

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de mayo de 2023



1

Hacienda aprieta pero no ahorca a Pemex

La sentencia del gobierno de México ha sido muy clara: este año no le va a inyectar más capital a Pemex para que pague sus deudas.

El subsecretario de Hacienda, Gabriel Yorio, lo ha dicho varias veces en las últimas semanas.

Y ha fundamentado su declaración con un dato: la reducción de la tasa de participación (del gobierno) en las ganancias de Pemex del 65% previo al actual 40%, le da un margen amplio a la empresa para pagar sus deudas.

Llama la atención la advertencia del funcionario porque se registra justo en el momento en que los datos de la petrolera al tercer trimestre del año arrojan una caída en sus utilidades, menores ingresos y abultados compromisos de pago de deuda para este año.

Aunque el discurso oficial ha sido enfático en que el gobierno mantendrá el apoyo a Pemex, parece que tendrá sus matices. Hasta el año pasado el gobierno le inyectó una cifra superior a los 35 mil millones de dólares.

Pemex, registra una deuda de 107 mil 387 millones de dólares que representa el 6.3 por ciento del Producto Interno Bruto (PIB) del país.

Y tendrá que pagar 18 mil millones de dólares de su deuda antes de que termine el año.

De acuerdo con datos del IMCO, (Pemex) deberá pagar el 16.9 por ciento de su deuda entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2023.

Todavía más preocupante, de acuerdo con el mismo organismo de análisis, entre enero del año 2024 y el 31 de marzo del 2027, Pemex tendrá que pagar una tercera parte de su deuda total, equivalente a 34.4 mil millones de dólares.

En el primer trimestre de 2023, Pemex ya tuvo que pagar 38 mil 200 millones de pesos por concepto de intereses, comisiones y otros gastos relacionados con sus obligaciones financieras.

Esa cantidad representa un promedio de 12.7 mil millones de pesos al mes o 424.2 millones de pesos al día.

Y es un monto 29.4 por ciento mayor al observado en el mismo periodo de 2022, por lo que representa la segunda mayor cantidad de recursos destinada a este concepto para un periodo enero-marzo en los últimos 13 años, según el IMCO.

Otro dato que da idea de la dimensión de los recursos que Pemex destina al pago de sus deudas es el que pagó la empresa entre enero de 2011 y marzo de 2023, por un total acumulado de 1.26 billones de pesos tan solo de intereses.

Por otra parte, Pemex reportó una caída del 53.6% en sus utilidades al primer trimestre de este año al registrar sólo 56 mil 735 millones de pesos frente a los 122 mil millones de pesos del mismo periodo del año pasado.

El secretario de Hacienda, Rogelio Ramírez de la O, ha dicho que el gobierno siempre va a estar atrás de Pemex.

Y ha aclarado que por ley el gobierno mexicano no puede garantizar la deuda de Pemex porque se necesitaría una reforma constitucional, pero el gobierno está en posición de seguir apoyando a Pemex.

Sin embargo, también ha señalado que por instrucción presidencial, Hacienda retroalimenta a Pemex en temas que es necesario desarrollar y reordenar.

En otras palabras, Ramírez de la O y su equipo están supervisando muy estrechamente el manejo de las finanzas de Pemex.

Y en esa medida, es que, como ya lo advirtieron, la apoyarán, pero vigilarán que con el amplio margen fiscal que el gobierno le está dando, cumpla con el pago de sus deudas.

O sea que Hacienda aprieta, pero no ahorca. A ver. El Economista

8 de mayo de 2023



2

Mezcla mexicana de petróleo cae 13% en 2023 por temor a recesión en EU

Los futuros del crudo ya suman tres semanas consecutivas de pérdidas, después de que los mercados registraran drásticas caídas por el temor al debilitamiento de la economía estadounidense y la ralentización de la demanda china.

El precio de **mezcla mexicana de petróleo crudo** para exportación ha bajado 12.90% en lo que va del 2023, pasando de 69.71 a 60.72 dólares por barril, debido a los temores de que baje la demanda de combustibles por una recesión en Estados Unidos.

Por su parte, el europeo **Brent del Mar del Norte** cae 12.35% en el año, de 85.91 a 75.30 dólares por barril, mientras que el crudo estadounidense **West Texas Intermediate (WTI)** pierde 11.11%, de 80.26 a 71.34 dólares.

Una [recesión económica en Estados Unidos](#), que los expertos estiman que podría llegar en el último trimestre de este año, tendría como consecuencia una baja considerable en la demanda de combustibles en el país, que es el principal consumidor de crudo en el mundo.

Es por ello que las perspectivas sobre la economía estadounidense han generado una presión a la baja sobre el precio de la materia prima.

El viernes, los **petroprecios** subieron, pero eso no fue suficiente para revertir la pérdida semanal.

Los **futuros del crudo** ya suman tres semanas consecutivas de pérdidas, después de que los mercados registraran drásticas caídas por el temor al debilitamiento de la economía estadounidense y la ralentización de la demanda china.

El **Brent** subió el viernes 3.9%, a 75.30 dólares el barril, mientras que el **West Texas Intermediate** en Estados Unidos ganó 4.1%, a 71.34 dólares, tras cuatro días a la baja que llevaron al contrato a mínimos vistos por última vez a fines de 2021, de acuerdo con datos de la agencia Reuters.

Petróleos Mexicanos (Pemex) no publicó el viernes el dato de la **mezcla mexicana** por el festejo del 5 de mayo, sin embargo, en cuatro días acumuló una caída del 9.41% a 60.72 dólares el barril.

El **WTI** retrocedió 7.09% en la semana, su mayor pérdida semanal desde mediados de marzo, al tiempo que el **Brent** apuntó una merma semanal de 5.33 por ciento.

El referencial **Brent** cerró la semana con un descenso cercano al 5.3%, mientras que el WTI perdió 7.1%, pese al rebote del viernes.

Es la primera vez desde noviembre de 2022 que los tres contratos encadena tres semanas consecutivas a la baja.

"Más que por los fundamentos subyacentes, el frenesí vendedor de la semana pasada ha estado impulsado por las preocupaciones sobre la demanda vinculadas a los riesgos de recesión y a la tensión del sector bancario estadounidense", dijo Stephen Brennock, de PVM. "El resultado es que hay una gran desconexión entre los balances y los precios del crudo".

Analistas de Commerzbank también dijeron que las preocupaciones sobre la demanda de petróleo son exageradas y esperan una corrección al alza de los precios en las próximas semanas.

Un informe sobre el empleo en Estados Unidos ayudó a mitigar temores de una desaceleración económica, estimulados en parte por los temores bancarios. Los inversionistas esperan que la Reserva Federal suspenda las alzas de tasas en junio.

En China, la actividad fabril se contrajo inesperadamente en abril, debido a la caída de los pedidos y a la escasa demanda interna. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de mayo de 2023



Mejora rentabilidad en FIBRA E de la transmisión de la CFE

CFECapital afirmó que por el desempeño de CFE Transmisión, la rentabilidad anualizada de la CFE FIBRA E por dividendos fue de 12.05 por ciento.

La filial administrativa de la Comisión Federal de Electricidad, **CFE**Capital, en presentación con inversionistas, mostró los resultados obtenidos en el primer trimestre de 2023, en los que afirmó que por el desempeño de **CFE Transmisión**, la rentabilidad anualizada de la **CFE FIBRA E** por dividendos fue de 12.05%, cifra superior al 7.51% registrado por el índice de FIBRAS mexicanas (FBMEX) para el mismo periodo.

En el primer trimestre de 2023, el sector registró un nuevo máximo en los volúmenes de energía transportados a través de la **Red Nacional de Transmisión (RNT)**, al mostrar un incremento del 3.82% respecto al mismo periodo en 2022 y de 7.72% con respecto al 2021, superando las expectativas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica establecidas en el Programa para el Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (**Prodesen**) 2022-2036 de la Secretaría de Energía (Sener).

Estas proyecciones estaban estimadas en un rango del 2.3% al 3.2 por ciento.

La distribución a los inversionistas durante el primer trimestre de 2023 relacionada a los ingresos del sector de transmisión entre diciembre de 2022 y febrero de 2023, correspondió al periodo de menor demanda de energía eléctrica del año, dada la estacionalidad del sector.

Sin embargo, aún en dicho contexto la **FIBRA E** alcanzó la distribución esperada para los 853,195,411 certificados bursátiles en manos del público inversionista.

El jefe de la Unidad de Estrategia y Regulación de CFE Transmisión, **Manuel Mujica Díaz**, señaló que CFE Transmisión cuenta con un presupuesto que permitirá continuar con el mantenimiento a las instalaciones y la ampliación de la RNT, con más líneas de transmisión y subestaciones.

Al evento asistieron inversionistas y analistas de índole nacional e internacional. Además, se contó con la participación tanto de los consejeros Independientes del Fideicomiso Promovido y de la CFE FIBRA E, como de representantes de la CFE y de CFE Transmisión.

La directora general de CFECapital, Carmen Serdán Banda, aseguró que CFE Transmisión ha llevado a cabo proyectos de infraestructura para preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. El Economista

Deuda de Pemex es más grande que la de Shell, bp y Exxon juntas

La deuda de Petróleos Mexicanos alcanzó al cierre del primer trimestre de este año un total de 107 mil 387 millones de dólares, lo que representó una disminución intertrimestral de 0.3 por ciento.

Pemex se mantiene como la petrolera más endeudada del mundo, y para dimensionar el tamaño de la cuenta que tiene por pagar a los mercados financieros, **este monto es superior al de la suma de la deuda de las petroleras Shell, bp y Exxon.**

Al cierre del primer trimestre de este año, la deuda de Shell se ubicó en 44 mil 200 millones de dólares, mientras que la de la compañía británica bp cerró en 21 mil 232 millones de dólares y la de Exxon concluyó los primeros tres meses del año en 39 mil 150 millones de dólares.

En conjunto, la deuda sumada de estas tres petroleras se ubicó en 104 mil 582 millones de dólares, dos mil 805 millones de dólares menos que la de Pemex.

También tienen mejores ganancias

Las cuatro compañías comparadas tuvieron ganancias durante el primer trimestre del año, pero las petroleras internacionales superaron con creces los resultados de la compañía nacional.

Al cierre del primer trimestre, la utilidad neta de Shell se ubicó en nueve mil 600 millones de dólares, mientras que en Exxon el resultado positivo se ubicó en 11 mil 430 millones de dólares y el de bp alcanzó ocho mil 218 millones de dólares.

En Pemex también se logró una ganancia neta durante el primer trimestre del año; sin embargo, esta ascendió a apenas tres mil 134 millones de dólares, y representó una caída de 53 por ciento en relación con el mismo periodo del año anterior, en sentido contrario a los incrementos en las ganancias de las petroleras privadas. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de mayo de 2023

4

En la nueva nacionalización, más capital privado que CFE

Desde el día 1 había indicios de que la “nueva nacionalización” del sector eléctrico tenía componentes privados. Mexico Infrastructure Partners, la entidad a la que Iberdrola le está vendiendo las 13 centrales eléctricas, es un administrador de fondos privado.

Y, aunque sea controlado por el gobierno, el Fonadin, la entidad pública que aportaría los recursos tiene la misión declarada de “maximizar y facilitar la movilización de capital privado”.

Los datos se han ido acumulando. Unos días después, Rogelio Ramírez de la O, secretario de Hacienda, dejó ver desde Palacio Nacional que los inversionistas institucionales (privados) aportarían un 49% del equity de la nueva plataforma.

Pero, hasta la entrevista de la semana pasada del subsecretario Gabriel Yorio con Bloomberg en Nueva York, no había quedado claro que el gobierno quiere que todo “esto sea un instrumento de mercado”.

Yorio le dijo a Shery Ahn que “la estructura de financiamiento para la transacción con Iberdrola es una que depende de equity y deuda privada”. Hasta ahí podría haber lugar a dudas sobre la parte del equity. Pero inmediatamente aclaró: “equity privado y deuda privada”.

Esto significa que “el gobierno mexicano está aportando fondeo puente, o un préstamo puente en esta –yo la llamaría– primera etapa del proyecto”. Sin embargo, “eventualmente queremos tener un vehículo de propósito específico que pueda aprovechar el mercado local o los mercados internacionales”. En otro momento acotó que Hacienda está “usando el rol del gobierno mexicano como un inversionista para dar un puente al préstamo”. No fuera nadie a malinterpretar que aquí iba a haber un despliegue permanente de recursos del gobierno...

Es la inversa a la estrategia que Hacienda ha seguido con Pemex. Para construir Dos Bocas, el gobierno le está transfiriendo los recursos a Pemex.

El equity de Dos Bocas va a ser de Pemex. Lo mismo con Deer Park. El título de propiedad del activo no es de Fonadin; mucho menos de administrador privado de fondos. Es de Pemex.

La timidez del gobierno en la transacción de Iberdrola también contrasta con el arrojo de su apoyo irrestricto hacia Pemex. “Esta Administración es probablemente la que tiene más compromiso con Pemex”, presumió el mismo Yorio en la entrevista con Bloomberg.

“Estaremos ahí si Pemex encuentra dificultades”. Fue particularmente claro en decir que no sólo pensaba en términos de transacciones para el manejo conjunto de pasivos (joint liability management transactions). “He aprendido que con Pemex tiene que haber varias medidas (de apoyo), no sólo una”.

Regresando a la transacción con Iberdrola, depender del respaldo de inversionistas privados tiene implicaciones significativas para el cierre de la transacción, que no queda claro que esté tan cerca de ocurrir.

Si efectivamente se necesita levantar 6,000 millones de dólares (o algún monto comparable) de los mercados, etiquetándolos específicamente a la ‘nueva nacionalización’, los elevados múltiplos EBITDA que parecen implícitos en la valoración de los activos son apenas uno de los retos significativos a superar. Pero se necesita más detalle público para poder profundizar en el análisis.

Por ahora, lo más notable es el rol tan pequeño al que quedó relegada la CFE. No sólo no pudo, o no la dejaron, comprar el portafolio de activos mexicanos de la empresa española que más criticaba. Si efectivamente acaba como la operadora de esos activos, va a terminar efectivamente empleada por el capital privado que sí pueda. Es bastante irónico.

Darles a inversionistas privados el equity de activos que operaría el gobierno suena a la forma más extrema —y quizás menos conveniente— de privatización que cualquiera pudiera imaginar. El Economista

8 de mayo de 2023



5

Evergo duplicará a US400 millones su inversión en México

Ante el boom en la electrificación, la plataforma de estaciones de carga para vehículos eléctricos planea construir 15,000 puertos de carga en todo el país, focalizándose en las zonas urbanas, centros comerciales y corredores.

Evergo, la plataforma de estaciones de carga para vehículos eléctricos, modificó sus planes de inversión en México -tanto sólo medio año- y anunció que duplicará el monto de 200 millones de dólares a 400 millones de dólares, para instalar el corredor de centros de recarga de frontera a frontera.

Daniel López, director comercial de Evergo, explicó que construirán cuatro fases de estaciones de carga en un lapso de 10 años, focalizándose en las zonas urbanas, centros comerciales y corredores que atiendan a las empresas que han adquirido flotas de vehículos eléctricos.

En entrevista con El Economista, López lamentó que en México no existen planes para instalar una planta de energía renovable para abastecer a los cargadores, pues “dependemos del desarrollo de política pública para analizar ese tipo de inversión”, la cual ronda en 1,000 millones de dólares, como la recién anunciada en República Dominicana.

Vamos a construir 15,000 puertos de carga en todo México y nuestro proyecto se divide en cuatro fases, que atienden a las zonas urbanas y ciudades que están hasta 150 kilómetros, 300, 500 y más de 750 kilómetros. Estamos trabajando en el proyecto a 10 años”.

Daniel López sostuvo que el negocio de la venta de autos eléctricos ya no solo es una tendencia, es una realidad en el mundo y México, en el que las mismas armadoras han modificado su plataforma de producción y los distribuidores también, en tres años, comercializarán 50% de autos verdes y el resto de combustión.

Por ello, agregó: “En noviembre (pasado) nuestra inversión era por 200 millones de dólares, hoy (mayo del 2023) se ha duplicado y anunciamos la inversión por 400 millones de dólares para los próximos 10 años y conforme se vaya agrandando el mercado, esto puede variar”.

Boom en vehículos eléctricos

“Va haber un boom en la comercialización de autos eléctricos”, insistió el director comercial de Evergo, compañía que opera en 10 países, pero -dijo- México es el modelo de negocio a seguir que estamos replicando en estos, pues se presenta la diversificación de flotas del comercio electrónico, como la reciente adquisición de la empresa de logística 99 minutos con JAC que provee de unidades, así como de transporte público.

“Lo que impulsa la electromovilidad es la política pública en el mundo, tanto en Europa como en Estados Unidos, es que países prohíban la venta de autos de combustión y esto ha acelerado que las plantas de manufactura se transformen en eléctricos, aunque en México no tengamos la legislación, el mercado ya nos ganó y el siguiente paso es que la mitad de las ventas van a ser 100% eléctricos y ese es el parteaguas que creemos que habrá un boom en la comercialización de autos eléctricos”, expuso.

Recordó que la empresa de estaciones de recarga de electricidad comenzó el negocio en México durante el 2018, cuando se comercializó un modelo, el Leaf de Nissan, después BMW con el i3, y posteriormente se vino la ola de los anuncios sobre electromovilidad, que ha detonado más de 150 vehículos totalmente eléctricos disponibles al mercado.

Esto obliga a Evergo a implementar una estrategia de estaciones de carga que conecta de frontera a frontera de México. Un corredor que parte de la Ciudad de México a Acapulco, Guerrero; extender el corredor de CDMX que va a San Luis Potosí, para llevarlo a Monterrey, Nuevo León. Otro de Puebla llevarlo a Veracruz y el que va a Guadalajara. Así como en el Sureste, que pase por Mérida y Cancún, además de zonas turísticas, y finalmente, en la frontera norte que pase por Sonora.

En el caso de México, el 30% de la energía que usa Evergo proviene de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de energías renovables. El Economista

8 de mayo de 2023

6

CRE insistiría en otorgar CEL a plantas antiguas de la CFE

Comisionado pide que se contabilice toda la energía limpia producida en el país para el otorgamiento de los instrumentos.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) podría reabrir el debate sobre el otorgamiento de certificados de energía limpia (CEL) a las plantas generadoras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ya que discutirá los criterios para el 2021 y una fracción del regulador quiere modificaciones que son posibles a nivel de implementación administrativa o legal, si existe tiempo en este sexenio.

“Es importante que comencemos a contabilizar toda la energía limpia que deriva de nuestro sistema energético, como lo marca el artículo 3, fracción 22, de la Ley de la Industria Eléctrica, y hacer que estos instrumentos de Certificados de Energía Limpia dejen de ser instrumentos para la recuperación de inversiones, además de la venta de potencia y energía, y pasar a ser mecanismos que garanticen el asentamiento de inversiones o de nuevas inversiones en nuestro país”, expuso el comisionado Ángel Jiménez en la última sesión extraordinaria que ha llevado a cabo el regulador, donde se aprobó el criterio para la asignación de los CEL disponibles en la cuenta de la CRE, correspondientes al año de obligación 2021.

Un CEL es un título emitido por la CRE que acredita la producción de energía limpia (que no emite gases de efecto invernadero) con el que se capitaliza a una planta construida a partir del 2015 mediante su venta a generadores y consumidores de fósiles. Para el 2021, la obligación de todos los participantes en el sector eléctrico nacional fue que 10.9% de la energía sea generada mediante fuentes limpias y a partir del 2022, de 13.9%, según la Ley de Transición Energética.

Quienes intercambian CEL tienen dos años para llevar a cabo sus transacciones, porque pueden diferirlas en este lapso en porcentajes establecidos en acuerdos de las autoridades, por lo que apenas se discutirá este tema en la CRE para los últimos dos años.

Los CEL han sido objeto de controversia porque en el último ejercicio de otorgamiento, sus precios que oscilaron los 23 dólares por megawatt en cada título (para un mercado de 4 millones de CEL en 2018) se basaron en los precios de las subastas de largo plazo que condujo el gobierno antes de esta administración y que fueron canceladas. Por ello, se trató primero de cambiar su criterio de otorgamiento para permitir que plantas de energía limpia anteriores a la reforma (que son principalmente de la CFE) pudieran beneficiarse vendiendo títulos en este mercado, modificando la Ley de la Industria Eléctrica, que los define, cambio que fue aprobado en el Congreso pero suspendido por un juzgado que defendió un amparo.

Luego, se intentó que salieran completamente de la ley, en la reforma a los Artículos 25, 27 y 28 Constitucionales, que no logró la aprobación de la mayoría calificada de los legisladores.

Por tanto, el mercado de CEL sigue vigente y corresponde a la Secretaría de Energía establecer sus condiciones de viabilidad y a la CRE verificar que se lleve a cabo y regularlo.

Así, aunque la Constitución y la Ley de la Industria Eléctrica no se pudieron modificar, se pueden publicar acuerdos para frenar la implementación de este mercado y para beneficiar a la CFE. También se puede cambiar la Ley de Transición Energética —con mayoría simple en el Congreso— y reducir las obligaciones de los compradores para presionar a que se bajen los precios y desaparezca el mercado.

En 2021, 37.5% de la energía producida por la CFE fue catalogada como limpia y fue principalmente generada mediante sus plantas hidroeléctricas, la nucleoelectrica de Laguna Verde y sus geotermoeléctricas. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de mayo de 2023

7

Litio revive debates sobre rol del Estado en América Latina

Países como Bolivia y México han anunciado la nacionalización del litio mientras que Chile busca que el Estado controle el 51% de los futuros proyectos; analistas ven poco probable que estas medidas aumenten la inversión.

¿Qué hacer con todo el litio? ¿Venderlo al mejor postor? ¿O tal vez prohibir las exportaciones? ¿Qué tal establecer un cartel de litio para asegurar un alto precio?

Estas preguntas son ahora complicadas de responder para un grupo de países latinoamericanos que descubrieron que albergan enormes depósitos de un mineral fundamental para un futuro libre de carbono.

Chile, Argentina y Bolivia, en conjunto, dan cuenta del 61% de los recursos mundiales identificados de litio, esencial para las baterías de iones de litio que alimentarán los vehículos eléctricos y acabarán con los motores de combustión interna.

Esta abundancia vuelve a plantear un desafío que América Latina ha enfrentado en reiteradas ocasiones, desde cuando la riqueza provenía del guano peruano y el caucho brasileño hasta cuando se generaba con el gas natural boliviano y el petróleo mexicano.

¿Cómo aprovechar los recursos naturales para lograr una prosperidad sostenida y generalizada?

Los Gobiernos de la región aún no lo saben. Sin embargo, de cierta forma, comparten un sueño, y no es convertirse en productores de litio; sino en exportadores de automóviles de última tecnología.

La esperanza tiene fundamentos. “Tiene que ser muy frustrante”, dijo Douglas Irwin, experto en comercio de Dartmouth College. “No quieren ser la periferia que suministra las materias primas para el desarrollo industrial de otro lugar”.

El papel de los gobiernos

La industria del litio de América Latina va a tener un gran componente gubernamental. Bolivia, que alberga los depósitos de litio más grandes del mundo, nacionalizó su suministro en 2008 y luego exigió el control del Estado sobre su extracción y procesamiento. México nacionalizó el litio el año pasado y anunció que el mineral solo podría ser extraído por empresas conjuntas con control mayoritario del Estado.

La medida más relevante hasta ahora es que Chile, el mayor productor de litio del hemisferio, donde dos mineras privadas produjeron más de 200,000 toneladas de carbonato de litio el año pasado, anunció en abril que también exigiría que el Estado controle el 51% de los futuros proyectos

Al final del día, a los países sudamericanos que se encuentran lejos de los principales mercados o centros de fabricación les resultará difícil insertarse en el desarrollo de vehículos eléctricos y baterías. Además, un esfuerzo exagerado podría resultar contraproducente.+ El Economista

