

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de julio de 2023

1

Derrame de Pemex: porque parece mentira, la verdad nunca se sabe

Hay un derrame en la Sonda de Campeche y dos versiones ¿A quién le creería usted? Un grupo de organizaciones medioambientales con buena reputación afirman que se trata de un derrame gigante. Era 400 kilómetros cuadrados el 7 de julio y al parecer sigue creciendo. Petróleos Mexicanos reconoce que hubo derrame, pero asegura que se trató de una cosa mínima: sólo fue el equivalente a 365 barriles de petróleo y afectó una superficie que sería de 0.06 kilómetros cuadrados. El derrame ya fue controlado, comunica la petrolera y remata con una descalificación a los medios que han difundido la información. “Es una estimación de mala fe”, dice el boletín, aunque no presenta pruebas contundentes.

La diferencia de magnitud es abismal: ¿es una manchita, del tamaño de un estadio de fútbol, o una mancha voraz, comparable a la dimensión de una gran ciudad? La evidencia está en imágenes satelitales, que fueron interpretadas por un geógrafo, Guillermo Tamburini. Él es argentino con experiencia internacional. Doctor en Ingeniería en Cartografía y Geodesia. Trabaja en el seguimiento de grandes infraestructuras industriales en los ambientes naturales. En una entrevista con Excélsior, explica que estaba observando las imágenes satelitales del accidente registrado el 7 de julio en la plataforma Nohoch-A, cuando se percató de la mega fuga en otra de las instalaciones de Pemex en mar abierto, en la misma zona del Golfo de México, ubicado en la Sonda de Campeche. “que la mancha alcanzó un tamaño de 400 kilómetros cuadrados, no está en duda”, dice Tamburini.

El derrame habría comenzado entre el 3 y 4 de julio. Los expertos en temas de medio ambiente dicen que el crudo en el agua provoca un daño enorme en el fitoplancton, equivalente a los daños que genera un incendio en un bosque. Pemex dice que reportó el incidente el 6 de julio a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). Esta oficina es la máxima autoridad en lo que se refiere al monitoreo y prevención de accidentes del sector petrolero. La ASEA no informó del derrame en el momento que Pemex le comunicó y ha guardado silencio desde que estalló la controversia. No está obligada a dar información detallada de los casos que están en sus manos, pero podría hacerlo en situaciones como esta. Ayudaría a tener una idea clara de lo que está pasando y su información sería muy útil para dimensionar lo que está pasando, ¿es algo grave o una nadita? No basta con un desmentido de Pemex para zanjar la discusión.

La mayor empresa de México tiene un largo historial de “minimizar” sus accidentes y usar todos sus recursos para cerrar los expedientes. Esto lleva años, sexenios ocurriendo.

En este sexenio, se han incrementado los derrames vinculados a Pemex. Entre 2018 y 2021 se registraron 156 derrames y 20 fugas en escala moderada y grave. Por fallas industriales, actos vandálicos o huachicol se han vertido sustancias como crudo, aceite y gasolina a suelos, ríos y mares. En la mayoría de los casos, los accidentes corresponden a Pemex Exploración y Producción. El segundo lugar corresponde a Pemex Logística y al final es Pemex Transformación Industrial.

Cuando se habla del incremento de los “incidentes”, una de las explicaciones apunta a la caída o desplome en el gasto de mantenimiento ejercido por Pemex. Esta hipótesis se complementa con el envejecimiento de los equipos e instalaciones. El comunicado de la petrolera relacionado con el derrame, habla de que la red de ductos de los campos Ek Balam concluyó su periodo de vida útil estimado en 30 años.

En este caso, ¿le creerían ustedes a Pemex? La petrolera tiene menos credibilidad que las organizaciones medioambientales que han lanzado el grito de alerta. Pemex debe presentar pruebas contundentes y construir una narrativa que despeje todas las dudas. Los signos de interrogación están por doquier. Es el derrame del 3 o 4 de julio, que fue comunicado a la ASEA dos o tres días después. El accidente en la plataforma del 7 de julio. Los más de 60 accidentes moderados o graves que se han dado cada año de este sexenio. El informe de Fitch, donde baja la nota en la calificación a la petrolera, deja claro que el déficit de credibilidad de Pemex traerá mayores costos financieros para la mayor empresa de México. ¿Cómo corregirá ese déficit? No será fácil. Ya lo dijo el novelista Daniel Sada: porque parece mentira, la verdad nunca se sabe. El Economista



20 de julio de 2023



2

Pemex minimiza fuga de crudo; ambientalistas insisten en gravedad

La empresa afirma que se afectó una superficie de 0.06 km² y no los 400 km² que reportaron organizaciones ambientalistas, quienes señalan que la mancha de crudo es visible vía satélite y sigue alimentándose, de hecho.

Petróleos Mexicanos (Pemex) admitió este martes que derramó petróleo crudo en aguas del Golfo de México, pero refirió que se trató de un volumen menor y acusó “mala fe” de las organizaciones que el día previo denunciaron un derrame mayor que produjo una mancha superior a los 400 kilómetros cuadrados.

La estatal petrolera aseguró en un comunicado que la cantidad de aceite fugada desde una fisura de una de sus tuberías fue de 365 barriles y que la mayor parte del hidrocarburo fue recuperado.

La filtración se presentó en la red de ductos de los campos Ek Balam —ubicados a unos 95 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche—, la cual, explicó Pemex, ha concluido ya su vida útil, pero se encuentra en proceso de remplazo.

La petrolera afirmó que notificó el incidente el pasado 6 julio a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), pero no fue hasta 12 días después, cuando una veintena de organizaciones ambientalistas no gubernamentales denunció la existencia de una mancha de petróleo de 400 kilómetros cuadrados, cuando la petrolera informó a la sociedad su versión del hecho.

El martes, Pemex reportó que, de acuerdo con sus especialistas, el volumen de petróleo fugado fue de 365 barriles de aceite, los cuales afectaron un área de únicamente 0.06 kilómetros cuadrados. Además, dijo que la fuga se había controlado.

“El área de la mancha de aceite de 400 km cuadrados publicada en algunos medios de comunicación, es una estimación de mala fe, que para que fuese cierto, tendrían que haberse derramado más de millón y medio de barriles de petróleo”, dijo en un comunicado.

Explicó que existieron dos puntos de fuga en el ducto, los cuales fueron “pequeñas fisuras de 7 cm de longitud por 1 mm de ancho y un poro de 1.2 cm de diámetro. Dado lo reducido de las grietas, el volumen de hidrocarburos que se fugó fue mínimo”.

La mancha sigue: ONG

En contrapunto, la agrupación Conexiones Climáticas, uno de los organismos firmantes de la denuncia realizada un día antes, aseveró a El Economista que en las observaciones satelitales a las que tienen acceso periódicamente, se ve que la mancha sigue alimentándose, es decir, que no se ha detenido el derrame, que viene del mismo punto de fuga.

“Doce días después de que no informaron a la población, seguimos viendo petróleo en el mar. Es una mancha de 400 kilómetros cuadrados aproximadamente. Vemos que es crudo, es todo lo que sabemos. ¿Qué habría pasado si no notamos e informamos sobre esto? ¿Habría pasado desapercibido para la población, para el mundo, se lo habría reservado Pemex?”, cuestionó Pablo Montaña, representante de Conexiones Climáticas.

La petrolera del Estado puede guardarse información derivado del diseño para reporte de estos incidentes en la regulación mexicana. El Plan Nacional de Contingencia para derrames de hidrocarburos y sustancias nocivas potencialmente peligrosas en las zonas marinas mexicanas establece que cualquier responsable del derrame debe notificar de manera expedita a la ASEA y a la Secretaría de Marina.

Sin embargo, para las notificaciones a la población en general, cada centro de trabajo responsable del derrame tomará la decisión de informar a los medios de comunicación que considere, en el tiempo en que así lo determine su comité técnico.

Las organizaciones no gubernamentales denunciantes como Iniciativa Climática de México, Alianza Mexicana contra el Fracking, CartoCrítica, Centro de Derechos Humanos de los pueblos del Sur de Veracruz “Bety Cariño”, Centro de Investigación y Capacitación Rural y Centro Mexicano de Derecho Ambiental, entre otras, llegaron a las imágenes luego de una visualización como parte de un trabajo de seguimiento al accidente del viernes 7 de julio en el centro de proceso de Cantarell, Nohoch Alfa. Sus apreciaciones son sólo la observación, explicaron.

Pero Pemex no presentó mayor evidencia que su respuesta, mientras que la ASEA no se ha pronunciado al respecto. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de julio de 2023

3

¿Mega derrame o mini derrame de petróleo?

La noticia se esparció y alarmó. Organizaciones civiles denunciaron un mega derrame de petróleo en el Golfo de México.

Señalaron que la mancha de petróleo se extendía por 400 kilómetros cuadrados, equivalentes a más del doble del tamaño de la ciudad de Guadalajara.

Horas después, Pemex informó que el derrame de crudo fue mínimo, equivalente a 365 barriles de petróleo y aseguró que la fuga ya había sido reparada.

En días previos, el 7 de julio, se registró un incendio en el centro de proceso de la plataforma de Pemex, Nooch Alfa, Nooch-A, en la Sonda de Campeche.

Las imágenes difundidas en redes mostraban un incendio de enormes dimensiones. La petrolera también minimizó el hecho. Las fuentes difieren en sus versiones sobre los mismos acontecimientos.

En la divergencia, cabe la duda: ¿quién dice la verdad?, ¿las organizaciones civiles o la petrolera estatal mexicana?

En lo que no hay duda es en un hecho relevante, la degradación crediticia de Pemex, por parte de Fitch.

El pasado lunes, el 14 de julio, la agencia calificadora rebajó la calificación crediticia de Pemex a niveles especulativos, por una calidad pobre o dudosa sobre el cumplimiento de pago de sus compromisos financieros.

Entre sus argumentos para la degradación crediticia, Fitch destacó el impacto ambiental y social asociado con múltiples accidentes en las instalaciones operativas de Pemex desde febrero de 2023, que resultaron en víctimas y lesiones a sus empleados y daños a infraestructura y activos críticos.

Fitch duda sobre la capacidad de pago de Pemex.

Y pone especial énfasis en los problemas operativos que han culminado en incendios e incluso fallecimientos de su personal.

Hay otros datos que deben considerarse frente a la disyuntiva de las versiones opuestas sobre los más recientes accidentes de Pemex.

El pasado viernes 14 de julio, la reportera de El Economista, Karol García, reportó que el presupuesto para mantenimiento de Pemex ha caído 43%.

En los últimos cinco años suma 76 mil 240 millones de pesos. Es una cantidad inferior respecto del mismo periodo del sexenio previo en el que se destinaron 132 mil 880 millones de pesos, en términos reales, a precios del 2023.

El rubro de mantenimiento de infraestructura está relacionado con las actividades de prevención de accidentes.

La nota ofrece un dato revelador: en lo que va del sexenio de Andrés Manuel López Obrador se han dispuesto los presupuestos más bajos para mantenimiento de infraestructura de Pemex, de por lo menos la última década.

Las sociedades civiles denunciadoras son: Iniciativa Climática de México, Alianza Mexicana contra el Fracking, CartoCrítica, Centro de Derechos Humanos de los pueblos del Sur de Veracruz "Bety Cariño", Centro de Investigación y Capacitación Rural y Centro Mexicano de Derecho Ambiental, entre otras.

Afirman que "en los últimos dos años, se ha registrado un aumento de 152% en la frecuencia de "accidentes" de Pemex. Entre 2020 y 2022 la gravedad de los siniestros de la paraestatal ha aumentado en 126%, señalan.

Pemex, rechaza no la ocurrencia de los accidentes, sino el tamaño que señalan las organizaciones civiles denunciadoras.

Es probable que con el tiempo sepamos quién tuvo la razón respecto de la dimensión de los siniestros.

Por lo pronto, la preocupación de la calificadora crediticia, marca la existencia de un problema real no sólo por la operación de la petrolera y los riesgos y accidentes que se estén registrando, sino por el impacto en la producción de crudo que al final redundará negativamente en las ya de por sí débiles finanzas de la compañía.

Ello sin considerar la potencial gravedad de un severo daño ambiental.

Al tiempo. El Economista

20 de julio de 2023

4

La CNH reprueba a Pemex en desarrollo de campo prioritario

El regulador informó que dicha área en la asignación Amoca-Yaxche ubicada en aguas someras obtuvo 71% menos crudo del proyectado y se gastó 1.7% más de lo presupuestado.

El desarrollo acelerado de campos de Petróleos Mexicanos (Pemex) no resultó exitosa en el campo Tetl ubicado en aguas someras, como reveló el órgano de gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que aprobó una técnica para recuperación secundaria ya que el campo se quedó sin presión en dos años de producción, mientras obtuvo 71% menos crudo del proyectado y se gastó 1.7% más de lo presupuestado en ese periodo.

En la 27 sesión del órgano de gobierno del regulador de ese martes, los comisionados y expertos de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión detallaron este martes que este campo, ubicado dentro de la Asignación AE0006-Amoca-Yaxché-04, inició su producción acelerada para mantener las metas que se planteó el actual gobierno. Así, acumuló un volumen de 4.5 millones de barriles del 2020 a la fecha, cuando se estimaba que se obtendrían 15.84 millones de barriles entre 2021 y 2023.

A su vez, se gastaron 263.8 millones de dólares en las actividades, cuando el plan de desarrollo estimaba que se invertirían 259.3 millones. Esto significa una producción 71% inferior a la programada, mientras que la inversión fue 1.7% superior a la programada.

Por ello, se aprobó un plan de recuperación secundaria para el campo apenas a tres años de su arranque, lo cual no resulta exitoso y se debe a la falta de conocimiento de la presión del yacimiento por acelerar su producción, explicaron expertos de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión de la CNH.

“Como podemos ver, se llegó a una producción sólo del 30% de lo programado, pero se gastaron todo, se gastaron todo el dinero para obtener el 30% de la producción, esto obviamente no fue exitoso aquí se perdió una cantidad sustancial”, dijo al respecto el comisionado Héctor Moreira, “¿cuál es el aprendizaje?

La asignación está ubicada en el municipio de Paraíso, Tabasco, con una superficie de 12.95 kilómetros cuadrados. El campo cuenta con un yacimiento de aceite ligero de densidad de entre 28 y 44 grados API y fue descubierto en el 2017.

Inició producción en mayo de 2021, con tres pozos perforados y terminados, y un pico de 13.5 millones de barriles diarios de crudo y 7.78 millones de pies cúbicos de gas al día. Actualmente, está en declinación de la presión del yacimiento.

Así que se solicitó la modificación al Plan de Desarrollo que se tenía y se implementará un proceso de Recuperación Secundaria y la operación del sistema artificial de bombeo neumático, debido al comportamiento dinámico observado de los yacimientos, que presentaron un abatimiento de presión típico de la falta de un acuífero.

La modificación contempla llevar a cabo actividades del 2023 a la vigencia de la asignación en 2039, mediante la perforación de un pozo una reparación mayor (RMA), 17 reparaciones menores (RME), la construcción de un ducto y una planta de inyección. Estas actividades para implementación del proceso de recuperación secundaria y la operación del sistema de bombeo neumático, permitirán extraer las reservas 3P totales del Campo equivalentes a 24.54 millones de barriles de aceite y 12.13 miles de millones de pies cúbicos de gas, para alcanzar un factor de recuperación final de 35.8% de aceite y 40.3% de gas, según le aprobó la CNH a Pemex. El Economista



20 de julio de 2023

5

La CFE cuenta con la suficiente capacidad en Sinaloa para atender alta demanda por ola de calor

- El gobernador del estado invitó a su Conferencia Semanera al gerente de la División de Distribución Noroeste, Hugo Martínez Lendechy.
- Personal de CFE realiza actualmente trabajos de podas de árboles para evitar que éstos hagan contacto con los cables y provoquen apagones.

Durante su Conferencia Semanera, a la cual invitó al gerente de la División de Distribución Noroeste de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Hugo Martínez Lendechy, el gobernador Rubén Rocha Moya afirmó que esta paraestatal tiene la capacidad suficiente para atender la demanda de energía eléctrica para todo Sinaloa ahora en esta temporada de calor, donde se generalizan los altos consumos en los hogares, e incluso ante una máxima demanda, todavía le sobra capacidad para proveer de energía dos veces a la capital del estado.

En este sentido, el gerente de CFE, Martínez Lendechy aseguró que no existe riesgo de que ante el alto consumo de energía derivado por la temporada de calor, al ser necesario un mayor uso de aparatos de aires acondicionados, se generen interrupciones del servicio por falta de capacidad.

Explicó que en Sinaloa la CFE tiene una capacidad en toda su red de 2 mil 974.5 MVA (Mega/voltios/ampères), y la demanda máxima histórica que se ha registrado, que fue precisamente en agosto del año pasado, fue de 2 mil 161 MVA, con lo cual todavía se contó con un amplio margen de respuesta.

“Eso significa que tenemos capacidad para poder soportar otros 800 MVA, es como para alimentar todo Culiacán y una parte de Mazatlán. Es lo que tenemos de capacidad para poder alimentar la carga, aclaro este punto por los temas que se han visto en medios que no existe capacidad por la ola de calor y eso, con los máximos calores que hemos tenido aquí en la División Noroeste, específicamente en el estado de Sinaloa, la máxima demanda son 2 mil 161 MVA y tenemos instalados 2 mil 974 MVA”, reiteró.

Luego de la exposición que hizo a detalle Martínez Lendechy sobre la capacidad instalada que tiene la CFE para Sinaloa, el gobernador Rocha reiteró que no debe existir dudas entre la población al respecto.

“Nos ha quedado claro una cosa, la Comisión tiene capacidad para darle luz y energía a toda la zona, por supuesto, a quien se le va la luz le causa mucho malestar, y vemos que hay correctivos y remediaciones que se están planteando, y en el problema del contacto que tienen los árboles hay una medida importante, que es podar los árboles, que no quiere decir cortar los árboles, simplemente limitarlos para que dejen de estar en contacto con la red”, dijo el mandatario estatal.

Esto lo comentó a raíz de la información que compartió el gerente de la División de Distribución Noroeste de la CFE, en el sentido de que el 80 por ciento de los apagones se generan cuando los árboles hacen contacto con los cables, al registrarse lluvias y vientos, pues al producirse este contacto de manera automática la red se protege ante el cortocircuito y se interrumpe la conducción de energía.

Por ello, el gobernador Rocha señaló que la mejor medida preventiva es la poda de árboles, tareas que realiza la propia CFE como parte de sus programas permanentes, aunque el escenario ideal es avanzar en la conversión de las redes de distribución, al pasar de redes aéreas, es decir, la que utiliza postes en los tendidos de los cables, por una instalación de red subterránea.

Al respecto, recordó que en la reciente remodelación de la avenida Álvaro Obregón, en el sector norte de Culiacán, todo el cableado se colocó de manera subterránea, para evitar estos problemas de apagones generados por el contacto con los árboles.

Por lo que toca al programa de poda de árboles, el gerente de la CFE, Hugo Martínez, informó que desde el primero de junio se inició con la inspección de los 104 circuitos de distribución que existen en el área urbana de Culiacán, de los cuales ya se han revistado 83 de ellos, para hacer un levantamiento de una base de datos del número de árboles que existen bajo las líneas de conducción.

Producto de este trabajo de supervisión se encontraron 37 mil 678 árboles, de los cuales 12 mil 313 podrían hacer contacto con las redes. “Lo que tenemos que hacer inmediatamente es podar esos árboles, iniciamos ya ese programa de poda y a la fecha llevamos un avance de 4 mil árboles. Entonces, la idea es que podamos antes de que lleguen las lluvias de agosto avanzar y podar lo que más podamos. Si ustedes un árbol manden la fotografía, mándenos la ubicación y nosotros inmediatamente vamos y podemos ese árbol para evitar una falla. Son las causas, esos árboles representan el 80 por ciento de nuestras fallas”, concluyó. El Economista

20 de julio de 2023

6

Volkswagen dejaría de consumir 75% energía originada por combustibles fósiles en Puebla

Al poner en marcha su planta fotovoltaica, la financiera de la automotriz Volkswagen en Puebla, México proyecta dejar de consumir 75% energía originada por combustibles fósiles, abastecida por la CFE

Al poner en marcha su planta fotovoltaica, la financiera de la automotriz **Volkswagen en Puebla**, México proyecta dejar de consumir 75% energía originada por combustibles fósiles, abastecida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La empresa alemana que se encuentra en un proceso de inversión que comenzó entre los años 2022 y 2025, con un monto por 763.5 millones de dólares, para la construcción de una nave industrial, cuyo objetivo es convertirse en una planta sustentable, así como la movilidad cero emisiones.

Por ahora, comenzó con la renovación del sistema de energía de **Volkswagen Servicios Financieros** (VWFS) implicó instalar casi 3,000 metros cuadrados de [paneles fotovoltaicos](#), mejor conocida como **energía solar**.

Durante su vida útil, de al menos 30 años, este sistema permitirá dejar de emitir más de 14,000 metros cúbicos de dióxido de carbono (CO2), equivalentes a plantar aproximadamente 47,813 árboles.

La financiera de **Volkswagen de México** informó que la puesta en marcha de su nueva instalación de energía fotovoltaica representa un paso decisivo en la política de sostenibilidad ambiental del grupo automotriz.

Volkswagen Servicios Financieros tiene entre sus objetivos impulsar la movilidad con cero emisiones, de acuerdo con los principios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG) del grupo. “La sostenibilidad es un aspecto cada vez más demandado por todos nuestros stakeholders, incluyendo de manera muy importante a nuestros clientes. Por ello, nos hemos convertido en un motor de cambio con metas tanto en el corto como en el largo plazos”, dijo Javier Martínez Vallano, director de Finanzas de VW.

Para aumentar la sostenibilidad de la empresa, “nos estamos enfocando en productos, operaciones y TI amigables con el medio ambiente, así como en lograr cero emisiones netas en el largo plazo”, explicó David Rands, director general y CEO de Volkswagen Financial Services.

Hacia afuera, **Volkswagen Servicios Financieros** está evolucionando de ser un promotor de ventas a un promotor de la sostenibilidad en Grupo Volkswagen. Con este fin, se propone buscar la neutralidad de CO2 de todos los vehículos relacionados con sus operaciones comerciales.

En 2022, **Volkswagen** informó que la nueva nave de pintura que construye contará con procesos de horneado de carrocerías e incineradores 100% eléctricos, empleando para ello energía proveniente de fuentes renovables, de un parque eólico, y que es el que actualmente suministra este insumo a los procesos de producción de vehículos y motores de la armadora. Esta innovación representa una reducción de 29 toneladas de CO2 al año. Aunque por el momento precisó que no está contemplada la planta de autos. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de julio de 2023

Petróleo baja en medio de toma de 7 beneficios por menor oferta y expectativas de la Fed

Los precios del petróleo retrocedieron debido a la toma de ganancias tras aumentos previos impulsados por la reducción de la oferta de crudo en EU y las promesas de China de revitalizar su crecimiento económico.

Los precios del petróleo bajaron el miércoles, ya que los inversores tomaron ganancias tras las alzas registradas anteriormente por la menor oferta de crudo estadounidense y la promesa de China de revitalizar su crecimiento económico.

Los futuros del **Brent** cayeron **17 centavos**, o un 0.21%, a **79.46 dólares por barril**, mientras que el West Texas Intermediate en Estados Unidos (**WTI**) cayó **40 centavos**, o un 0.53%, a **75.35 dólares por barril**.

Los precios retrocedieron a última hora de la sesión, después de que ambos contratos subieran más de un dólar por barril. Los participantes en el mercado [aprovecharon el alza y tomaron beneficios](#), dijo Phil Flynn, analista de Price Futures Group.

Los inventarios estadounidenses de crudo cayeron la semana pasada, debido a un aumento de las exportaciones y una mayor utilización de las refinerías, según informó la Administración de Información de Energía (EIA, por su sigla en inglés) el miércoles.

El principal planificador económico chino prometió el martes que pondría en marcha políticas para "restaurar y expandir" el consumo en la segunda mayor economía del mundo, lo que podría impulsar la demanda de petróleo.

En Estados Unidos, las ventas minoristas subieron menos de lo esperado en junio, lo que aumenta las expectativas de que la Fed deje de elevar las tasas tras el alza de 25 puntos básicos prevista para la reunión del 25 y 26 de julio.

Unas tasas más elevadas incrementan los costos de los préstamos y pueden ralentizar el crecimiento económico y reducir la demanda petrolera.

En otra señal positiva, Klaas Knot, miembro del Consejo de Gobierno del Banco Central Europeo, sugirió el martes que las subidas de tasas más allá de la reunión de la próxima semana no son "en absoluto una certeza".

Mientras tanto, los últimos datos de inflación en Canadá y el Reino Unido, que mostraron signos de enfriamiento, también han levantado el ánimo.

"Los operadores han empezado a mostrarse mucho más optimistas a medida que la inflación se suaviza (...) cualquier mejora en los datos de inflación significa también una mejora en la demanda de crudo", dijo Naeem Aslam, de Zaye Capital Markets. El Economista

Instalará Luisiana 5 GW eólicos marinos para 2035

La primera venta de arrendamiento de superficie podría tener lugar a finales del presente año

El estado norteamericano de **Luisiana** tiene planeado instalar para 2035 unos **5 gigawatts (GW) de energía eólica marina** en las costas del Golfo de México, para lo cual ya se encuentra en conversaciones con al menos dos desarrolladores.

La empresa **Diamond Offshore Wind**, subsidiaria de la japonesa Mitsubishi Corporation, ha expresado su interés en instalar aerogeneradores en las costas de los distritos de **Cameron y Vermillion**, mientras que **Kontiki Winds**, propiedad de la noruega Havram, negocia proyectos frente a las costas de los distritos de **Jefferson y Lafourche**, informó el **Departamento de Recursos Naturales de Luisiana**.

La oficina del gobernador **John Bel Edwards** ha dicho que **hay menos oposición** a las turbinas eólicas en las aguas de Luisiana que en otros estados, debido a que la zona cercana a la costa ya está ocupada por instalaciones de petróleo y gas.

En mayo de este año, la **Oficina de Administración de Energía Oceánica de Estados Unidos** (BOEM, por sus siglas en inglés) aseguró **no haber encontrado un impacto ambiental significativo** derivado del arrendamiento de superficie para el desarrollo de la energía eólica marina en el Golfo de México, lo que allana el camino para estos proyectos tanto en Luisiana, como en Texas.

La evaluación ambiental de la BOEM se aplica a un área a licitar de **30 millones de acres**.

En febrero, la BOEM identificó tres zonas para las primeras ventas de arrendamiento. Una es de **102,480 acres** frente a la costa de Lake Charles, Luisiana, y dos áreas potenciales frente a la costa de Galveston, Texas, de **102,480 y 96,786 acres**, respectivamente.

La primera venta de arrendamiento podría tener lugar **a finales de este año**, pero las primeras turbinas podrían instalarse en las aguas del estado de Luisiana, informó este miércoles *Reuters*.

Los proyectos de Luisiana serían **los primeros aerogeneradores en aguas estatales** desde que la empresa Orsted instaló el proyecto piloto de Block Island, en Rhode Island, en 2016, agregó la agencia.

El área evaluada en el informe ambiental de la BOEM sugiere que se designarán más áreas en el Golfo de México, toda vez que los desarrolladores y proveedores **estarán ansiosos por establecer una cartera de proyectos** que genere ingresos en los años venideros.

"Según el interés que estamos viendo y los aportes de las partes interesadas y las reuniones que hemos tenido, incluso consideramos que tal vez deberíamos comenzar a hablar sobre una segunda subasta", dijo **James Kendall**, director de la oficina regional de la BOEM en el Golfo de México, citado por Reuters Eventos. EAD