

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024

1

La CFE emplaza a acreedores que rechazaron vender la deuda de Altán al 10% de su valor

La deuda total de Altán Redes para el año 2024 y sin contabilizar la oferta de CFE, asciende en moneda extranjera a 1,737 millones de dólares; cifra equivalente al 6.8% del presupuesto de la CFE, si bien la paraestatal ofrece pagar 173 millones para liquidar toda la deuda de Altán con sus acreedores.

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** convocó a una reunión para los días lunes 12 y martes 13 de agosto a los acreedores de la empresa de telecomunicaciones **Altán Redes** que todavía no han aceptado que esa paraestatal [les compre la deuda de Altán al 10% de su valor](#), como establece un plan bautizado como **“Proyecto Quetzal”**.

Altán Redes es un operador de servicios mayoristas de telecomunicaciones, que en 2021 cayó en la insolvencia financiera y que desde entonces se sometió a un proceso de concurso mercantil, del que en 2022 derivó la actual deuda con sus acreedores y que deberá abonarse en distintos periodos, entre los años 2033 y 2047.

Altán Redes es una red de telecomunicaciones sobre la que se soportan alrededor de 124 empresas de telefonía e Internet que le compran datos móviles para revenderlos por todo el país a personas de escasos recursos y porque su **tecnología 4.5G LTE Advanced** está habilitada para iniciar despliegues de servicios de conectividad en parques industriales en tiempos del nearshoring y lista para dispersar los programas sociales del nuevo gobierno federal y para además ser empatada con los planes satelitales del nuevo sexenio.

Altán, aún con un rescate del gobierno nacional, es todavía una empresa público-privada que explota la banda radioeléctrica de los 700 MHz en servicios móviles de Internet y hasta junio **atendía de manera indirecta a 15 millones de mexicanos**. Altán ambiciona ahora poseer la banda de 2.5 GHz para potenciar su red de Internet móvil y ofrecer servicios 5G, con lo que subirá el valor de toda la empresa.

De regreso a Proyecto Quetzal, a través de un correo electrónico, el despacho internacional que gestiona el proceso de compraventa de deuda, ofreció que en la mañana de esos dos días presentará una explicación de porqué es conveniente vender y los pasos que habrán de seguirse para obtener los pagos, en caso de que las empresas finalmente acepten desprenderse de la deuda de Altán, este año valorada toda en 33,000 millones de pesos.

Proyecto Quetzal colocó a los acreedores en tres tramos distintos, identificados como los tramos W, X y Y, y que establecen los montos y fecha de pago a los acreedores.

A la fecha, **13 empresas de 100 compañías reconocidas** en documentos oficiales como acreedoras, entre matrices y filiales, han aceptado la oferta de CFE por la deuda de Altán.

La reunión se realizará vía electrónica y para entonces, los acreedores que se presenten a la sesión de Microsoft Teams deberán haber llenado previamente y presentar en ese momento dos documentos: El contrato marco de cesión onerosa de derechos de créditos y la carta de adhesión al contrato marco de cesión onerosa de derechos de crédito.

Independientemente del tramo en el que se encuentren, toda la deuda será adquirida a un 10% del saldo (...) Aquellos acreedores que todavía no han manifestado su decisión, les pedimos nos la hagan llegar (...) Para los que decidan aceptar la propuesta, tendremos dos llamadas para explicar más a detalle los siguientes pasos de esta operación”, se lee en la invitación a los acreedores.

La **Comisión Federal de Electricidad cuenta en 2024 con un presupuesto de 493,000 millones de pesos** o 26,400 millones de dólares, y ofrece comprar la deuda de Altán a los acreedores al 10% de su valor. La deuda total de Altán Redes para el año 2024 y sin tomar en cuenta la oferta de CFE, asciende en moneda extranjera a 1,737 millones de dólares; cifra equivalente al 6.8% del presupuesto de la CFE, si bien la paraestatal ofrece pagar 173 millones para liquidar toda la deuda de Altán con sus acreedores.

En uno de los documentos se lee que las empresas —en realidad 11 porque dos son filiales de una misma compañía—, habían aceptado una quita del 90% del valor de la deuda en el proceso de concurso mercantil de Altán del año 2022 y otras que aceptaron una quita del 70%, también en ese mismo proceso, por lo que las primeras se les pagará el 100% de la deuda contraída, que en realidad es el 10% de la deuda total original que tenían con Altán. A las segundas se les pagará el 33% del dinero que Altán les debe, con el mismo criterio de las primeras.

Entre esas 13 empresas se encuentran las firmas satelitales **Hispatat** y **Axess Net Solutions México**; las torreras **Mexico Tower Partners**, **Centennial Tower México**, **Ren a Tower**, y **Ap Wip Towers de México**; la empresa de conectividad empresarial **Conex Telecom**, también **Servicomunicaciones Ingeniería y Construcción**, **Ufinet México** y **NTT Data México**; y por último **AT&T** y dos de sus filiales.

A todas estas empresas, la CFE ofrece comprar su parte en la deuda de Altán en un total global de 38.88 millones de pesos (2.1 millones de dólares), con intereses incluidos. Como ejemplos, Mexico Tower Partners cobraría 21 millones de pesos y AT&T, en combinado con sus filiales, 262,000 pesos.

El resto de 87 compañías analizan o ya han rechazado aceptar una quita del 90% propuesta por CFE.

Estas compañías representan el 87% de los acreedores a los que CFE quiere comprar la deuda de Altán al 10% de su valor. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024

2

El precio del petróleo sube por tercer día consecutivo gracias a datos de empleo en EU

Los precios se vieron favorecidos el miércoles por la caída de 3.7 millones de barriles en los inventarios de crudo estadounidenses, que superó con creces las expectativas de los analistas de una reducción de 700,000 barriles y supuso el sexto descenso semanal consecutivo hasta mínimos de seis meses.

Los **precios del petróleo** subieron el jueves por tercera sesión consecutiva, después de que datos sobre el empleo en Estados Unidos aliviaron la preocupación por la demanda y la guerra en Oriente Medio contribuyó a una **recuperación de los precios** desde un mínimo de ocho meses del lunes.

Los **futuros del crudo Brent** subieron 83 centavos, o 1.06%, a 79.16 dólares el barril, mientras que el estadounidense West Texas Intermediate ganó 96 centavos, o 1.28%, a 76.19 dólares.

Los precios se vieron impulsados por unos datos que mostraron que el número de estadounidenses que presentaron nuevas solicitudes de subsidio de desempleo cayó más de lo esperado la semana pasada, lo que sugiere que los temores a que el mercado laboral se esté desmoronando eran exagerados.

Según Giovanni Staunovo, analista de UBS, "los últimos datos estadounidenses sobre solicitudes de **subsidio de desempleo** indican que la economía estadounidense sigue creciendo, lo que reduce en parte la preocupación por la demanda de petróleo".

Los precios se vieron favorecidos el miércoles por la caída de 3.7 millones de barriles en los **inventarios de crudo estadounidenses**, que superó con creces las expectativas de los analistas de una reducción de 700,000 barriles y supuso el sexto descenso semanal consecutivo hasta mínimos de seis meses.

Por otra parte, el asesinato de altos cargos de los grupos militantes Hamás y Hezbolá la semana pasada había planteado la posibilidad de represalias de Irán contra Israel, avivando la preocupación por el suministro de petróleo de la mayor región productora del mundo.

"Si Irán toma represalias a gran escala, se disparará el **precio del crudo**, y creo que eso es lo que más preocupa a todo el mundo", dijo Tim Snyder, economista jefe de Matador Economics.

El jueves, las fuerzas israelíes intensificaron los ataques aéreos en la **Franja de Gaza**, matando al menos a 40 personas, según médicos palestinos, en una nueva batalla contra los militantes dirigidos por Hamás, mientras Israel se preparaba para una posible guerra más amplia en la región.

Por otra parte, la National Oil Corp. de Libia declaró fuerza mayor en su yacimiento petrolífero de Sharara a partir del martes, según un comunicado, en el que añadía que la empresa había reducido gradualmente la producción del yacimiento debido a las protestas.

Los analistas de Citi dijeron que existía la posibilidad de un rebote de los precios hasta los 80 dólares del Brent.

"Los riesgos alcistas en el mercado persisten, debido a los balances aún ajustados hasta agosto, el aumento de los riesgos geopolíticos en el **norte de África y Oriente Medio**, la posibilidad de interrupciones relacionadas con el clima durante la temporada de huracanes y el ligero posicionamiento del dinero gestionado", dijo Citi. El Economista



9 de agosto de 2024

3

Aseguradoras occidentales cubren el crudo ruso pese a preocupación por límite a precios

Los organismos de control occidentales, incluido el Tesoro de Estados Unidos, exigen a las compañías de seguros que soliciten a las partes que compran y venden el crudo los llamados certificados de que el petróleo cambió de manos por debajo del precio máximo.

Un grupo de **aseguradoras occidentales ha proporcionado cobertura a petroleros** que transportaban crudo ruso, manteniendo su flujo después de que muchos en el sector comercial se retiraron por temor a incumplir las normas de un tope de precios del G7, muestran datos de comerciantes y cargadores.

Los datos vistos por Reuters muestran que cinco aseguradoras, entre ellas **American Club, West of England**, con sede en Luxemburgo, y Gard, de Noruega, proporcionaron cobertura a 10 petroleros que navegaron de Rusia a Asia este año.

American Club y West of England aseguraron dos buques -el Gioiosa y el Orion I- que realizaron viajes similares a principios de 2024. Ambos buques embarcaron crudo de la petrolera estatal rusa Rosneft en el Báltico ruso y navegaron hasta China, mostraron los datos.

American Club dijo que el buque, que enarbolaba pabellón de Panamá, estaba en su lista de cobertura. West no hizo comentarios sobre petroleros concretos. La noruega Gard, que según los datos cubría otro buque, tampoco quiso hacer comentarios sobre **buques concretos**.

Las tres mutuales sin ánimo de lucro, que aseguran a los buques contra la contaminación por hidrocarburos, lesiones y pérdida de vidas humanas, afirman que prestan un servicio a sus miembros.

No se ha informado previamente del alcance de la provisión en curso por parte de las aseguradoras occidentales en la cobertura de **acuerdos petroleros rusos** específicos desde que se impuso el tope en 2022 tras el inicio de la guerra de Ucrania.

El tope, impuesto por el Grupo de los Siete (G7) países industrializados y sus aliados para frenar la capacidad de Moscú de financiar la guerra, sólo permite a las aseguradoras y buques occidentales participar en el comercio de petróleo ruso si éste se vende por debajo de 60 dólares el barril.

Muchos de los que dejaron de comerciar con esos cargamentos dijeron que lo hacían porque no podían estar seguros del precio del petróleo que transportaban los barcos que aseguraban.

Rusia, que ha prohibido a sus empresas cumplir el tope de precios, vendió su emblemático crudo de los Urales en los puertos del Báltico por un promedio de 69.4 dólares por barril en lo que va de año, muy por encima del precio máximo, según muestran los datos de LSEG.

No se espera que las aseguradoras y los armadores investiguen el precio.

En su lugar, los organismos de control occidentales, incluido el **Tesoro de Estados Unidos**, exigen a las compañías de seguros que soliciten a las partes que compran y venden el crudo los llamados certificados de que el petróleo cambió de manos por debajo del precio máximo.

Proceso "defectuoso"

El International Group (IG) of P&I Clubs (Grupo Internacional de Clubes de Protección e Indemnización), que asegura al 90% de la flota mundial, declaró en abril que el proceso de certificación era defectuoso y podía exponer a sus miembros al incumplimiento del precio máximo.

El IG no respondió a una petición de comentarios sobre los riesgos para este artículo. Las aseguradoras identificadas por Reuters dijeron por separado que confiaban en las **cartas de certificación de los participantes en la operación** de que todo el trabajo era legal y cumplía las sanciones occidentales.

Reuters no pudo ponerse en contacto con ninguna de las partes, ya que no fueron nombradas debido a la confidencialidad comercial. American Club, miembro del IG, declaró que no tuvo acceso directo a la información sobre precios cuando proporcionó cobertura al petrolero Gioiosa.

Gard dijo que se basaba en la certificación de precios máximos y que también estaba comprobando fuentes adicionales de datos e información. Ambas compañías remitieron al IG otras preguntas sobre el límite máximo.

Los otros proveedores de seguros para el petróleo ruso fueron Maritime Mutual de Nueva Zelanda y London P&I Club, miembro del IG, mostró una investigación de Reuters basada en los datos de **transporte y comercio**. Maritime Mutual y London P&I no respondieron a una solicitud de comentarios sobre los riesgos potenciales.

Sin embargo, Maritime Mutual, que no forma parte del grupo IG, facilitó a Reuters una copia de su póliza de seguros para el petróleo ruso y una copia en blanco de una carta de declaración en la que se afirma que se retirará la cobertura si un envío infringe el límite de precios.

En la carta se pide a la empresa que solicita la cobertura -normalmente un fletador o un cargador- que comunique a su aseguradora el nombre del buque, su puerto y la fecha de carga y descarga.

En ella se pide al fletador que certifique que el cargamento se ajusta al precio máximo, pero no se exige la inclusión del precio pagado en ninguna parte de la certificación.

West también declaró a Reuters que el régimen de precios máximos trata a los armadores y aseguradores como participantes indirectos de las transacciones, lo que se conoce como nivel tres, por lo que no están obligados a verificar los precios. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024

Apagón generalizado provoca caos en Cancún y Playa del Carmen

4

El corte del suministro eléctrico generó desde falla en los semáforos de toda la ciudad, hasta la caída por más una hora de los servicios de telefonía e internet móvil.

Cancún, Q Roo.- Caos vial y parálisis de todo tipo de actividades se vivió la tarde de este miércoles en **Cancún, Playa del Carmen e Isla Mujeres** a causa de un apagón generalizado entre las 16:50 y las 19:00 horas de este miércoles.

El corte del suministro eléctrico generó desde falla en los semáforos de toda la ciudad, hasta la caída por más una hora de los servicios de telefonía e internet móvil.

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** emitió un escueto comunicado en el que informa que “a las 16:13hrs se presentó una interrupción al suministro de energía eléctrica en la zona de Cancún y Riviera Maya por evento en la línea de transmisión de 230KV, que va de Valladolid a Nizuc, afectando a 277 mil usuarios.

“Al momento ya se encuentra restablecido el suministro a la normalidad”, se lee en un mensaje publicado por la **CFE** en la red social X.

Al inicio de la temporada de intenso calor, el pasado 21 de junio, se presentó otra serie de apagones en la Península de Yucatán, respecto de los cuales el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) informó que el Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Alerta al registrar un margen de reserva operativa menor al 6 por ciento por la alta demanda de energía para alimentar los aires acondicionados de viviendas, comercios y demás infraestructura urbana.

A propósito de esos apagones, el presidente de la asociación Empresarios por Quintana Roo, Sergio León, aseguró en esa ocasión que las pérdidas por descomposturas de equipos y parálisis en negocios alcanzó los 500 millones de pesos en Cancún.

Insiste CFE en LT; relanza licitación de 190.2 mdd

El proyecto contempla tres obras de líneas de transmisión (LT) y dos de subestaciones en NL y Tamps.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) de nueva cuenta lanzó un concurso para asignar un contrato internacional de un valor máximo de 190.2 millones de dólares (mdd) para la construcción de líneas de transmisión cuyas longitudes tocan territorio de Nuevo León (NL) y Tamaulipas.

Se trata del proyecto 304 LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca–Monterrey (5a convocatoria) integrado por tres obras de líneas de transmisión (LT) de 428.5 km-línea y 443 km-circuito y dos de subestaciones, según se describe en la información del concurso.

Cabe recordar que en junio de 2023 la CFE lanzó un concurso internacional abierto para la contratación y ejecución de obras de la Línea de Transmisión Huasteca-Monterrey, en lo que fue la cuarta convocatoria, cuyo precio máximo lo fijó en 148.6 mdd.

La CFE indicó que el proyecto deberá ser financiado exclusivamente por la empresa que firme el contrato, por lo que no otorgará ningún anticipo ni efectuará pago alguno por ningún concepto durante el periodo de ejecución del mismo.

Asimismo, con el fin de garantizar la seriedad de la oferta, la cual deberá ser expresada en dólares estadounidenses, los concursantes tendrán el compromiso de otorgar una garantía con un valor de 3.8 mdd y con una vigencia de 180 días naturales contados a partir de la fecha original del acto de la presentación de ofertas, advirtió la empresa.

La CFE también indicó que en el precio del contrato el concursante deberá reflejar todos los costos que se originen por el desarrollo de las actividades de ingeniería y capacitación, suministro de materiales, ejecución de las obras civil y electromecánica, pruebas y servicios de cualquier naturaleza necesarios para la culminación del proyecto, así como la obtención de derechos inmobiliarios, impuestos y demás contribuciones fiscales que se causen en los tres niveles de gobierno, cuotas de seguridad social y al sistema de ahorro para el retiro, Infonavit y demás prestaciones.

Para la realización del proyecto con contrato de obra llave en mano a precio alzado e identificado con el número CFE-0003-CACOA-0007-2024, la empresa productiva del Estado afirmó que cuenta con las autorizaciones necesarias para llevar a cabo la obra, incluyendo, sin limitar, la aprobación de su Consejo de Administración, la autorización de la Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2014 y el cual se actualizará en caso de que la adjudicación sea en otro ejercicio presupuestal. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024



En el sexenio los campos nuevos de PEMEX crecieron 575%

De los 54 nuevos campos, 31 son marinos y 23 terrestres.

En este sexenio, **Petróleos Mexicanos (PEMEX)** puso en producción 54 nuevos **campos**, este número es 575% mayor, comparado con los ocho que se desarrollaron en la administración pasada, lo que además les permitió frenar la declinación e incrementar la producción, así lo aseguró el director general de la empresa, [Octavio Romero Oropeza](#).

“Todo ello ha permitido que hoy, la tercera parte de nuestra producción provenga de los nuevos campos incorporados. Ello ha implicado una sustantiva reducción en el tiempo que transcurre entre el descubrimiento y el desarrollo de un campo, pasando en promedio de 60 a 12 meses, es decir, a la quinta parte del tiempo”, aseguró el funcionario.

En el sexenio los campos nuevos de PEMEX crecieron 575%

De los 54 nuevos campos, 31 son marinos y 23 terrestres, lo cual es resultado de la nueva estrategia de exploración y producción que ha permitido que estos desarrollos aporten más de 560 mil barriles diarios, lo que es equivalente a más de la tercera parte de la producción total actual.

El avance de la nueva estrategia deriva de una perforación de un mayor número de pozos, los cuales ahora son más profundos y de mayor complejidad, así como la construcción de estructuras marinas ligeras y relocalizables, que han disminuido tiempos, costos y recursos.

La empresa productiva del Estado, también han instalado un mayor número de ductos, incorporándose un total de mil 367 kilómetros, además se diseñaron polos de desarrollo o “**clusters**” que permiten aprovechar la infraestructura existente y optimizar inversiones.

En estos seis años la **petrolera** adquirió 18 nuevos equipos de perforación y modernizó 15 equipos existentes, además de adoptar prácticas de producción temprana en pozos marinos y terrestres.

Todo lo anterior permitió que, durante el segundo trimestre de 2024, la producción total se ubicara en un promedio de 1.78 millones de barriles diarios, lo cual, aseguró **Romero Oropeza** que está en concordancia con la línea estratégica de producir el volumen suficiente de petróleo para satisfacer la demanda del sistema de refinerías.

“**PEMEX** se encuentra lista para enfrentar nuevos retos, toda la cadena de valor presenta cambios muy relevantes respecto a la condición en la que se recibió. Con los esfuerzos realizados, hoy tenemos una empresa productiva del Estado más fuerte, con mejor infraestructura y con perspectivas positivas”, concluyó el director general. El Heraldo

TotalEnergies vende sus acciones de Total Parco en Pakistán

TotalEnergies venderá su 50% de Total PARCO Pakistan a Gunvor Group, alineándose con su estrategia de crecimiento selectivo en mercados clave. La marca continuará operando en Pakistán.

TotalEnergies ha firmado un acuerdo para vender su participación del 50 % en Total PARCO Pakistan Limited (TPPL) a Gunvor Group, una empresa líder mundial en el comercio de materias primas. La transacción refleja la estrategia selectiva de TotalEnergies en marketing y servicios centrada en geografías clave con oportunidades de crecimiento y transición.

TPPL es una empresa conjunta 50/50 entre TotalEnergies Marketing and Services y Pak-Arab Refinery Limited (PARCO) en Pakistán con una red minorista de más de 800 estaciones de servicio, logística de combustible y actividades de lubricantes.

La nueva entidad continuará su negocio minorista bajo la marca existente “Total Parco” y su negocio de lubricantes bajo la marca “Total” durante cinco años en Pakistán, y seguirá atendiendo a sus clientes.

La adquisición queda sujeta a la autorización de las autoridades pertinentes y a los acuerdos relacionados. OGM



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024

6

En declinación 34 % de los campos petroleros en México

Son 220 campos de un total de 642 que han comenzado su etapa de declinación, expuso la CNH

Poco más de la mitad de los campos de hidrocarburos de México son maduros y experimentarán una “inevitable declinación natural” causada por la extracción diaria de petróleo y gas, consideró la **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)**.

A pesar de que tienen reservas sustanciales, agregó, 347 campos, o **54 por ciento de un total de 642**, están en mantenimiento o presentan declinación en su producción.

De los 347 campos, 127 son los que se encuentran en mantenimiento, mientras que los 220 restantes están en etapa de declinación, representando estos últimos el **34.2 por ciento del total**.

“Si bien existen aún grandes oportunidades de desarrollo, el 54% de los campos mexicanos son campos maduros que, a pesar de tener reservas sustanciales, experimentarán una inevitable declinación natural causada por la extracción diaria de hidrocarburos”, explicó.

Actualmente, México cuenta con otros 156 campos con Recursos Contingentes asociados a factores técnicos y/o económicos y 11 son nuevos descubrimientos, ambos grupos incorporando recursos y reservas.

Además, están otros 61 campos que están por incorporarse a producción en los próximos años, más otros 67 que se encuentran en etapa de desarrollo inicial.

Estado de los campos con reservas y recursos en México

“Para mantener una constante incorporación de Reservas por descubrimientos y con ello atender la demanda energética de la Nación, se tendrán que explotar otros campos con características más complejas, implementar procesos y tecnologías, incrementar la recuperación secundaria y terciaria, así como fortalecer las actividades de exploración”, recomendó el organismo.

Caída de la producción después de 2029

En sus proyecciones, con base a información proporcionada por **Petróleos Mexicanos (Pemex)** y **las demás empresas privadas** que operan en el país, la CNH prevé que a partir de 2030 México **comenzará una paulatina y constante declinación** en su producción de aceite, para **romper el piso del millón de barriles diarios promedio en 2040**.

Según el pronóstico de la Comisión, la producción nacional alcanzará su pico máximo **en 2029** cuando llegue a los **2.5 millones de barriles**.

Aceites ligeros y condensados

La CNH reconoció que con los recientes descubrimientos de gas y condensados se logró incrementar la producción de aceites ligeros, de manera que al cierre de 2024 estos representarán aproximadamente **40 por ciento** de la producción nacional.

“Además, se prevé la incorporación de campos con calidad API mayor a 24 grados, lo que permitirá que los fluidos de mejor calidad (medianos a superligeros) superen la producción de aceites pesados en el corto plazo”, añadió.

Por lo pronto, ante la necesidad de mantener los ritmos de extracción actuales, se han tomado acciones, como el desarrollo desde hace ya unos años de campos con características más complejas, como los de aceite extrapesado, en los que México tiene grandes Reservas.

Al respecto, la CNH indicó que actualmente los campos de aceite extrapesado aportan cerca de **100 mil barriles diarios** a la producción nacional y se estima que alcanzarán **más de 350 mil para 2030**.

Numeralia

- **23,146 millones** de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) en reservas totales, (al 01/01/2024).
- **112,900 mmbpce** en recursos prospectivos.
- **6,341 mmbpce** en recursos contingentes (al 30/09/2023).
- **1'840,118** barriles diarios de extracción de hidrocarburos líquidos (al 30/06/2024).
- **3,819 millones** de pies cúbicos diarios de producción de gas natural (al 30/06/2024).
- **412** asignaciones de Pemex.
- **108** contratos de privados y Pemex.
- **9,598 millones** de dólares de la comercialización de hidrocarburos del Estado en contratos de producción compartida.
- **325 mil millones** de dólares comprometidos en los planes de exploración y extracción aprobados y en ejercicio.
- **19,460 millones** de dólares en contenido nacional. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

9 de agosto de 2024



Falta de inversión en generación y transmisión, motivo de apagones

Las inversiones y la adición de nueva capacidad cayeron entre los periodos 2013-2018 y 2019-2024, encontró el IMCO

Más allá de los eventos climáticos, la razón por la cual se han presentado apagones en distintas zonas del país **es la falta de inversión en generación eléctrica y en redes de transmisión, encontró el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO).**

De acuerdo con el organismo, en el periodo de 2019 a 2024 se autorizaron inversiones en energía eléctrica que **equivalen apenas a 24.5 por ciento** de las que se aprobaron entre 2013 y 2018.

En el primer periodo, las inversiones alcanzaron los 54,495.5 millones de dólares, que descendieron a **13,349.8 millones para el segundo**, estimó el Instituto con base en datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Esto también se tradujo en una significativa reducción de la capacidad autorizada en uno y otro plazo, ya que pasó de los 37,544.4 megawatts (MW), **a los 11,620.1 MW, una caída de 69 por ciento.**

“Entre 2013 y 2024, se autorizó la instalación de nuevas centrales eléctricas por un total de 49 mil 164.5 nuevos MW en territorio nacional. De este total, en julio de 2024, 30 mil 986.7 MW (63%) se encontraban en operación, el resto en construcción o por iniciar obras. De esta cantidad, 27 mil 838 MW corresponden a permisos otorgados entre 2013 y 2018, mientras que 3 mil 149 a permisos otorgados entre 2019 y 2024”, apuntó el IMCO.

De la misma forma, el porcentaje de la capacidad de energía limpia nacional se redujo de 64.4 puntos, **a 48.7 en el comparativo.**

Infraestructura de generación en México

Las entidades más y menos beneficiadas

En el estudio [“México ante los déficits eléctricos”](#), el IMCO presenta un análisis de las adiciones de capacidad instalada en cada entidad de la República entre 2013 y 2024 que muestra, por ejemplo, que mientras Sonora concentra la mayor capacidad adicionada, **Guerrero y Colima no recibieron autorizaciones para instalar nueva capacidad.**

“Entre 2013 y 2024, Sonora, Nuevo León y Tamaulipas fueron las tres entidades donde se otorgaron más permisos para instalar nueva capacidad de generación eléctrica. Sonora está a la cabeza con 5 mil 375.7 nuevos MW autorizados, seguido de Nuevo León con 5 mil 066.8 y de Tamaulipas con 3 mil 797.7. Por su parte, Guerrero y Colima no recibieron nuevas autorizaciones para instalar capacidad, mientras que Michoacán 23 MW, seguido de Nayarit con 52 MW y Chiapas con 61.3 MW”, detalla.

Nuevos MW autorizados por la CRE 2013-2024

Recomendaciones

En este escenario, el IMCO bajo la dirección de **Valeria Moy** propone garantizar la independencia de la CRE tanto del Gobierno federal, como de los privados; permitir las asociaciones de la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** con privados para proyectos de generación eléctrica, y fortalecer a las agencias estatales de energía como promotores de inversiones en generación eléctrica en las entidades federativas. EAD