

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026

1

Productores independientes de 'shale oil' en EE. UU. se preparan para aprovechar los precios altos del crudo

Mientras, las 'majors' mantienen prudencia ante un escenario poco claro después de la guerra en Irán, expone la AAPG

Algunos **productores independientes de petróleo de yacimientos de esquisto**, conocido como *shale oil*, están ajustando al alza sus programas de capital con la finalidad de aumentar sus producciones, esto con la intención de **aprovechar los altos precios internacionales del recurso** en el contexto de la guerra en Irán.

La Asociación Norteamericana de Geólogos Petroleros (**American Association of Petroleum Geologists, AAPG**) explicó este lunes que los productores independientes más grandes, como **Continental Resources, Diamondback Energy y EOG Resources**, han anunciado sus planes de incremento en la producción en un escenario de precios por arriba de los 100 dólares el barril desde febrero pasado, cuando comenzó el conflicto en Medio Oriente.

La Asociación indicó que Continental Resources, la más grande productora independiente de shale oil en Estados Unidos, fue la primera en anunciar sus intenciones de aumentar su producción, **aunque no reveló ni el volumen, ni el porcentaje**.

La compañía produjo **475 mil barriles de petrolero equivalente al día** en sus yacimientos en Dakota del Norte, Oklahoma, Wyoming y Texas durante el último trimestre de 2025, pero ante los bajos precios del crudo de finales del año pasado y principios de éste, había dicho que reduciría sus planes de capital para 2026, además de suspender la producción en Dakota del Norte.

Con el escenario actual, no obstante, **se prevé que incremente su capital para el resto del año**, consideró la AAPG.

En el caso de Diamondback, mediante una carta dirigida a sus accionistas en mayo, anunció sus planes para llevar **"barriles incrementales al mercado de inmediato"**.

La compañía dio a conocer que aumentará su producción **en 3 por ciento**, de 505 mil barriles previstos, **a 520 mil barriles de petróleo equivalente por día** en 2026.

La Asociación explicó que Diamondback es el productor de *shale* más concentrado en Estados Unidos, con un 100 por ciento de superficie en la cuenca Pérmica entre Texas y Nuevo México, y añadió que el precio de sus acciones aumentó **30 por ciento** desde principios del año a mediados de mayo.

"Creemos que existe un desequilibrio legítimo entre oferta y demanda, y la señal de precios asociada es el catalizador para empezar a aumentar la producción", citó la Asociación al CEO de Diamondback, Kaes Van't Hof.

Por su parte, EOG, el tercer mayor productor independiente de Estados Unidos, anunció que aumentaría la producción de petróleo **en unos 8 mil barriles diarios** para alcanzar **1.3 millones de barriles de petróleo equivalente por día** en 2026.

Además, expuso que no necesita aumentar su presupuesto de capital de 6 mil 500 millones de dólares. En cambio, apuntó, **desplazará el gasto de los activos de gas hacia los activos de petróleo**.

Sus acciones, asimismo, con una capitalización bursátil de **70 mil millones de dólares**, aumentaron aproximadamente un **25 por ciento** entre enero y mayo de este año.

EOG posee activos **en seis cuencas terrestres** de Estados Unidos, en el río Delaware, Eagle Ford y Dorado en Texas; en Williston y el río Power en las Montañas Rocosas; y Utica en los Apalaches.

Según comentó la AAPG, EOG está llevando su experiencia en *shale* al intentar desarrollar estos recursos en Emiratos Árabes Unidos y Baréin, además de su posición histórica en Trinidad y Tobago.

Precios oscilantes

Desde comienzos del conflicto bélico en febrero pasado, los precios internacionales del petróleo se han mantenido altos, pero aún con eso **han tenido importantes variaciones**.

El **West Texas Intermediate (WTI)**, el principal referente para el petróleo de esquisto, comenzó a escalar de unos 63 dólares por barril (dpb) en el segundo mes del año, para alcanzar un máximo de **111.54 dpb** a principios de abril, pero para mediados de ese mes había bajado a 82 dólares. En mayo tuvo otro repunte a 92 dólares para cotizar este lunes en **92.16 dólares**.

Por su parte, el otro referencial **Domestic Sweet Cushing**, que también marca el precio de venta del shale oil, alcanzó a principios de abril los **108 dólares**, pero para mediados del mismo mes había caído a algo más por arriba de los 80 dólares..

El **Brent del Mar del Norte**, como referencia internacional, tuvo su pico a principios de mayo con **114 dólares** por unidad y bajó a 91 dpb en el último día del mes. Este lunes comenzó cotización a **94.99 dólares. EAD**

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026

Las majors se mantienen prudentes

2

Del lado de las grandes petroleras estadounidenses, como **ExxonMobil, Chevron y ConocoPhillips**, la AAPG señaló que a mediados de mayo optaron por **no cambiar sus programas de inversión** ya anunciados, a pesar del precio del petróleo significativamente más alto y de los llamados del presidente norteamericano, **Donald Trump**, por que la industria del país incrementara su producción.

Al dar a conocer sus resultados del primer trimestre de 2026, cada una de estas grandes empresas dijo que **mantiene planes de gasto previos a la guerra**.

Asimismo, aseguraron que sus niveles de actividad en el esquisto estadounidense **“ya son muy altos”** y que las refinerías están funcionando **casi a plena capacidad**.

Precisaron que sus ejecutivos **no saben cuánto tiempo permanecerán los precios del crudo altos** después de que termine el conflicto en Irán y se reabra el Estrecho de Ormuz para envíos normales de crudo.

“No esperarías que estuviéramos cambiando nuestros planes de forma significativa tras ocho semanas de interrupciones”, dijo Eimear Bonner, directora financiera de Chevron citada por la Asociación.

De hecho, ConocoPhillips redujo su previsión de producción para 2026 de 2,36 millones de barriles de equivalente de petróleo por día, **a 2,30**, debido en parte a que su producción en Catar está siendo interrumpida por la guerra en Irán.

Respecto a las previsiones en el precio del crudo, la **Agencia Internacional de Energía (IEA, en inglés)** estima que en 2026 el WTI promediará los **86 dpb**, mientras que el Brent lo hará en **95 dólares**. Para 2027, la Agencia calcula **74 y 79 dólares**, respectivamente. EAD

Se desploma 10% recaudación de IEPS de gasolinas y diésel en abril

Los estímulos fiscales aplicados a las gasolinas y el diésel causaron una caída en la recaudación del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) que se aplica a los combustibles durante abril.

De acuerdo con datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), durante abril el IEPS aplicado a los combustibles representó 41,511.1 millones de pesos, lo que significó un descalabro de 10.1% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Desde marzo de este año, la Secretaría de Hacienda ha implementado estímulos fiscales a la gasolina de bajo y alto octanaje, así como al diésel, debido al incremento en los precios internacionales del petróleo que se mantienen por encima de los 90 dólares por barril.

El valor del crudo se disparó a partir del inicio de la guerra entre Estados Unidos e Irán, pues el WTI pasó de 62.27 dólares por barril en los primeros dos meses de este año, hasta 97.94 dólares por barril en los tres meses posteriores.

Para evitar un alza acelerada en los precios de la gasolina Magna, el Gobierno Federal estableció un acuerdo con los gasolineros del país para evitar que el precio rebase 24 pesos por litro, al menos hasta septiembre de este año, a través de la implementación de estímulos fiscales.

Posteriormente, intentó establecer un acuerdo voluntario similar para el precio del diésel y toparlo a 27 pesos por litro con el mismo esquema, aunque esta acción no logró homologar el precio al tope, debido a que la cadena de suministro es más compleja y los costos logísticos más altos.

Sin embargo, abril fue el primer mes en el que el IEPS aplicado a las gasolinas y diésel registró una contracción. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026

3

Agregaré CFE 121 MW en capacidad hidroeléctrica en la primera mitad de 2026

Informa la CFE avances en materia de energía limpia y renovable

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** calcula que se agregarán en el primer semestre del año unos **121 megawatts (MW)** de capacidad instalada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), gracias a los trabajos de modernización en las unidades generadoras de sus centrales hidroeléctricas, informó este lunes.

Además, para finales de 2028, la Comisión estima que el proyecto hidroeléctrico **Chicoasén II**, en el sureste del país, **aportará otros 240 MW**.

Este día, la empresa estatal bajo la Dirección General de **Emilia Calleja Alor** expuso los avances en materia de energía limpia y renovable que está desarrollando para cumplir con los objetivos de transición energética del gobierno federal.

Al respecto, informó que ya se concluyeron los trabajos de modernización de las unidades hidroeléctricas de **seis centrales:**

- Michoacán: **CH Infiernillo** (1 unidad), **CH La Villita** (4 unidades).
- Guerrero: **CH Caracol** (1 unidad).
- Hidalgo: **CH Zimapán** (2 unidades).
- Puebla: **CH Portezuelo I** (2 unidades), **CH Portezuelo II** (1 unidad) y **CH Mazatepec**.
- Chiapas: **CH Angostura** (2 unidades), **CH Malpaso** (3 unidades), **CH Peñitas** (1 unidad).
- Veracruz: **CH Minas** (3 unidades) y **CH Encanto** (2 unidades).

“Con la modernización, repotenciación, construcción y equipamiento de Centrales Hidroeléctricas, se adicionará una capacidad total de 535.6 MW de energía limpia y renovable”, afirmó.

6 mil MW de energía renovable para final del sexenio

La CFE recordó que, de acuerdo con el Plan de Expansión de Generación, se incorporarán más de **2 mil 400 MW** de capacidad instalada de energía eólica, más otros **4 mil 600 MW** de capacidad solar fotovoltaica para el término de la actual administración.

“La CFE realiza los estudios y análisis necesarios para conseguirlo y consolidar una matriz energética más limpia, confiable y sustentable, en beneficio del pueblo de México”, expuso.

En este sentido, destacó el proyecto **Oasis BCS Fase I** que se encuentra en evaluación y que fue concebido para el **Sistema Aislado Mulegé**, en Baja California Sur.

Abundó que este proyecto integra generación **fotovoltaica**, **almacenamiento con baterías**, **producción de hidrógeno verde** mediante electrólisis y generación eléctrica mediante celdas de combustible.

“Este modelo innovador permitirá sustituir parcialmente el uso de combustóleo y diésel, reducir emisiones contaminantes y disminuir significativamente los costos de generación eléctrica en la región”, confió la empresa. EAD



05 de junio de 2026

4

Esperan inversión local ante salida de utilities extranjeras

Paul Centeno, de Alom Infraestructura, aseguró que ya se empieza a ver la llegada de nuevos jugadores al sector, como Grupo México de la mano de Black Rock. Ante la salida de empresas extranjeras de México por un repliegue hacia sus regiones de origen, el sector financiero está a la expectativa de **quiénes ocuparán los espacios en el país** para dar continuidad al desarrollo del sector energético.

“Estamos esperando para ver quiénes serán los que van a ocupar ese espacio”, comentó Paul Centeno, Advisor de Alom Infraestructura, al término del desayuno ejecutivo organizado esta semana por Elevation IDEAS.

El especialista financiero comentó que en los últimos 20 años en México se han realizado inversiones de lo que llamó **“clásicas utilities”** europeas y americanas; esto es, proyectos energéticos de gran escala **como centrales de generación eléctrica e infraestructura asociada.**

Sin embargo, ante la demanda *“muy potente”* por inversiones en energía para cubrir el consumo esperado por parte de los centros de datos en Estados Unidos, o por la reconversión del sistema energético en Europa, las compañías **se están replegando a sus zonas de origen**, explicó.

“Muchas de esas empresas tienen un costo de oportunidad de capital de volver a replegarse a sus territorios, como es el caso de Iberdrola que se replegó a hacer redes de transmisión, por ejemplo, en Europa y en Reino Unido”, añadió Centeno.

Cabe recordar que Iberdrola México, filial de la española Iberdrola, en 2023 vendió en un primer momento **87 por ciento** de sus activos y de su negocio en nuestro país al fondo de inversiones Mexico Infrastructure Partners ((MIT) con financiamiento público del Fondo Nacional de Infraestructura (Fonadin), **una operación que canceló inversiones en energía renovable por 150 mil millones de euros para el periodo 2020-2030.**

Posteriormente, vendió el resto de su infraestructura **a la también española en México Cox por 4 mil millones de dólares.**

De los recursos de la primera venta, que superaban los **6 mil millones de dólares**, Iberdrola esperaba destinar al menos la mitad a proyectos renovables en Estados Unidos. Este plan **también se cayó**, debido al cambio en las políticas energéticas orientadas hacia los hidrocarburos impuestas por el presidente **Donald Trump.**

Por ello, **Ignacio Sánchez Galán**, CEO global de Iberdrola, anunció el año pasado que la empresa **redirigiría las inversiones hacia proyectos de transmisión eléctrica en Reino Unido y otras partes de Europa.**

Ante lo anterior, en conversación con **Energía a Debate**, Paul Centeno recordó que ya se empieza a ver la llegada de nuevos jugadores, como el caso del gigante inversionista **Black Rock y la mexicana Grupo México.**

Apenas en abril pasado, Grupo México anunció que su División de Infraestructura firmó un acuerdo por medio del cual se combinan sus activos de generación de energía **con la empresa generadora de energía Saavi Energía**, propiedad de Global Infrastructure Partners, la cual es a su vez parte de Black Rock.

Esta operación integra **14 centrales de generación** que suman **4 mil 500 megawatts (MW) de potencia**, además de contemplar una cartera de otros proyectos por 5 mil MW más.

Proyectos mixtos y el diablo en los detalles

Al preguntar su opinión sobre la atractividad del nuevo esquema de los contratos mixtos para proyectos de energía impulsados por la actual administración federal, Paul Centeno comentó que **potencialmente representan una oportunidad para atraer nuevo capital extranjero.**

“Confiamos en que, como fue en el caso de Grupo México, haya mucho espacio para jugadores locales que puedan tomar partido en este nuevo mercado”, expuso.

Sin embargo, dejó ver que **aún quedan puntos por precisar** en el nuevo esquema.

“El diablo está en los detalles y todavía falta depurar un poco; pero sí, potencialmente la propuesta del gobierno es muy atractiva, anclada por un contrato de largo plazo de 25 años de la propia CFE [Comisión Federal de Electricidad]”, aseguró.

Lo mismo en el segmento de la **transmisión eléctrica**, el especialista consideró como positiva la propuesta de que la iniciativa privada podría participar en proyectos relacionados con este rubro.

Igualmente en abril pasado, **Rogelio García Castillo**, gerente de Finanzas de CFE Capital, el brazo financiero de la CFE, expuso la posibilidad de que capitales privados participen en el desarrollo de infraestructura de transmisión eléctrica, un elemento considerado como un *“cuello de botella”* para atraer inversiones destinadas a impulsar el aparato productivo del país.

“Necesitamos todas las manos para expandir y ampliar el sistema de transmisión y que eso deje de ser un cuello de botella para la inversión en data centers, por ejemplo, o de parques industriales que hoy quieren invertir pero ven la energía como un riesgo”, consirió Centeno. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026

5

Creció generación distribuida 17 % anual en el segundo semestre de 2025

La inversión en generación distribuida aumentó 65 %, según informó la Comisión Nacional de Energía

Aun cuando la inversión en generación distribuida aumentó **65 por ciento anual**, la capacidad instalada creció **solo 17 por ciento** al cierre del segundo semestre de 2025.

Al término del año pasado, la inversión en capacidad instalada de generación eléctrica menor a los 0.5 megawatts (MW) en el país se ubicaba en un estimado de **13 mil 335.87 millones de dólares (mdd)**, unos 5 mil 247, o **64.8 por ciento**, por arriba del mismo periodo de 2024, que fue de 8 mil 88 mdd.

Sin embargo, la capacidad instalada solo aumentó **16.6 por ciento anual**, al pasar de 4 mil 447.92 MW a **5 mil 189.71 MW**, una diferencia de unos 742 megawatts.

Cabe recordar que derivado de la reforma de 2025 a la *Ley del Sector Eléctrico*, antes *Ley de la Industria Eléctrica*, se aumentó la capacidad instalada que no requiere de un permiso **hasta un volumen no igual ni mayor a 0.7 megawatts**.

De acuerdo con el último reporte de la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, la capacidad promedio nacional por entidad federativa es de **162.18 MW** y la capacidad promedio por solicitud –que incluye generación distribuida y sistemas de interconexión de pequeñas y medianas empresas (SIPyME)– es de **8.64 MW**.

Jalisco y Nuevo León siguen liderando

Según la CNE, los estados que siguen a la cabeza con mayor capacidad instalada de sistemas de generación eléctrica en la modalidad de generación distribuida, mayoritariamente solar fotovoltaica, **son Jalisco y Nuevo León**.

El primero agregó una capacidad por **747.67 MW** en solicitudes de interconexión atendidas en los últimos seis meses de 2025, seguido de la entidad neolonesa con **543.91 MW** y Chihuahua en la tercera posición con **392.68 megawatts**.

Por el contrario, Campeche, Baja California Sur y Tlaxcala solo sumaron respectivamente **30.03, 23.81 y 11.42 megawatts** en el mismo periodo.

Por región, la **Norte-Bajío** –conformada por Nuevo León, Guanajuato, San Luis Potosí, Querétaro, Tamaulipas, Zacatecas e Hidalgo– agregaron **1,369.22 MW** de nueva capacidad al término del segundo semestre del año pasado, representando en conjunto **26.3 por ciento** del total nacional.

Después la **Occidente** –Jalisco, Michoacán, Colima, Nayarit y Aguascalientes– sumaron **1,309 MW**, lo que significó **25.4 por ciento del total**.

La región **Noroeste** se posicionó en tercer lugar con una capacidad conjunta de **1,278 MW**, que añadió **24.6 por ciento** al país. En esta zona se encuentran Chihuahua, Coahuila, Sonora, Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Durango.

Por último, Yucatán, Ciudad de México, Estado de México, Veracruz, Quintana Roo, Morelos, Puebla, Guerrero, Chiapas, Oaxaca, Campeche, Tabasco y Tlaxcala que representan la región Centro-Oriente, aportaron **23.7 por ciento** de la capacidad nueva, con **1,232 megawatts instalados**.

Biogás bajó

De un año a otro, la capacidad instalada del **biogás** descendió ligeramente de 20.89 MW reportados al término de 2024 a **19.12 MW**, representando **0.36 por ciento** de la capacidad total nacional en esta modalidad.

Por su parte, la solar fotovoltaica alcanzó los **5 mil 164.98 MW** y su participación del total fue de **99.52 puntos porcentuales**, mayor en 0.12 puntos con respecto al año anterior. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026

6 **Firman URSUS Energy y Samsung E&A acuerdo marco para terminal de GNL en Coatzacoalcos**

La empresa mexicana **URSUS Energy** y **Samsung E&A** firmaron el **Acuerdo Marco FEED-EPC** para desarrollar el proyecto de gas natural licuado **URSUS-PODEBIS LNG** en Coatzacoalcos, Veracruz.

Santiago Arroyo, CEO de URSUS, informó que el acuerdo fue firmado el lunes de esta semana con **Robert Yun**, CMO de Samsung, en el Centro Global de Ingeniería de la empresa, ubicado en Seúl, capital de Corea del Sur,

"A través de este acuerdo, Ursus Energy establece una asociación significativa con Samsung E&A, una de las empresas líderes e innovadoras del mundo en el desarrollo de infraestructuras energéticas", escribió Arroyo en sus redes sociales.

La planta de licuefacción de gas natural URSUS será desarrollada por las empresas Comercializadora Aqualita, SA y Casarve Servicios, SRL y se localizará en el **Polo de Desarrollo Económico para el Bienestar (PODEBIS) Coatzacoalcos II**, uno de los Polos impulsados por la administración federal y que forma parte de los proyectos de infraestructura y **energía** en la región del Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec.

De acuerdo con el plan, el gas natural provendrá del ducto Pajaritos II, pero también podría ser proveído del gasoducto Puerta al Sureste propiedad de la canadiense TC Energía.

El gas licuado de la planta tendrá como destinos los mercados de Europa y de América del Sur, principalmente.

Respecto a la firma del Acuerdo Marco, Arroyo comentó:

"Esta colaboración marca la base de lo que se perfila como el segundo gran proyecto energético de Samsung E&A en México, ahora junto a URSUS Energy". EAD

Precios del petróleo retroceden con atención en el cese el fuego entre Israel y Líbano

Líbano e Israel acordaron al término de una cuarta ronda de negociaciones el miércoles la implementación de un alto el fuego, supeditada a un "cese total" de los ataques de Hezbolá.

Los **precios del petróleo** retrocedieron este jueves con la perspectiva de un acuerdo de paz en el Líbano, a pesar del rechazo por parte del grupo proiraní Hezbolá y de que siguen los bombardeos israelíes sobre el sur del país.

Líbano e Israel acordaron al término de una cuarta ronda de negociaciones el miércoles la implementación de un alto el fuego, supeditada a un "cese total" de los ataques de Hezbolá.

El líder del movimiento proiraní rechazó este acuerdo y exige un alto el fuego de todas las partes del conflicto y la retirada de Israel de Líbano.

Pero esto no ha mermado el optimismo del **mercado petrolero**, ya que la perspectiva de una tregua en esta región permite "esperar una solución al conflicto iraní", subraya Kathleen Brooks, de XTB.

El precio del barril de **Brent del mar del Norte** para entrega en agosto perdió un 2.84%, hasta 95.03 dólares.

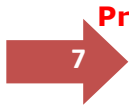
Su equivalente estadounidense, el barril de **West Texas Intermediate** (WTI) para entrega en julio cedió un 3.10%, hasta 93.04 dólares.

"La lectura positiva de los mercados es clara: un memorando de entendimiento (sobre Irán, ndlr) debería permitir que los flujos que atraviesan el estrecho de Ormuz se estabilicen rápidamente, o incluso que vuelvan a la normalidad muy pronto", señaló Kristian Kerr, director de estrategia macroeconómica en LPL Financial.

Sin embargo, el analista advierte que cualquier recuperación será "progresiva" y "el mercado parece subestimar los desafíos logísticos" para reanudar las exportaciones de hidrocarburos del Golfo. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de junio de 2026



Precio del crudo sube ante la falta de un acuerdo

Los precios del petróleo subieron alrededor de 2% el miércoles, ante el resurgimiento de las hostilidades en Medio Oriente y a los escasos avances en las conversaciones entre Teherán y Washington.

Los precios del petróleo subieron alrededor de 2% el miércoles, ante el resurgimiento de las hostilidades en Medio Oriente y a los escasos avances en las conversaciones entre Teherán y Washington.

Los futuros del Brent avanzaron 1.81 dólares, o 1.89%, a 97.81 dólares por barril. Así, el Brent acumula tres sesiones al alza, sumando un aumento de 7.34 por ciento. Con respecto al 27 de febrero, inicio del conflicto, el Brent suma un incremento de 34.94 por ciento.

En el caso del West Texas Intermediate en Estados Unidos (WTI) sumó 2.26 dólares, o 2.41%, a 96.02 dólares por barril. Esta es su tercera sesión al hilo de ganancias, acumulada un avance de 9.91 por ciento. Con respecto al 27 de febrero, acumula una ganancia de 43.27 por ciento.

El precio de la mezcla mexicana de exportación creció 2.50 dólares, o 2.75% a 93.53 dólares por barril. Con respecto al 27 de febrero, la mezcla avanza 43.27 por ciento. En la apertura asiática del jueves el Brent retrocedió 1.20% en 96.65 dólares el barril y el WTI bajó cerca de 1% en 95.15 dólares.

Irán lanzó misiles balísticos contra sus vecinos regionales, Kuwait y Bahrein, causando un muerto y decenas de heridos, según las autoridades kuwaitíes y los medios estatales. Las fuerzas estadounidenses llevaron a cabo ataques contra la isla iraní de Qeshm.

“Las posibilidades de un alto al fuego parecen estar disminuyendo”, dijo Bob Yawger, director de Futuros Energéticos de Mizuho. “Vamos en la dirección equivocada”. Gabriela Siller, directora de Análisis en Banco Base, apuntó que hay mayor aversión al riesgo con relación a la guerra en Medio Oriente.

“Lo anterior generó presiones al alza sobre los precios de materias primas y pérdidas en el mercado de capitales. Tras el cierre de los mercados del miércoles, Donald Trump señaló que las negociaciones con Irán podrían concluir durante el fin de semana pero que cualquier cosa puede ocurrir con ellos”, explicó.

“Los precios del crudo siguen consolidando su trayectoria ascendente a medida que la escalada de los enfrentamientos entre Estados Unidos e Irán supera los estancados esfuerzos diplomáticos”, afirmó Simon-Peter Massabni, jefe de desarrollo comercial de XS.com, en una nota.

El cierre del Estrecho de Ormuz es un cuello de botella en el suministro energético mundial, lo que ejerce una presión alcista sobre los mercados petroleros, añadió. El precio del crudo se ha incrementado desde el comienzo del conflicto entre Estados Unidos e Irán. El Economista

Precios del petróleo abren con caídas tras acuerdo de alto el fuego entre el Líbano e Israel

Los precios del petróleo bajaban este jueves después de que el acuerdo de alto el fuego entre Israel y el Líbano avivó las esperanzas de alcanzar un acuerdo más amplio para poner fin a la guerra de Estados Unidos e Israel contra Irán.

Los **precios del petróleo** bajaban este jueves después de que el **acuerdo de alto el fuego entre Israel y el Líbano** avivó las esperanzas de alcanzar un acuerdo más amplio para poner fin a la guerra de Estados Unidos e Israel contra Irán, lo que podría conducir a la reapertura del estrecho de Ormuz.

El mercado se mostraba cauteloso y las pérdidas eran limitadas. Los futuros del **Brent** bajaban 1.14 dólares, o un 1.2%, hasta los 96.67 dólares el barril a las 10:22 GMT, mientras que el crudo **West Texas Intermediate** (WTI) de Estados Unidos perdía 90 centavos, o un 0.9%, para cocarse en los 95.12 dólares.

Los dos contratos subieron alrededor de un 2% el miércoles tras el recrudescimiento de las hostilidades en Oriente Medio, incluidos los **ataques iraníes contra Kuwait** y los ataques militares estadounidenses cerca del estrecho de Ormuz.

Israel y el Líbano anunciaron a última hora del miércoles que habían acordado aplicar un alto el fuego, lo que aumentó las esperanzas de un acuerdo entre Washington y Teherán. Irán ha condicionado cualquier acuerdo, en parte, al fin de los combates entre Israel y Hezbolá, un grupo alineado con Irán en el Líbano.

El presidente libanés, **Joseph Aoun**, dijo este jueves que el alto el fuego entraría en vigor en un plazo de 24 horas tras su aprobación por todas las partes implicadas.

El presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, sugirió el miércoles que podría haber avances en las negociaciones con Irán ya este fin de semana.

El ministro de Asuntos Exteriores iraní, Abbas Araqchi, dijo el miércoles que los contactos de Teherán con Washington no se habían interrumpido, pero que no se había avanzado en las negociaciones, y añadió que ambas partes estaban estudiando los textos intercambiados.

En Estados Unidos, la Cámara de Representantes, controlada por los republicanos, **aprobó el miércoles una resolución para impedir que Trump continúe la guerra contra Irán**. Para entrar en vigor, la resolución necesitaría la aprobación del Senado y una mayoría de dos tercios en ambas cámaras para anular el veto casi seguro de Trump.

El viceprimer ministro ruso, **Alexander Novak**, dijo este jueves que la producción de petróleo local ha caído desde principios de año debido a un mantenimiento no planificado de las refinerías, lo que supone la primera vez que un funcionario ruso reconoce este descenso. El Economista