Vamos a anticipar, si te fijas, cinco años nuestra meta del 2030 y cerca de 25 años nuestra meta del 2050", explicó.

Pardow consideró que ese avance puede ayudar en parte a contener el desperdicio de energía que se da en países con una alta penetración de energías limpias, mientras avanzan en fortalecer el sistema de transmisión.

"En nuestro caso, sobre todo en materia de almacenamiento, hemos sido muy exitosos. Espero que también de aquí a fin de año tengamos muy buenas noticias en materia de transmisión también", proyectó.

En referencia a un vasto apagón que afectó al país en febrero, el ministro dijo que las explicaciones que han surgido apuntan más a una brecha de cumplimiento y no a falta de inversión.

"Las razones para invertir en transmisión tienen más que ver con la oportunidad económica de mayor productividad que representa para nuestro país que con evitar una situación como la ocurrida en febrero", aseguró.

Concesión de Enel

Pardow dijo que todavía el gobierno avanza en el análisis de una posible revocación de la concesión de distribución de la filial de la italiana Enel en la zona capital y no existe una fecha pautada para emitir una resolución.

"Si eso calza con los tiempos actuales de esta administración, bien; si no, quedará para la siguiente", afirmó al recordar que el plazo estimado de 18 meses se cumpliría en mayo próximo. El gobierno decidió abrir el proceso de evaluación de la concesión tras prolongadas fallas de la empresa luego de fuertes lluvias que azotaron la zona centro-sur del país a mediados del año pasado.

"Es esperable que cualquiera sea la decisión que se adopte en esta materia, también la litiguen, por lo tanto tiene que hacerse de manera técnicamente correcta", acotó.

"El tema aquí, mucho más importante que el tiempo, es la calidad del trabajo. Y yo, hasta el último día, me voy a preocupar en que la Superintendencia (de Electricidad) tenga todo el espacio que necesita para hacer un trabajo técnicamente prolijo", destacó. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

2 de octubre de 2025

El crudo baja en septiembre y acumula dos meses con caídas

2

En la próxima reunión la OPEP+ podría acelerar su producción para noviembre con un incremento de más de 137,000 barriles por día.

Los precios del crudo cayeron el martes, ya que los inversionistas esperan un excedente en la oferta por planes de la OPEP+ de un incremento en la producción el próximo mes y la reanudación de las exportaciones de petróleo desde la región kurda de Irak a través de Turquía.

El Brent bajó 1.40%, o 95 centavos, a 67.02 dólares por barril, mientras que el estadounidense, West Texas Intermediate (WTI), perdió 1.70%, o 1.08 dólares, a 62.37 dólares el barril.

De acuerdo con datos de Reuters, al final de septiembre, el precio del WTI descendió 2.56% y el Brent restó 1.61 por ciento.

La mezcla mexicana de exportación cerró el martes en 61.16 dólares, una caída de 1.43%, u 89 centavos. De acuerdo con datos de Petróleos Mexicanos, durante septiembre reportó una baja de 2.64 por ciento.

Con estos resultados, los tres marcadores de petróleo acumulan dos meses consecutivos en números rojos. Mientras que en el tercer trimestre presentan rendimientos mixtos con el WTI con una baja de 4.21%, el Brent con una pérdida de 0.87% y el crudo meivano con subida de apenas 0.08 por ciento.

El mercado ha mantenido la cautela en las últimas semanas, equilibrando los riesgos de suministro, principalmente derivados de los ataques de Ucrania a las refinerías rusas, con las expectativas de exceso de oferta y debilidad de la demanda.

OPEP+ alista reunión virtual

En la próxima reunión la OPEP+ podría acelerar su producción para noviembre desde el aumento de 137,000 barriles por día que se va a materializar en octubre, mientras que Arabia Saudita presiona para recuperar participación de mercado.

“En particular, la expectativa de que los países productores refuercen sus compromisos de suministro crea un sesgo de sobreoferta que presiona las cotizaciones”, dijo Antonio Montiel, director de ATEF Education.

Ocho miembros de la OPEP+ podrían aumentar la producción en noviembre entre 274,000 y 411,000 bpd; más que en octubre, según dos de las tres fuentes. La OPEP+ produce aproximadamente la mitad del petróleo mundial. El Economista

Precios del petróleo amplían caída por posible aumento de producción de la OPEP+

Arabia Saudita, Rusia y los otros seis miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (OPEP+) tienen previsto reunirse virtualmente el domingo.

Los [precios del petróleo](#) continuaron a la baja el miércoles, lastrados por la perspectiva de un nuevo aumento de las cuotas de producción de la **OPEP+** y el incremento de las exportaciones de crudo de Kurdistán.

El precio del barril de crudo **Brent del mar del Norte** para entrega en diciembre, que se cotiza en su primer día como contrato de referencia, cayó un 0.97%, hasta los 65.35 dólares.

Su equivalente estadounidense, el crudo **West Texas Intermediate (WTI)** para entrega en noviembre, cayó un 0.94%, hasta los 61.78 dólares.

Arabia Saudita, Rusia y los otros seis miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (**OPEP+**) tienen previsto reunirse virtualmente el domingo.

Hasta ahora, el mercado esperaba que la reunión resultara en un aumento de la cuota de producción de 137,000 barriles diarios a partir de noviembre.

Sin embargo, algunos medios de comunicación y analistas afirmaron recientemente que esperan un aumento mucho mayor, de alrededor de 500,000 barriles diarios.

“Estas declaraciones son completamente inexactas y engañosas”, negó la **OPEP** en su cuenta de X el martes.

Por otra parte, **Irak** reanudó el sábado las exportaciones de petróleo desde la región autónoma del Kurdistán, en el norte del país, tras más de dos años de interrupción debido a disputas legales y técnicas con la administración kurda.

Otro factor que influyó a la baja en los precios fue el aumento de las **reservas de petróleo en Estados Unidos** (+1.8 millones de barriles) la semana pasada debido a una menor actividad de las refinerías en el país.

Estas plantas están entrando en su período de mantenimiento otoñal, lo que reduce sus necesidades de crudo.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

2 de octubre de 2025



A Pemex le da el 'bajón': Ventas de gasolinas tiene su peor caída en 2 años

El volumen de ventas de gasolina de Pemex tuvo su peor caída en los últimos dos años y la caída libre de los números negativos suman cuatro meses. [Las ventas internas de gasolina](#) ascendieron a 656.8 mil barriles durante agosto, lo que representó una caída de 4.5 por ciento en comparación con el mismo mes del año anterior, reveló el reporte operativo mensual de Petróleos Mexicanos ([Pemex](#)).

De esta manera, [el volumen de ventas de gasolina](#) registró su mayor caída en los últimos dos años, además de acumular cuatro meses consecutivos a la baja. Según los datos desagregados del reporte, este resultado se debió, principalmente, **a una caída de 7.21 por ciento en las ventas de gasolina magna**, mientras que la gasolina premium presentó un avance de 5.5 por ciento.

Ante este panorama, [los ingresos de Pemex por ventas de gasolinas](#) se ubicaron en 38 mil 755 millones de pesos, lo que significó una caída de 11.46 por ciento a tasa anual.

Esta fue la mayor caída en los ingresos de Pemex por ventas de gasolinas desde septiembre de 2024.

En general, **la venta de petrolíferos se ubicó en 1 millón 262 mil barriles** diarios durante el octavo mes del año, lo que se tradujo en una caída anual de 7.7 por ciento.

Otros productos que reportaron menores ventas fueron el gas licuado (-19.35 por ciento), diésel desulfurado (-20.38), Pemex diésel (-8.2) y combustóleo (-39.8).

En términos de ingresos, **Pemex recibió 66 mil 192 millones de pesos por ventas de petrolíferos**, lo que representó un descenso de 11.46 por ciento respecto al mismo del año precedente.

Esta caída en las ventas coincidió con una menor producción de gasolinas por parte del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

En agosto, [las siete refinerías del país](#) produjeron 357.96 mil barriles diarios de gasolina, cifra inferior en 0.8 por ciento a lo observado en julio.

Las refinerías que bajaron más su producción fueron Dos Bocas (-27.8 por ciento), Cadereyta (-17.8), Minatitlán (-7.1) y Salamanca (-2.8).

Buscan mejorar trazabilidad de gasolinas

Para finales de octubre, la Secretaría de Energía publicará normas para mejorar la trazabilidad en las importaciones de combustibles, adelantó en conferencia de prensa [la presidenta Claudia Sheinbaum](#).

“A partir de la reforma del 2013 se abrió la posibilidad que el privado importe combustible. Entonces, ese privado que importa combustible va a tener una serie de para que la gota de combustible que entra por tierra o que entra por mar, sepamos exactamente dónde acabó, en qué gasolinera terminó”, dijo la mandataria. El Financiero

Acuerdan perforar hasta 32 pozos

El contrato fue firmado por Grupo Carso y Petróleos Mexicanos

Grupo Carso firmó con Petróleos Mexicanos (Pemex) un Contrato de Servicios de Perforación de Pozos Financiados para el Campo Ixachi, informó la empresa de Carlos Slim Helú al público inversionista a través de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV).

El objetivo del contrato, que se llevó a cabo a través de las subsidiarias GSM Bronco y MX DLTA NRG 1 de Grupo Carso, considera la perforación y terminación de hasta 32 pozos en un plazo de tres años, lo cual, destacó, contribuirá en un aumento sustancial de producción en el campo de aceite y gas.

Detalló que, de conformidad con el contrato, la petrolera empezará a pagar la perforación de estos pozos financiados hasta enero de 2027 y en 21 pagos mensuales por cada pozo entregado a partir de la fecha correspondiente.

De hecho, puntualizó, para la fecha del primer pago, en enero de 2027, se estima tener en producción 12 pozos de este contrato.

Grupo Carso precisó que, de perforarse los 32 pozos, el monto máximo del contrato es la cantidad de mil 991 millones de dólares, incluyendo su financiamiento, monto que será menor en caso de perforarse menos pozos, manteniendo la misma fórmula de financiamiento.

Reiteró que la fuente y mecanismo de pago del contrato será a través de los ingresos obtenidos de los hidrocarburos comercializables de la propia asignación.

Ixachi pertenece a la Asignación de Pemex AE-0032-6M-Joachín-02 y es considerado como uno de los campos terrestres más importantes del país.

Actualmente cuenta con una producción diaria de alrededor de 93 mil barriles de aceite y 715 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale a un total de 236 mil barriles diarios de petróleo equivalente.

Asimismo, a la fecha, se han perforado en el campo 28 pozos a una profundidad promedio de siete mil 650 metros, en los cuales Grupo Carso, a través de sus subsidiarias, ha participado en su perforación.

En este sentido, la empresa a través de sus subsidiarias cuenta ya con más de 18 años de experiencia en perforación terrestre, marina y de construcción de plataformas, con personal altamente calificado.

Adicionalmente, cuenta con 19 equipos para perforación terrestre de distintas dimensiones y tres equipos de perforación marina incluyendo un Jack up y dos semi-sumergibles de última generación El Heraldo

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

2 de octubre de 2025

4 Pemex y STPRM logran acuerdo salarial con un incremento de 4.5 por ciento

Se contempló un incremento de 4.5% al salario ordinario. **Petróleos Mexicanos (Pemex) y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM)** firmaron la **Revisión Contractual 2025-2027** del Contrato Colectivo de Trabajo, que contempla un incremento de 4.5 por ciento al salario ordinario, mejoras en prestaciones y nuevas disposiciones en materia de seguridad y salud laboral.

El convenio celebrado entre la petrolera y el sindicato es considerado uno de los más relevantes de los últimos años, ya que, a más de tres meses de negociaciones, iniciadas el pasado 16 de junio, se estableció que los jubilados recibirán un aumento de 4.32 por ciento en sus pensiones, mientras que el porcentaje de productividad se mantendrá en 32.64 por ciento por pago catorcenal.

La revisión contractual abarcó más de 50 cláusulas y anexos, con ajustes en diversos rubros. Entre ellos, resalta el incremento a la Canasta Básica, que pasa de cinco mil 541 pesos a seis mil 64 pesos mensuales, beneficiando a trabajadores, jubilados y pensionados.

El nuevo contrato también refuerza apoyos sociales: el crédito hipotecario aumenta a tres millones 190 mil 448 pesos; se otorgan 425 becas adicionales para hijos de trabajadores y empleados en activo; y se suman un día más de vacaciones y otro de permiso por defunción.

Con la negociación, ambas partes destacaron el fortalecimiento del poder adquisitivo de los trabajadores petroleros en un contexto de transición estructural. El Heraldo



Por importaciones irregulares, clausuran dos empresas industriales en México

La Secretaría de Economía detectó un mal uso del programa IMMEX y canceló operaciones de dos empresas industriales

Como parte del proceso de depuración del padrón del programa **IMMEX** (Industria Manufacturera, Maquiladora y de Servicios de Exportación), iniciativa de fomento al comercio exterior que permite importar mercancías de forma temporal, sin pagar aranceles ni IVA, para ser utilizadas en procesos de fabricación, transformación o reparación, con la finalidad de que el producto terminado sea exportado, la **Secretaría de Economía** ha iniciado la **cancelación de dos empresas** por irregularidades en sus operaciones temporales.

Estas acciones estuvieron en coordinación con la Cámara Nacional del Acero (**CANACERO**), y se debieron a que dichas compañías industriales configuraron hicieron **uso indebido del programa**.

La primera empresa señalada por prácticas irregulares fue **Elegant Fashion S.A. de C.V.**, la cual reportó un aumento inusual en sus importaciones temporales: de **119 toneladas acumuladas entre enero y junio**, pasó a importar 68 mil 919 toneladas únicamente en julio, lo que representa un incremento del **57 mil 960%**. Aunque registrada como maquiladora, sus operaciones abarcan mercancías tan diversas como pañales, pasteles y tubería sin costura para perforación de pozos, lo que genera dudas sobre la naturaleza real de sus procesos productivos.

La segunda empresa, **El Grande Industrial S.A. de C.V.**, comenzó en 2024 con importaciones temporales de tubos y perfiles huecos sin costura de hierro o acero, y aumentó su volumen en 2025 en un **1,590% respecto al año anterior**.

Además, esta empresa ha sido identificada promoviendo públicamente (a través de medios digitales) el uso extendido de su programa IMMEX, ofreciendo a otras compañías establecer operaciones **bajo su registro para evadir el pago del IVA**, lo cual contraviene directamente los lineamientos del programa.

Intento por eludir controles de importación

Estas prácticas buscan evadir los mecanismos de control implementados por la Secretaría de Economía para las **importaciones definitivas de acero**, particularmente el control de molinos, diseñado para garantizar la trazabilidad y legalidad de estos productos.

Cabe destacar que los productos involucrados provienen principalmente de países como **China, Corea del Sur, Malasia, Nueva Zelanda y Vietnam**, regiones que han sido objeto de escrutinio por prácticas comerciales desleales en el sector acerero. OGM

2 de octubre de 2025

5

Van por electrificar transporte de carga pesado y semi-pesado

VEMO, C40 Cities y The Climate Pledge forman alianza estratégica e invitan a empresas de todos los tamaños a recargar sus flotas para generar datos e información clave

VEMO, C40 Cities y The Climate Pledge anunciaron este miércoles una alianza estratégica que tiene como objetivo **impulsar la adopción del transporte de carga eléctrico en México**, en un esfuerzo hacia la electrificación, la creación de más empleos verdes y avanzar en la transición justa en la logística urbana.

Lo anterior, mediante la implementación, diversificación y escalamiento del uso de **hubs** de recarga, con la finalidad de integrar **empresas de todos los tamaños** con flotas de vehículos eléctricos como usuarias de la red de VEMO Charging Network (VCN), según informaron los tres organismos en un comunicado conjunto.

Este proyecto, según refirieron, forma parte de **Laneshift**, una iniciativa impulsada por C40 y The Climate Pledge, cofundada por Amazon y Global Optimism, que busca **descarbonizar el transporte de carga mediano y pesado**, así como la optimización de sus rutas en Brasil, Colombia, Ecuador y México.

“Desde Laneshift, se trabajará con actores clave para reducir las brechas en el acceso a la infraestructura de recarga y avanzar en la descarbonización del sector del transporte de carga”, señalaron las empresas involucradas.

Al respecto, **Constantino Rodríguez**, Head Commercial de VEMO, dijo que el proyecto es un paso desde la iniciativa Laneshift que representa una evolución del trabajo conjunto entre VEMO y The Climate Pledge, del que son signatarios desde 2024.

“Nuestro objetivo con esta alianza es que las empresas con flotas eléctricas pesadas cuenten con infraestructura de recarga accesible y confiable. Queremos eliminar barreras en la operación diaria para acelerar la transición hacia una movilidad más limpia y eficiente”, explicó.

Invitan a empresas con transporte pesado a cargar

Las tres firmas **lanzaron la invitación a las empresas del país de todos los tamaños** que cuenten con unidades eléctricas de carga a recargarlas en la red, con la finalidad de **recabar datos e información clave** que permita determinar la eficiencia operativa y financiera, uso, sostenibilidad y reducción de emisiones.

“Estos resultados no solo beneficiarán a las empresas involucradas, sino que también contribuirán a los objetivos y metas del Plan de Acción Climática de la Ciudad de México. Con los aprendizajes obtenidos en el piloto, se buscará motivar a más empresas a integrarse al ecosistema de carga eléctrica, fomentando una transición hacia flotas de carga más limpias y promoviendo que estas experiencias sean replicables y generen beneficios ambientales en otras ciudades de México y América Latina”, expusieron.

Por su parte, **Cristina Argudo**, directora regional interina para América Latina en C40 Cities, destacó que este tipo de alianzas demuestran cómo la **acción climática** puede transformarse en soluciones concretas y ambiciosas.

“Este proyecto demostrativo impulsa la transición hacia flotas eléctricas de última milla y contribuye al cumplimiento de las metas climáticas de la Ciudad de México. Al mismo tiempo, contribuye a la mejora de la calidad del aire, genera empleos verdes y amplía el acceso a infraestructura de recarga en las ciudades, promoviendo una transición justa e inclusiva”, añadió.

Por lo pronto, los organismos de esta alianza subrayaron un potencial de mitigación de hasta **1,890 toneladas anuales** de dióxido de carbono equivalente (CO₂e), de acuerdo con cálculos de C40, además de que este proyecto forma parte de la estrategia de Laneshift para cerrar las brechas de oferta demanda de infraestructura y financiamiento para la transición a la electrificación del transporte de carga. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

2 de octubre de 2025

6

Bancos europeos financian multimillonaria expansión petrolera en América Latina

ONG de diversos países, incluido México, realizaron un informe sobre los recursos que han recibido las grandes petroleras de la región, entre ellas, las estatales como Pemex

América Latina y el Caribe están viviendo una acelerada expansión de proyectos petroleros y de gas, impulsada tanto por empresas internacionales como por gigantes estatales como **Petróleos Mexicanos, Pemex**, en México, y **Petróleo Brasileiro S.A., Petrobras**, en Brasil. Sin embargo, esta expansión **va en contra de los compromisos climáticos internacionales** y tiene un alto costo ambiental y social, advierten organizaciones ambientalistas en su informe **“El rastro del dinero detrás de la expansión de los combustibles fósiles en América Latina y el Caribe”**, presentado el miércoles (1.10.2025) en inglés.

Según el estudio, elaborado por la ONG alemana **Urgewald**, la brasileña Arayara, la argentina FARN, la mexicana Conexiones climáticas y Amazon Watch, desde 2022 las empresas en la región gastaron más de **28.000 millones de dólares** en exploración de nuevos yacimientos de petróleo y gas.

Petroleras públicas apuestan a tecnologías de riesgo

La petrolera semipública brasileña Petrobras lidera la expansión petrolera con una cuota del **29 por ciento** en el aumento proyectado de producción de petróleo y gas, seguido de la privada estadounidense ExxonMobil, la argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF, (con mayoría accionaria del Estado), la multinacional privada Shell y la empresa pública mexicana Pemex, según dicho informe.

Los autores **subrayan la presencia de empresas públicas** en esa lista. Especialmente las dos grandes firmas petroleras de la región, Pemex y Petrobras. Ambas apuestan en gran medida a métodos no convencionales **como la fracturación hidráulica (fracking)** y la explotación en **aguas ultraprofundas** (a más de 6.000 metros), considerados conflictivos y de alto riesgo por los ambientalistas.

“No se ve ninguna transición hacia energías limpias en las empresas públicas”, objeta durante la presentación Heffa Schücking, de Urgewald, una de las autoras del informe. “Petrobras, por ejemplo, recibe el 98 por ciento de sus ganancias de combustibles fósiles”, apunta.

La expansión petrolera latinoamericana **está profundamente apoyada por el financiamiento externo**, halló el estudio. En los últimos tres años, **297 bancos** han otorgado más de **138.000 millones de dólares** a empresas que desarrollan nuevos proyectos fósiles en la región.

Dinero de bancos europeos y fondos de EE. UU.

De esa suma, aproximadamente el **29 por ciento proviene de bancos europeos**, siendo Santander (España) el mayor financiador, con 9.900 millones de dólares, seguido por BBVA (también de España) con 4.500 millones, HSBC (Reino Unido) con 4.400 millones y Deutsche Bank (Alemania) con 3.400 millones. Con un 25 por ciento siguen los bancos de EE. UU., con un 14 por ciento los canadienses, y con un 10 por ciento los chinos.

Además, los bancos europeos **tienen también participaciones accionarias e inversiones en bonos** de estas empresas. Por ejemplo, el banco suizo UBS ha invertido más de 5.500 millones de dólares en empresas petroleras, incluyendo a Petrobras.

Sin embargo, **los mayores inversionistas institucionales** en empresas fósiles de América latina provienen de EE. UU. y son los fondos de inversión Vanguard (40.900 millones de dólares), BlackRock (35.300 millones de dólares) y Capital Group (16.800 millones de dólares).

Deuda, dependencia y corrupción

“Estas cifras reflejan la dependencia que tienen las petroleras latinoamericanas de capital extranjero para sostener y ampliar sus operaciones, pese a la declaración global para la transición energética”, criticó Schücking.

*“Los bancos y los inversionistas consideran que la inversión en energías fósiles es segura, ya que cuenta con el respaldo del Estado”, comentó **Mary Mijares**, de Amazon Watch, en la presentación del informe.*

Mijares añadió que en Perú se han producido **una serie de rescates financieros** por parte del Gobierno con el fin de proporcionar a la petrolera estatal Petroperú liquidez a corto plazo.

México, por su parte, **sigue subsidiando con dinero público a Pemex**, una empresa altamente endeudada e involucrada en escándalos de corrupción. Hace poco se supo que una mafia compuesta por oficiales de la Marina de México, empresarios, políticos y empleados de Pemex contrabandeaban desde EE. UU. gasolina robada a la empresa estatal, causando un daño al erario público de casi 42.000 millones de dólares. EAD

2 de octubre de 2025

7

Repsol reporta primera producción petrolera de Leon-Castile en el Golfo de México

Este proyecto forma parte de una de las cuencas petroleras más importantes en aguas profundas del Golfo de México (del lado de EE.UU.) y representa un paso estratégico para Repsol en su compromiso con la seguridad energética en Norteamérica

El consorcio formado por **Repsol, LLOG Exploration Offshore y O.G. Oil & Gas** anunciaron el inicio de la producción de petróleo en los **campos de aguas profundas León y Castile**, ubicados frente a las costas de Luisiana, Estados Unidos.

Hay que tomar en cuenta que la producción **comenzó en un pozo del campo León**, y se espera que antes de que termine el año entren en operación otros dos pozos: uno más en León y otro en el campo adyacente Castile. Y para 2026, se planea poner en marcha dos pozos adicionales.

Recordemos que este proyecto forma parte de una de las cuencas petroleras más importantes en aguas profundas del Golfo de México (del lado de EE.UU.) y representa un paso estratégico para Repsol en su compromiso con la **seguridad energética y el desarrollo sustentable en Norteamérica**.

¿Qué papel juega Repsol?

Repsol tiene una participación del 50% en León y del 35.62% en Castile, además de un 2.5% en la plataforma flotante de producción Salamanca, que sirve como centro de operaciones para este proyecto. Esta instalación tiene la capacidad de procesar hasta 60 mil barriles de petróleo y 40 millones de pies cúbicos de gas natural al día.

Un dato relevante es que la plataforma Salamanca no fue construida desde cero, sino que fue reutilizada y modernizada. Esto no solo redujo el tiempo necesario para iniciar operaciones, sino que también disminuyó las **emisiones de carbono del proyecto en un 87%**, comparado con lo que habría implicado construir una nueva estructura desde cero.

“Desde que descubrimos el campo León en 2014, hemos trabajado intensamente para concretar este proyecto que garantiza un suministro energético accesible y seguro para las próximas décadas”, destacó David Ramos, Director de Repsol para el negocio del Golfo de América.

También subrayó que este es el primer proyecto en reutilizar una plataforma de producción en aguas profundas del Golfo de México en la Cuenca Estadounidense, lo que representa una innovación técnica significativa.

Cabe destacar que Repsol no es nueva en esta región, ya que tiene más de 20 años operando en el Golfo de México (EE.UU.) y ha participado en descubrimientos importantes como Buckskin (2009) y el propio León (2014). También es socia del campo Shenzi.

Además, la empresa participa en más de **81 mil hectáreas de exploración en la zona** y está desarrollando su primer proyecto de captura y almacenamiento de carbono frente a las costas de Texas, cerca de Corpus Christi.

La operación de Repsol en EE.UU. va más allá del petróleo, ya que tiene activos en **Texas, Pensilvania, Alaska y el propio Golfo de México**. En el sector de energías limpias, cuenta con **1,400 megawatts** de capacidad instalada en **proyectos solares y de almacenamiento en Texas y Nuevo México**, y más de **20 gigawatts** de energías renovables en **desarrollo en 13 estados**.

Actualmente, Repsol emplea a cerca de 800 personas en Estados Unidos y ha invertido más de **24 mil millones de dólares en el país desde 2008**. OGM

