TB Cargo
Compromiso Logístico

Según la secretaria de Energía, Flavia Royón

"El Proyecto Argerich puede modificar la historia de YPF"

Página 4

TB Cargo
www.tbcargo.com
company/tbcargo

Energía&Negocios Internacional

Año XXVIII N° 316 - Fundado en 1995 - Noviembre de 2022 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio $ 250

Argentina en un escenario económico complicado

Página 2

Dentro del complejísimo panorama geopolítico mundial, se inserta la Argentina con sus buenas y malas noticias: aumento de la producción de crudo y gas, el proyecto de ampliación de la capacidad de transporte y la puesta en marcha del Plan Gas IV y Plan Gas V auguran el cese de las importaciones de GNL –para 2024— lo que permitirá al país un fuerte ahorro de divisas. Los montos que en el futuro no se destinen a la compra de GNL y que no se apliquen en la imbricada segmentación tarifaria tendrán otro destino: los vencimientos de la deuda para la próxima gestión de gobierno, que tendrá una pesada agenda macroeconómica, todo ello en un mundo cambiante e imprevisible

Análisis de S. Scheimberg y S. Manzi

Gas: Menor demanda en agosto

Página 5

Demanda de electricidad bajó en setiembre 0,6 % promedio, pero 2,2 % en el AMBA

Página 12

Según el informe anual de la OPEP ampliada

La industria petrolera necesitará US$ 12,5 billones hasta 2045

Página 16

Royón: "Saldar las deudas con Cammesa es crucial para el Sistema Eléctrico"

Página 14

La energía se está reinventando,
Total evoluciona a TotalEnergies.

TotalEnergies

Sarmiento 1889 Piso 2 CABA, (1044) Argentina, Capital Federal - 4371-0010 / 4371-0069

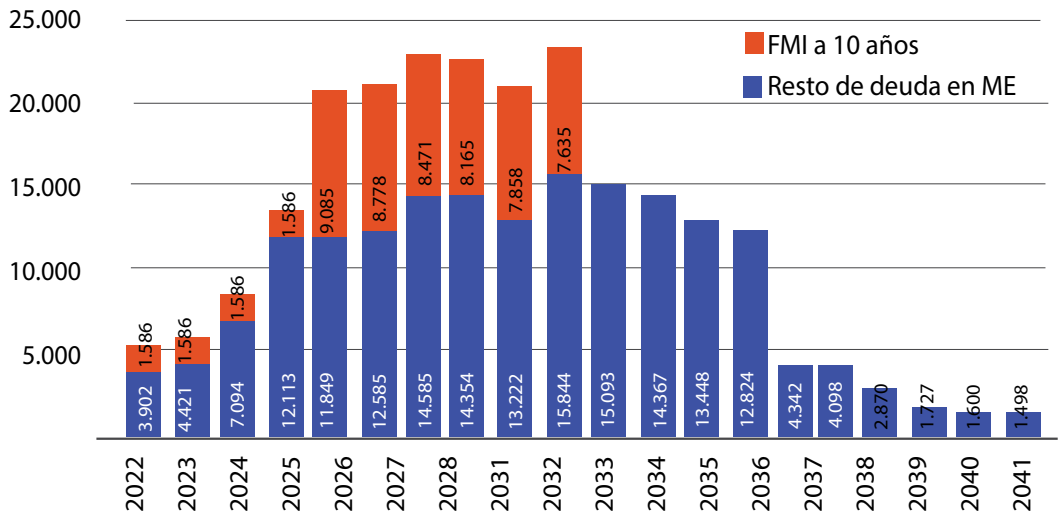
PETRÓLEO & GAS

Algunos indicadores se muestran positivos pero las perspectivas macro, por la falta de dólares, sumado al clima internacional, auguran un futuro tormentoso

Argentina en un escenario económico complicado

Dentro del complejísimo panorama geopolítico mundial, se inserta la Argentina con sus buenas y malas noticias: aumento de la producción de crudo y gas, el proyecto de ampliación de la capacidad de transporte y la puesta en marcha del Plan Gas IV y Plan Gas V auguran el cese de las importaciones de GNL –para 2024— lo que permitirá al país un fuerte ahorro de divisas. Los montos que en el futuro no se destinen a la compra de GNL y que no se apliquen en la imbricada segmentación tarifaria tendrán otro destino: los vencimientos de la deuda para la próxima gestión de gobierno, que tendrá una pesada agenda macroeconómica, todo ello en un mundo cambiante e imprevisible

Perfil de vencimiento de deuda pública bruta en moneda extranjera al 31-12-2020 y FMI con acuerdo a 10 años, 4 años de gracia y sobretasa (en millones de dólares), 2022-2041



Fuente: elaboración CEPA en base a Ministerio de Economía y FMI.

Por María del Rosario Martínez

La historia recordará al conflicto ruso-ucraniano como el punto de inflexión del beligerante escenario geopolítico del siglo XXI.

La conflagración está provocando un crisis económica mundial con desaceleración del crecimiento, agudización de la crisis económica y política de los países de Europa (y periféricos) y el aumento de la inflación en los cinco continentes.

El alza de los precios de los hidrocarburos desató, incluso, una controversia a escala planetaria sobre el pago de impuesto a las ganancias extraordinarias en el seno de los países líderes del capitalismo global. Claro que la crisis mundial golpeará más duramente a los mercados emergentes y a las economías en desarrollo.

Las predicciones del Fondo Monetario Internacional difundidas, a mediados de octubre, señalan un año oscuro para la economía mundial y advierten que *"lo peor está por venir"*, mientras que para la Argentina proyectó una reducción del crecimiento del 4% a 2% en 2023. Afortunadamente, el FMI se ha equivoca sistemáticamente en casi todos sus pronósticos.

No obstante, para quienes piensan que la Argentina puede desarrollarse aumentando las exportaciones de litio, hidrocarburos y otros recursos exclusivamente primarios, deberian mirar por la ventanilla y respirar la realidad del mundo.

A los problemas económicos de Europa por abandonar forzadamente la zona de confort que Rusia prestaba como proveedor seguro de petróleo, gas y carbón, deben agregársele los problemas políticos en el viejo continente. La salida del Reino Unido de la Comunidad Europea debilitó la unidad de la eurozona. Los topes al precio del gas y el petróleo rusos profundizaron las divisiones con aquellos países más dependientes de los hidrocarburos.

En este entrevero, Turquía, miembro singular de la OTAN, se erige como árbitro y mediador de la situación. La decisión de Rusia de reforzar el gasoducto que lleva gas ruso a Turquía ha sido aceptada por esta última, que se convierte ahora en posible *"hub"* de gas hacia Europa. Esto augura una intensificación de los conflictos entre los países europeos y entre éstos y la dirigencia de la Comunidad Europea que responde ciegamente al gobierno norteamericano.

El objetivo de las sanciones de EE.UU. impuestas a Rusia podría lograrse al provocar una caída del PIB ruso y también aumentar su inflación a más del 20%. Sin embargo ¿serán suficientes para provocar la salida de Putin?. Nada hace pensar que esto vaya a suceder y la ex canciller alemana Ángela Merkel no se cansa de repetirlo.

El rublo se ha recuperado. Desplazó al dólar en la compraventa de los energéticos rusos mientras el sistema financiero, como la rústica mecánica soviética, viene soportando los embates, al menos en apariencia.

Cabe recordar que luego de las sanciones de 2014 Rusia se hizo más resiliente; modernizó todo su armamento y actualizó su tecnología bélica y si bien su economía se ha hecho más pobre, también se hizo más resistente. A esto debe agregarse la consolidación de una alianza con China que amenaza sustituir los petrodólares como moneda de cambio.

¿Y por casa?

Dentro del complejísimo panorama geopolítico mundial, se inserta la Argentina con sus buenas y malas noticias. Una buena: durante agosto, la producción de crudo alcanzó los 590.000 barriles diarios (Mbb/d), marcando un crecimiento del 14 % respecto al mismo mes de 2021. Por su parte, la producción de petróleo no convencional fue de alrededor de los 250.000 Mbb/d), lo que significó un incremento de 52 % más que en agosto del 2021.

Por otro lado, la producción total de gas llegó a los 141 millones de metros cúbicos diarios (MMm3/d), marcando un aumento del 5 % contra igual mes del año pasado. Mientras que la producción de gas no convencional alcanzó 80,2 MMm3/d), un 18 % más que la de agosto del 2021.

La mala noticia: se importó GNL en 41 barcos metaneros por un monto que rondó los US$ 2.900, hasta agosto, aún falta la actualización de IEASA.

La otra buena noticia, es que que ya está en marcha la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK), que permitirá sustituir importaciones de GNL y aumentar la producción de Vaca Muerta. Hay quienes sostienen que, además, la obra permitirá las exportaciones en firme, incluso durante el invierno.

La buena nueva se complementa con el anuncio del Gobierno de la puesta en marcha del Plan Gas IV que le permitirá al país un ahorro de divisas de más de US$ 28.000 mil hasta 2028 e inversiones que superarían los US$ 7.000 millones para los próximos cinco años aunque, como siempre, no trascendió el desglose de esas cifras.

En esa misma línea, el ministro Sergio Massa explicó que *"solamente para el año que viene habrá US$ 4.800 millones de ahorro de divisas por la suma de importaciones de los diversos sectores vinculados al complejo hidrocarburífero"*. En el mismo

Más de 15 años comercializando energía, con la combinación más eficiente para tu negocio
Para más información encontranos en www.energix.com.ar
EnergiX

anuncio, Massa anticipó, escuetamente, el envío al Congreso de un proyecto de Ley que creará un nuevo marco regulatorio de largo plazo para el sector hidrocarburífero.

Las obras del GNPK permitirán ampliar en un 25% la capacidad del sistema de transporte de gas natural, en tanto se construyan las dos etapas del ducto. El primer tramo irá desde Neuquén partiendo de la localidad de Tratayén hasta Salliqueló, en Buenos Aires, atravesando las provincias de Río Negro y La Pampa y el segundo, desde Salliqueló hasta San Jerónimo, cerca de Rosario, Santa Fé. Además, se impulsaron las obras complementarias, como el Gasoducto Mercedes-Cardales, de 73 kilómetros, y el Neuba II, de 29 kilómetros.

Según los expertos en energía, el primer tramo de la obra, per sé, no impedirá que continúen las importaciones de GNL. Con el primer tramo contraído reducción de las compras rondaría los 20 MMm3/d de los 40 MMm3/d que se importan en el invierno, pero estará listo para fines de junio del próximo año, por lo que deberá preverse que se importará GNL por B. Blanca y Escobar, pero para el 2024, otro será el panorama gasífero de la Argentina.

YPF

La empresa de bandera YPF en el último trimestre aumentó la producción de crudo no convencional en alrededor del 50%, mientras que la producción de shale gas superó el 80% con relación a igual trimestre del año anterior. Según Pablo Iuliano, CEO de YPF, el costo de desarrollo ya está en el orden de los US$ 7 el barril mientras que en 2016 rondaba los US$ 25.

Además, la estatal argentina ha visto despegar sus bonos y acciones este año. Las acciones de YPF subieron un 80% y los bonos de entre un 5% y un 11% este año, probablemente acompañadas por una recuperación de las reservas monetarias y apalancadas por el exitoso canje de deuda de 2021 por unos 2.100 millones de dólares.

Lo que aún llama la atención es que no haya habido un aluvión de inversiones en Vaca Muerta, teniendo en cuenta el tamaño de sus recursos y la sed de gas que sufre Europa por la presión de las sanciones de EE.UU. a Rusia y las suspensión de los envíos por el atentado contra los gasoductos Nordsteam I y II.

Tarifas

La segmentación energética –recorte a los subsidios– continúa complicando la variopinta interna gubernamental. Afortunadamente para el Gobierno se acerca el verano, época de menor consumo, no obstante los errores de inclusión podrían traer un fuerte dolor de cabeza al gobierno a partir de abril/mayo del año próximo, cuando bajan las temperaturas pero se calienta el clima político de cara a las elecciones generales.

Mientras tanto se prepara la audiencia pública el 30 de noviembre, destinada a fijar el ajuste de tarifas en el sector de transporte en alta tensión, lo cual podría traducirse en un aumento de los ingresos de las transportistas de entre el 50% y el 70%.

Con los ingresos congelados durante tres años, las transportistas recibieron a principios de este año un ajuste de las tarifas que se ubicó entre el 47% y 135%, lo justo para cumplir con las deudas más viejas y enfrentar los aumentos de sus costos operativos congelados desde 2019.

No está claro aún el impacto que tendrá el ajuste en la factura de los usuarios finales que dependerá de la segmentación. En el sector gasífero la segmentación sigue el criterio fijado en el decreto 332/2022, por el que se establecen tres niveles de usuarios según su capacidad económica, que pasará a complementarse con el criterio establecido según niveles de consumo.

Según el subsecretario de Hidrocarburos, Federico Bernal, el tope se fijará tomando como referencia *"el volumen equivalente al 70% del promedio entre los umbrales mínimo y máximo de cada categoría"*, mientras que el 30% excedente quedaría exento de subsidios, que se quitarán de manera escalonada hasta completar el 167% del precio mayorista del gas.

La próxima gestión de gobierno tendrá una agenda macroeconómica complicada: entre los vencimientos de deuda con el FMI, la deuda con privados, la multiplicidad del tipo de cambio, útil para la administración actual, funcional a la oposición pero complicada para la gente de a pie, sumada a la altísima inflación será una mochila difícil de alivianar.

En este marco, el próximo gobierno deberá llevar adelante el desarrollo productivo sin crédito externo y en una brutal puja por la renta en moneda dura que ingresa por exportaciones. A esta mochila debemos agregarle el complejísimo, beligerante y competitivo panorama internacional.

Escenario mundial

En los últimos años, la cuerda entre Washington, Pekín y Moscú, viene tensándose de un modo que no se veía desde la guerra fría. A pesar de los extensos conflictos armados de las últimas décadas (Irak, Afghanistán) las nuevas generaciones nunca habían escuchado amenazas nucleares en concreto.

El crecimiento de la oferta de mercancías a bajo precio colocó a China como el principal oferente de productos manufacturados a gran escala y con alta tecnología y también se convirtió en el mayor consumidor mundial de energía, desplazando a los EE.UU. que no se encuentra para nada cómodo en el segundo lugar del podio. Esta situación la blanqueó Donald Trump sin medias tintas.

Si embargo, Biden ha elegido a Moscú como enemigo directo, a pesar de que mira con recelo el crecimiento económico de China que está apalancando posiciones clave en regiones como África Occidental, América Central y del Sur y en Oriente Medio, terciando la histórica influencia de la Unión.

Es notorio el aumento de las inversiones de China para asegurarse el acceso a las materias primas, mientras que EE.UU mira esta dinámica como una potencial amenaza a sus intereses, pero no se pronuncia en voz alta.

Algunos observadores señalan que China está intentando reemplazar el papel que tradicionalmente desempeñó EE.UU en el mercado del petróleo. Los EE.UU. quieren ahora dominar el mercado del GNL, el combustible del futuro, para no perder su influencia en los mercados energéticos. Parte de la tarea es presionar a Rusia mediante sanciones económicas y ayuda militar a Ucrania.

Por su parte Rusia viene sustituyendo a la UE como principal cliente con China y la India, que están comprando ingentes volúmenes de hidrocarburos con importantes descuentos, incluso el carbón que Europa a regañadientes rechaza.

Recientemente se dio un paso firme hacia la consolidación de estos mercados, con el anuncio de que Gazprom y China National Petroleum Corporation (CNPC), acordaron los pagos por gas en rublos y yuanes en lugar de dólares. En la primera fase del nuevo sistema de pagos, se aplicará a los envíos de gas ruso a China a través del gasoducto Power of Siberia de unos 100 MMm3/d.

China ha absorbido más gas natural ruso en lo que va de año, mientras que las importaciones de la mayoría de las demás fuentes han disminuido. Rusia superó a Indonesia y a EE.UU para convertirse en el cuarto mayor proveedor de GNL de China. Mientras tanto, el carbón, continua siendo el recurso salvador de Europa que está aumentando su producción y consumo, al igual que China.

En este sentido, es necesario subrayar que el conflicto ruso-ucraniano que puso en crisis al mercado energético, dejó al desnudo la falacia del desarrollo de las sociedades en base a fuentes de energía *"verdes"* y la hipocresía de los países ricos que cantan saetas a la naturaleza, al tiempo que desmotan molinos de viento generadores de energía (Alemania) para dar paso a la explotación de carbón de bajo poder calórico y altamente contaminante.

Cisne negro

En octubre de 2014, el Wall Street Journal publicó un informe sobre un acuerdo secreto pactado entre EE.UU. y Arabia Saudita y firmado por el secretario de Estado John Kerry y el Rey Abdullah bin Abdulaziz Al Saud –fallecido en enero de 2015– para bajar el precio del petróleo, con el objeto de afectar los ingresos de Rusia y Venezuela y para frenar la transferencias de recursos de las potencias occidentales a los países del tercer mundo con petróleo. El precio internacional del crudo cayó de 97 dólares promedio hasta los 26 en 2016.

Pero el acuerdo se diluyó y la relación entre Arabia Saudita y EE.UU se deterioró a medida que los productores norteamericanos de shale se vieron afectados por la caída de los precios, lo que provocó además, un rosario de quiebras y pérdidas cuantiosas de los fondos de pensión que apostaron al fracking.

Ahora, la taba se dio vuelta y la Casa Blanca viene presionando a la Casa de Saúd, para que aumente la producción de crudo y así obtener una baja en el precio de la gasolina en el mercado interno, para que Europa no pase tanto frío y para que las elecciones de noviembre le permitan a Joe Biden una reelección en paz.

Con ese objetivo, EE.UU. aumentó las presiones sobre los productores hidrocarburíferos locales para que aumenten la producción y ayuden a hacer frente al aumento de los precios de la energía, pero según una de las principales empresas de servicios petroleros del país, la falta de personal y equipos disponibles para la fractura hidráulica suponen un gran obstáculo para aumentar la producción.

Como si fuera poco, no hay equipos disponibles para fractura y aunque los productores quisieran aumentar el ritmo de perforación les resultaría difícil.

Arena en los ojos

Para controlar a la dinastía saudí, EE.UU comenzó a blandir la ley NOPEC, Ley de No a los Cárteles Productores y Exportadores de Petróleo.

Se trata de un proyecto de ley que fue aprobado por el senado en mayo de este año y que pretende permitir al Departamento de Justicia de Estados Unidos emprender acciones judiciales en virtud de la legislación antimonopolio estadounidense por *"intentos anticompetitivos de limitar la oferta de petróleo y su impacto en los precios del mismo"*.

Podría decirse que la ley NOPEC es una ley antimonopolio, pero que regiría fuera de los territorios fuera de

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 6019. whatsapp + 54 11 4371-6019 / 6107 Miembro de ADEPA . Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.
www.energiaynegocios.com.ar

MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ - Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 4132 4132
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

EE.UU. Su aplicación –de poder plasmarse– asestaría un golpe a la economía de Arabia Saudita porque amenaza a la empresa mejor valuada del mundo: Saudi Aramco, la mayor petrolera del mundo que ganó unos US$ 67.000 millones en los tres primeros trimestres del año y vale el triple que Apple o Microsoft.

Además de desmembrar Aramco, la ley permitiría también incautar activos de otras países miembros de la OPEP+, aunque el armamento nuclear podría ser un freno para tales aspiraciones de justicia.

Tras la Amenaza de la eventual sanción de la ley NOPEC, el reino saudí respondió, al igual que el resto de los países que integran la OPEP ampliada, con un recorte de la producción.

Claro que la carne es débil y rara vez se cumplen los acuerdos. Por las dudas, en un arranque populista, Washington recurrió al fondo de reservas estratégicas de petróleo del país para influir en los precios internos de cara a las elecciones.

A esto debe sumársele el enojo árabe por el retorno en los avances en las conversaciones sobre el pacto nuclear entre los EE.UU e Irán, principal enemigo de los árabes en la región, luego de que Donald Trump pateara el tablero de un acuerdo que limitaba el desarrollo de armas nucleares Iraní.

En paralelo y con menos impacto en los "headlines" 30 demócratas de la Cámara de Representantes instaron al presidente Joe Biden a un cambio drástico en la política de Ucrania: "Tome en serio la diplomacia o arriesgue un error de cálculo nuclear" dijeron.

Los demócratas encabezados por Pramila Jayapal (D-Wash.), están instando a la administración Biden a seguir una vía diplomática con Moscú. El Washington Post, publicó el contenido de una carta enviada al presidente *"Cuanto más dure la guerra en Ucrania, mayor será el riesgo de una escalada, con un efecto devastador y generalizado", "No debemos hacernos ilusiones sobre el desafío que tenemos por delante, pero... mis colegas y yo estamos instando a la Administración a participar en un impulso diplomático proactivo en un esfuerzo por buscar un marco realista para un alto el fuego",* dijo Pramila Jayapal.

Los reclamos no se limitan sólo al partido Demócta-ta. Los republicanos también exigen reducir la ayuda militar a Kiev, obligando a sus aliados europeos a asumir la ayuda. Tras las elecciones de mitad de mandato el partido puede reforzar su posición en el Congreso y entonces la presión sobre la UE aumentaría drásticamente.

Habrá de preguntarse si una vez finalizado el conflicto entre Rusia y Ucrania, los hechos políticos de los EE.UU. fueron errores en su estrategia geopolítica y si éstos contribuyeron o no a terminar con la hegemonía del billete verde que aún sigue siendo la referencia en el mercado, porque la grande y paciente china pretende un trozo mayor de la torta energética mundial.

Según la secretaria de Energía, Flavia Royón

"El Proyecto Argerich puede modificar la historia de YPF"

La explotación off shore del denominado Proyecto Argerich en el Mar Argentino, a 300 kilómetros de Mar del Plata, "es un hallazgo que puede modificar la historia de YPF y del país, con un impacto productivo que podría ser similar al de Vaca Muerta" sostuvo Flavia Royón , secretaria de Energía. El pozo exploratorio Argerich-1 es el primer pozo de aguas profundas que se realizará a 300 kilómetros mar adentro, en el bloque CAN-100, operado por Equinor en consorcio con las empresas YPF y Shell Argentina. Los estudios preliminares realizados por YPF dieron cuenta de que podría existir un yacimiento con capacidad de producir 200 mil barriles de petróleo día,equivalente a casi al 40% del petróleo que produce la

Argentina en la actualidad Royón remarcó que se busca *"impulsar esta actividad con los máximos estándares de cuidado",* y advirtió que *"el sector es el mayor multiplicador de empleo de la Argentina".* También dijo *"hace más de cuarenta años"* que hay actividad petrolera costa afuera en la Argentina, sin que se hayan registrado incidentes de gravedad. En el mismo sentido se expresó la subsecretaria de Industria, Priscila Makari, quien sostuvo que *"la producción off shore no es excepcional en el mundo, ya que representa el 30% de la producción",* y que en el caso de la Argentina el inicio de la actividad data de 1969.

Comenzó el acopio de caños de 36" sobre la traza del Gasoducto PNK

Con la llegada de los primeros camiones, comenzó el acopio de tubos con costura de 36 pulgadas en los diferentes centros ubicados a lo largo de la traza principal del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, que se extiende entre Tratayén, en Neuquén, hasta Salliqueló, en Buenos Aires.

La estatal ENARSA describió que los lotes de caños, sobre un total 48.000 unidades de 12 metros de largo, son almacenados en la cercanías del kilómetro 60 de la traza en la provincia de Neuquén, en General Acha, provincia de La Pampa, y en Salliqueló, junto a la Planta Compresora Saturno en la provincia de Buenos Aires. Se trata de los caños fabricados en la planta de Tenaris-SIAT, en Valentín Alsina.

En paralelo, avanza la movilización

de maquinaria, con el armado de equipos como la soldadora de doble junta y el arribo de soldadoras automáticas, que se utilizarán por primera vez en el país.

El Gasoducto Presidente Néstor Kirchner es una obra que permitirá incrementar la producción de Vaca Muerta (segunda reserva de gas no convencional del mundo), ampliar la capacidad de transporte de gas para hacerlo llegar a los centros de consumo.

El primer tramo del GPNK tendrá una extensión de 573 kilómetros, y unirá la localidad neuquina de Tratayén con Salliqueló, en la provincia de Buenos Aires, atravesando Río Negro y La Pampa.

Este proyecto, que está a cargo de la empresa pública Energía Argentina, permitirá ahorrar más de 2.900 millones de dólares al año entre sustitución de importación de combustibles y reducción de subsidios, aumentará la disponibilidad de gas a precios competitivos para la industria, el comercio y los hogares.

Generará 10 mil puestos de trabajo directos y otros 40 mil indirectos, entre la construcción de la obra y la mayor producción de gas en Vaca Muerta.

Gas: Menor demanda en agosto

Luego del pico de julio, la demanda se contrajo un 12%. La disminución se ve fuertemente impulsada menor demanda de las centrales eléctricas y subdistribuidoras y también por una menor demanda residencial. Sebastián Scheimberg y Sebastián Manzi, analizan la actividad energética del mes de octubre en el clásico informe elaborado para la Universidad de La Matanza

No es novedad que la dinámica de precios internacionales y domésticos de petróleo y gas han estado signados, en los últimos meses, por la situación bélica y la sucesión de confrontaciones entre Rusia y Ucrania. La respuesta de la OTAN ante aagresiones, así como las reacciones de la OPEP -en una sucesión de estrategias con amenazas más o menos creíbles, y jugadores con racionalidad impredecible- contribuyen a un escenario final del conflicto abierto e incierto. En este sentido, el statu quo en el frente de batalla en Ucrania sumado a la recesión europea y la estrategia cooperativa de la OPEP de los meses de agosto y septiembre se refleja en los precios del crudo Brent, que se ubicó alrededor de los 90 US$ por barril en septiembre, un 20% menos que en el mes de julio.

Los crudos nacionales, en tanto, parecen no seguir tan de cerca al conflicto bélico: el precio de exportación, fijado en el Decreto 488/2020, se separó durante el mes de septiembre del crudo Brent, y cotizó a 101 US$ por barril (pre retención del 8% por disposición del mismo Decreto). Asimismo, los crudos nacionales Medanito (cuenca Neuquina) y Escalante (cuenca Golfo San Jorge) cotizaron en 70 y 75 US$ por barril, respectivamente, y prácticamente no sufrieron variaciones contra agosto. (Gráfico 1)

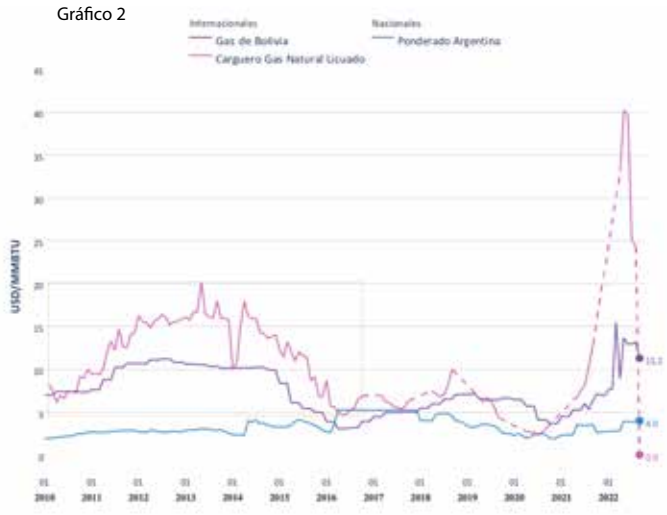
Precios internacionales y domésticos del crudo

Gráfico 1

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Precios internacionales y domésticos del gas

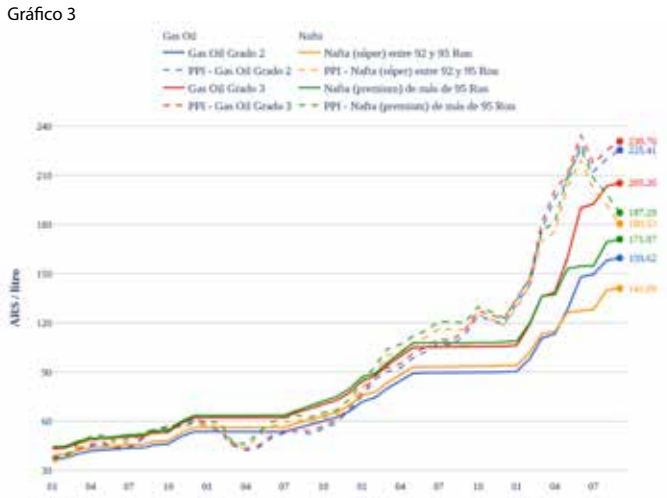
Gráfico 2



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia e Integración Energética Argentina Sociedad Anónima (IEASA).

PPI vs. precio doméstico – promedio nacional mensual

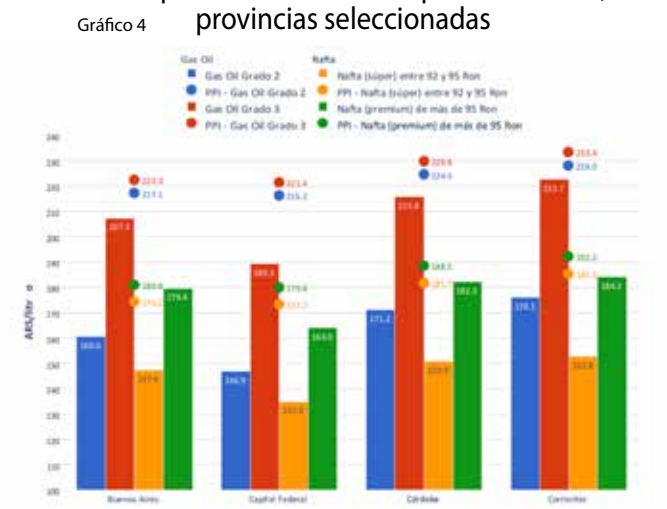
Gráfico 3



Fuente: Elaboración propia en base a Scheimberg, S. (2020): El mercado argentino de combustibles líquidos y la competencia. RADEHM, N°25, mayo-julio 2020.; EIA; Secretaría de Energía; BCRA & FADEEAC.

PPI vs. precio doméstico – septiembre/2022, provincias seleccionadas

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia en base a Scheimberg, S. (2020): El mercado argentino de combustibles líquidos y la competencia. RADEHM, N°25, mayo-julio 2020.; EIA; Secretaría de Energía; BCRA & FADEEAC.

En el caso de los precios del gas natural, se destaca que -según se desprende de datos del INDEC y de ENARGAS durante el mes de septiembre no hubo importación de Gas Natural Licuado (GNL). Hasta el mes de agosto, se importaba a un precio de alrededor de 24 US$ por millón de BTU, lo que implicaba un gran costo fiscal.

Por otra parte, Argentina continuá importando gas natural en estado gaseoso, proveniente de Bolivia, a un precio de poco más de 11 US$ por millón de BTU, lo que significa una reducción de 2 US$ por la misma medida con respecto al mes de agosto. De esta manera, el precio del gas importado se encuentra en su mínimo desde abril del corriente año.

Provincia	Gas Oil				Nafta			
	Grado 2		*Grado 3*		*Súper*		*Premium*	
	ago.	sep.	ago.	sep.	ago.	sep.	ago.	sep.
Buenos Aires	33.7%	35.2%	5.5%	7.2%	27.3%	18.2%	8.3%	0.7%
Capital Federal	48.0%	47.2%	15.1%	16.9%	38.6%	28.4%	18.0%	9.6%
Córdoba	28.9%	31.1%	5.1%	6.5%	29.8%	20.4%	11.2%	3.4%
Corrientes	26.3%	29.5%	2.5%	4.8%	29.5%	21.3%	11.4%	4.4%

Los precios locales, sin embargo, aparecen rezagados con respecto a sus equivalentes internacionales. El precio del gas nacional no alcanza

los 4 US$ por millón de BTU, habiendo aumentado menos de 1.3 US$ desde que comenzó el año. (Gráfico 2)

Combustibles líquidos

Siguiendo la línea de lo explicitado en anteriores informes, la brecha entre los precios de paridad de importación (PPI) y los precios domésticos de los combustibles líquidos continuó reduciéndose a paso firme durante el mes de septiembre.

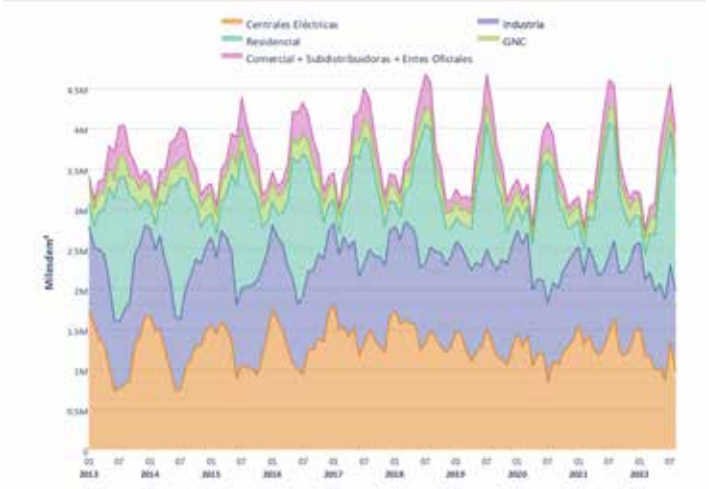
Este proceso se encuentra fuertemente relacionado a la disminución de los precios internacionales de las bases fósiles: durante el mes de septiembre, el precio internacional de la nafta se ha reducido en un 15%, mientras que el del gas oil lo ha hecho en un 5%. (Gráfico 3)

Lo anterior genera algunas particularidades al analizar la situación en jurisdicciones seleccionadas.

Por un lado, observamos que el segmento premium de los combustibles líquidos (a saber: la nafta premium y el gas oil grado 3) exhibe menores niveles de brechas que sus pares del segmento standard (nafta súper y gas oil grado 2). Por el otro, en el segmento premium de la nafta, se nota cierta convergencia hacia la paridad, particularmente en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Corrientes: en estas tres provincias, la brecha de la nafta premium es menor al 4%, encontrándose la Provincia de Buenos Aires en virtual paridad. La Capital Federal, en tanto, exhibe una brecha que alcanza el 9%. Una situación similar -aunque con brechas más elevadas- se evidencia en el caso del segmento premium del gas oil.

Composición mensual de la demanda de gas por tipo de usuario

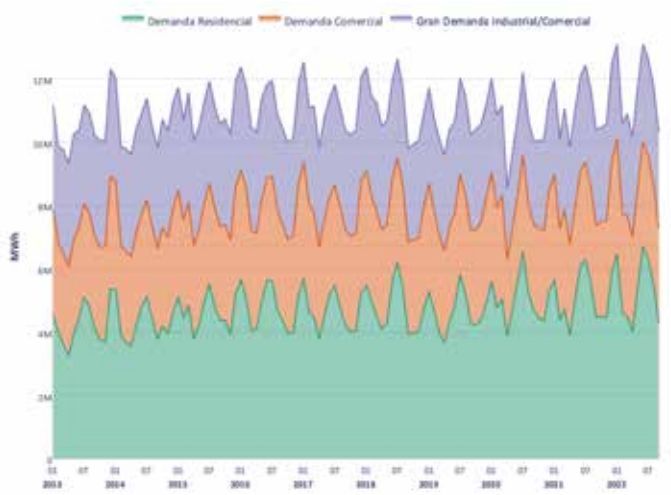
Gráfico 6



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS.

Composición mensual de la demanda por tipo de usuario

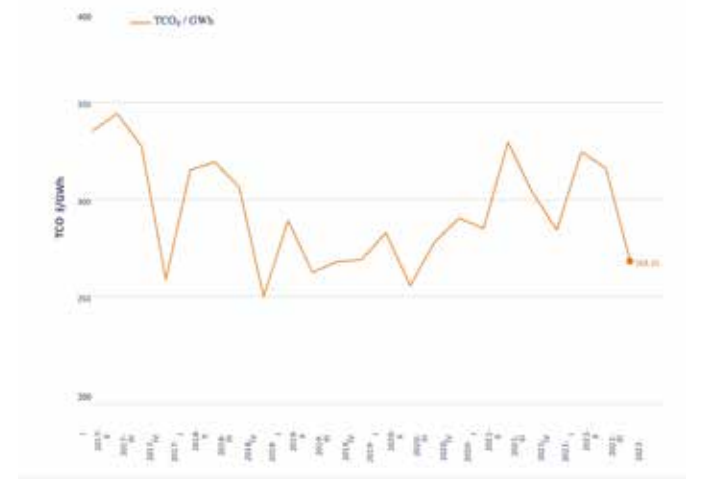
Gráfico 7



Fuente: Elaboración propia en base a informes mensuales de CAMMESA.

Emisiones de CO2 por GWh generado

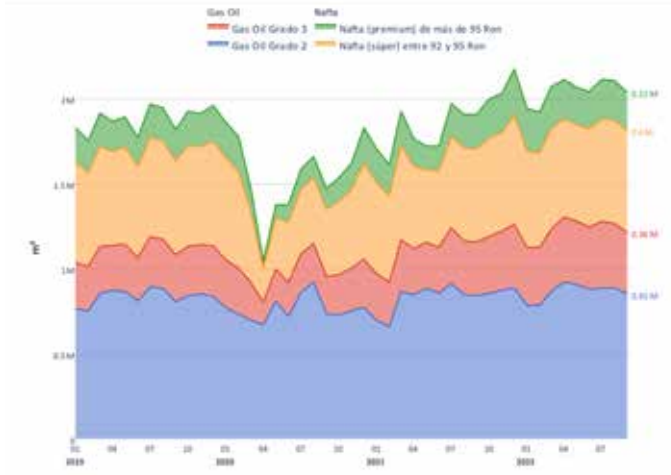
Gráfico 8



Fuente: Elaboración propia en base a informes mensuales de CAMMESA.

Composición de la demanda por producto

Gráfico 9



Fuente: Elaboración propia en base a Información Estadística de Hidrocarburos – Secretaría de Energía

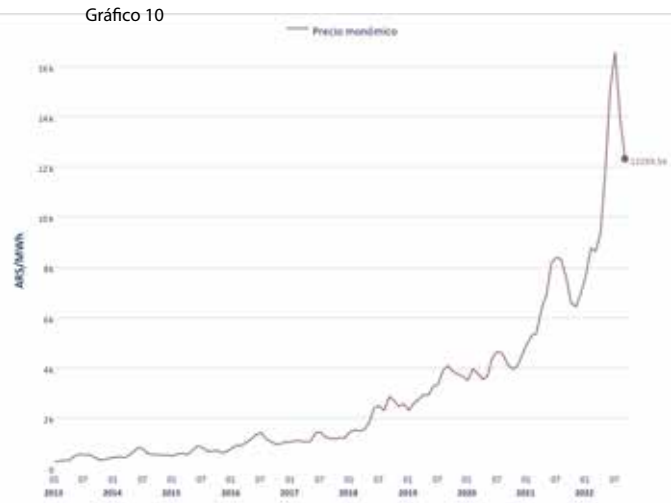
En el sentido opuesto, el segmento standard de los combustibles líquidos muestra niveles elevados de brechas para todas las provincias analizadas.

Por ello, parece ser que la intención de la dinámica de precios llevada a cabo desde los entes decisorios, es acercar al segmento premium a la paridad de importación, y convalidar precios domésticos del segmento standard por debajo de la paridad. (Gráfico 4)

Para facilitar la comparación de los valores de las brechas entre los meses de agosto y septiembre, se presenta la tabla 5

Precio monómico

Gráfico 10



Fuente: Elaboración propia en base a informes mensuales de CAMMESA.

Demanda de Gas Natural

Tras alcanzar su pico estacional en el mes de julio, la demanda de gas natural se contrajo un 12% durante el mes de agosto (último dato disponible). Esta disminución se ve fuertemente motivada por la reducción en la demanda de las centrales eléctricas (-25%) y subdistribuidoras de gas (-16%), pero también por un menor consumo residencial de gas (-13%). (Gráfico 6)

Electricidad

Una situación similar se evidencia al analizar la demanda eléctrica, que se contrajo un 12% durante el mes de septiembre, motivada principalmente por la reducción

del consumo eléctrico residencial (-22%). La gran demanda industrial se redujo en apenas un punto porcentual, lo que -dada la alta correlación de la demanda eléctrica industrial con los niveles de actividad del sector manufacturero- refiere a una desaceleración de ésta. (Grafico 7)

Por el lado de la generación eléctrica, en tanto, se verifica un menor nivel de emisiones de CO2 por GWh generado, consistente con los esfuerzos del país por dar paso a fuentes renovables de energía.

Durante el tercer trimestre de este año, se emitieron 268 toneladas de CO2 por cada GWh generado; este nivel es extremadamente similar a la mejor marca para un tercer trimestre, del año 2019, cuando se emitieron 267 toneladas por GWh generado. (Gráfico 8)

Combustibles líquidos

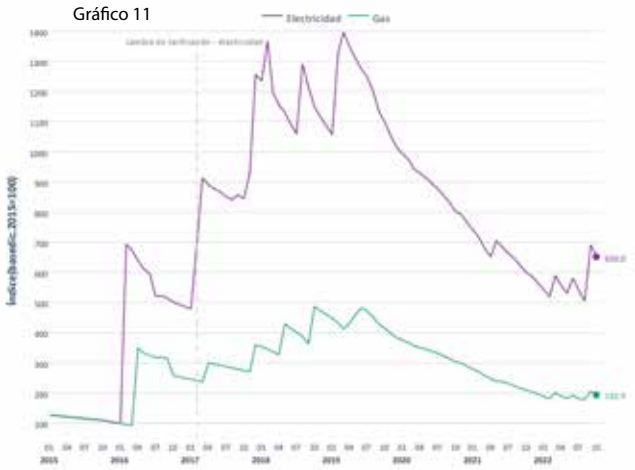
La demanda de combustibles líquidos exhibe un comportamiento errático en los últimos meses, de relativo estancamiento, en un nivel de aproximadamente 2 millones de m3 combinando todas las variedades. El comportamiento errático se evidencia en el patrón de estancamiento: a cada mes en el que la demanda de combustibles aumenta, le sigue un mes en el que ésta se reduce, manteniéndose -en promedio- en el nivel de consumo mencionado. (Gráfico 8)

Precios y Tarifas

Similarmente a lo observado en anteriores informes, desde su pico en julio del corriente año, el precio monómico ha revertido su tendencia de crecimiento y, durante el mes de septiembre, se ubicó en torno a los 12.300 AR$/MWh generado, nivel ligeramente superior al alcanzado en el mes de mayo. Debido a que este precio es indicador del costo medio de generación eléctrica, se ve fuertemente influenciado por los precios de los derivados del petróleo; por tanto, resulta esperable que cualquier shock exógeno sobre esta variable haga aumentar nuevamente el precio monómico. (Gráfico 10)

Evolución del índice tarifario

Gráfico 11



Fuente: Elaboración propia en base a actualización de Porto et al. (2022); Boletín de Precios y Tarifas Públicas: Nº 8 – Evolución a diciembre 2021. CEFIP – UNLP, enero 2022 Electricidad: Cálculo de tarifa residencial para un consumo de 450kWh por mes.

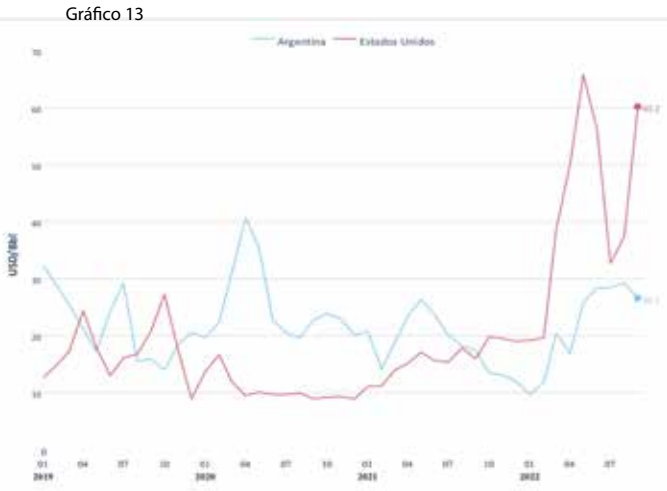
Composición de los subsidios: 3 primeros trimestres

Gráfico 12

Fuente: Elaboración propia en base a ASAP con datos de ejecución presupuestaria (ONP).

Crack spread para Argentina y Estados Unidos

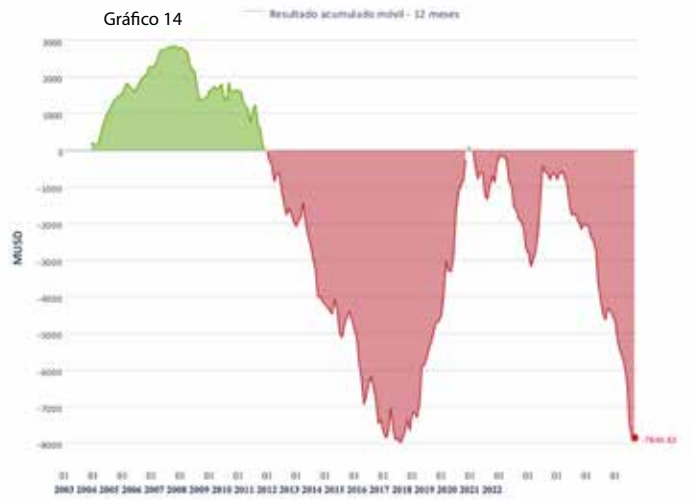
Gráfico 13



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, EIA, BCRA & FADEEAC.

Resultado móvil de la balanza energética

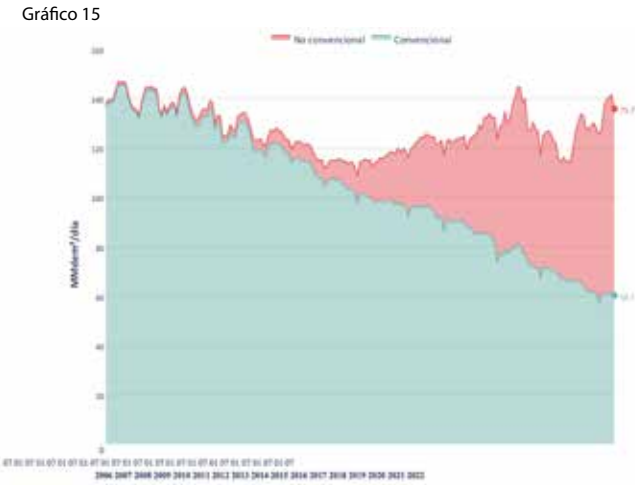
Gráfico 14



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Cambiario – BCRA

Producción convencional y no convencional de gas

Gráfico 15



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía – Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV).

Producción convencional y no convencional de petróleo

Gráfico 16

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía – Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV).

La implementación de la segmentación energética para el mes de octubre, que había sido puesta en duda a fines del mes de septiembre, todavía no ha impactado en los índices tarifarios publicados por los entres reguladores (ENRE, en el caso de la ener-

gía eléctrica, y ENARGAS, en el caso del gas). La demora de su implementación generó que, durante el mes de octubre (para el cual se toma una inflación proyectada del 6%), los valores reales de las tarifas de electricidad y gas disminuyeran al ritmo de la inflación. (Gráfico 11)

Subsidios

Los primeros 3 trimestres del año acumulan más de 13.000 millones de US$ gastados en subsidios en total, 34% más que en igual período del año 2022. En tanto, los subsidios a las tarifas energéticas representan más del 80% de ese monto, y aumentaron un 40% año contra año. Curiosamente en el Proyecto de Presupuesto aprobado en la Cámara de Diputados se postula para el año 2023 una contracción significativa de la masa de subsidios, que llevaría a un aumento de tarifas que pareciera prácticamente inaplicable en un año electoral. (Gráfico 12)

Márgenes de comercialización

Los vaivenes del precio internacional del crudo genera grandes variaciones en los márgenes de comercialización de las refinerías. Para aproximarlos, utilizamos el crack spread, para cuyo cálculo se toman en cuenta los precios del gas oil y de la nafta locales e internacionales. (Grafico 13)

Se evidencia una gran asimetría entre la situación local y la estadounidense. Las refinerías argentinas obtienen márgenes de comercialización menores que, incluso, han disminuido durante el mes de septiembre. En el caso estadounidense, se verifica otra realidad. En el último informe, denotamos que se observaba un tímido aumento del crack spread americano (que se ubicaba en 37 US$ por barril) tras un brusco ascenso y descenso en el contexto de la guerra en Ucrania. Durante el mes de septiembre, este tímido aumento se convirtió en extraordinario, llevando el crack spread de Estados Unidos a más de 60 US$ por barril, muy cerca de su nivel máximo, alcanzado en mayo. Esto, en el contexto de un alza generalizado del precio de la nafta.

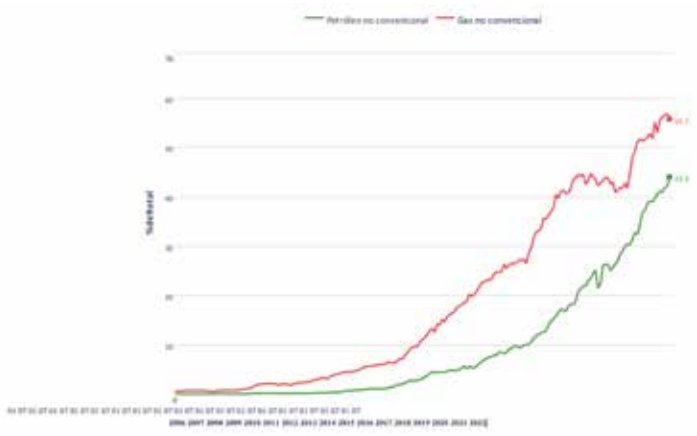
En tanto para Argentina, si bien los precios de los combustibles locales han aumentado durante el mes de septiembre, los precios ex-planta (que contemplan distintos impuestos y márgenes, y son utilizados para el cálculo del crack spread) han sufrido leves disminuciones medidos en US$. Por tanto, los márgenes de refino locales se ubicaron en un nivel de 26.5 US$ por barril, alrededor de 3 US$ menos que durante el mes de agosto, y en sintonía con los niveles de márgen obtenido durante el mes de mayo.

Cuentas externas

Las cuentas externas argentinas continúan debilitándose, y -durante el mes de septiembre- el déficit energético acumulado anual superó los 7.800 millones de US$, ubicándose muy cerca de los niveles de déficit más elevados de la serie. Afortunadamente, el final del invierno redujo la presión de importación de GNL, que se espera pueda verse reducido en 2023 si se culmina la construcción del 1er tramo del gasoducto Néstor Kirchner antes de que culmine el invierno. (Grafico 14)

Porcentaje de producción no convencional sobre total

Grafico 17



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía – Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV).

Producción convencional y no convencional

Durante el mes de septiembre, la producción de petróleo y gas sufrió un estancamiento e, incluso, cierto decrecimiento. Esta situación se evidencia principalmente en la producción diaria total de gas, que se redujo un 4% en el mes. A la cabeza de esta reducción se encuentra el sector no convencional, cuya producción disminuyó de 80 a 75 millones de m3 diarios. La producción convencional, en tanto, se mantuvo prácticamente constante, en torno a los 60 millones de m3 diarios. (Gráfico 15)

La producción total de petróleo, en tanto, alcanzó los 602 mil barriles diarios, lo que la ubica como la producción más alta desde agosto del año 2010.

La producción no convencional de petróleo fue, una vez más, la gran protagonista: durante septiembre, alcanzó los 264 mil barriles diarios, un 5% más que el mes anterior, y fue record histórico. La producción convencional, en cambio, se redujo alrededor de 1 punto porcentual en el análisis mes contra mes. (Grafico 16)

La importancia de la explotación no convencional del recurso se evidencia, asimismo, en sus porcentajes de participación.(Gráfico 17)

La inversión será de U$S 364 millones

YPF detalló a Suárez el avance de sus inversiones en Mendoza

El CEO de YPF, Pablo Iuliano, presentó al gobernador de Mendoza, Rodolfo Suárez, los avances de los diversos proyectos que la compañía lleva adelante en Mendoza y que representan inversiones por 364 millones de dólares.

El encuentro, que se realizó en la Casa de Gobierno, también sirvió para analizar el estado de avance de los puntos incluidos en el acuerdo firmado en 2021 con el objetivo de promover el desarrollo hidrocarburífero.

YPF avanza en el primer piloto No Convencional en Vaca Muerta fuera de Neuquén, que permitirá evaluar el potencial de la formación en territorio mendocino. Los trabajos previos a la perforación de dos pozos horizontales ya se están ejecutando al sur de Malargüe, en el área Paso de las Bardas Norte.

Suárez pudo conocer también detalles sobre los proyectos de recuperación terciaria que se ejecutan en Malargüe. En Chachahuen ya funciona la primera planta de inyección de polímeros, como parte del plan para instalar otras dos similares en 2023.

En tanto, en Cerro Morado Este, YPF perforó 10 nuevos pozos con el objetivo de delinear el yacimiento para conocer su potencial. Este proyecto de terciaria es uno de los dos más importantes que ejecuta la compañía en el país y, en función de sus resultados, podría generar una potencial inversión por 400 millones de dólares.

A su vez, la compañía está realizando un ambicioso plan para los crudos pesados de Llancanelo. YPF perforó 4 nuevos pozos e instaló calentadores de fondo en otros 4.

Además, está en su etapa final la nueva línea eléctrica que servirá para abastecer el yacimiento, y la construcción de un nuevo camino por fuera de los límites del Área Natural Protegida, lo que redundará en una significativa reducción del impacto ambiental en la zona.

Por otra parte, se describió que YPF también ejecuta en tiempo y forma el proyecto para adaptar a la refinería de Luján de Cuyo a las nuevas especificaciones de combustibles como parte del plan por 590 millones de dólares, que constituye la inversión más importante para el Downstream en Mendoza de los últimos 30 años.

También crece su participación en campos de Noruega

Wintershall DEA aumenta inversiones en Argentina y México

El CEO de Wintershall Dea Mario Mehren, destacó los resultados financieros del tercer trimestre, impulsado por la estabilidad de las operaciones y unas condiciones macroeconómica favorables. Si bien la empresa registra una pérdida no monetaria por deterioro de valor en su participación en Nord Stream AG, por un valor de 175 millones de euros, no volverá a asociarse con Rusia. *"Estamos analizando si es posible o no separar legalmente el negocio internacional del negocio ruso",* explicó Mehren. Rusia representó casi el 50% de la producción mundial de Wintershall Dea, pero solo el 25% del EBITDAX y del flujo de caja libre de la compañía.

Nueva inversión

El empresario destacó la inversión para el proyecto de desarrollo gasífero Fénix, a 60 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego. *"Con una puesta en marcha prevista para 2025 y una producción máxima esperada de unos 65.000 barriles equivalentes de petróleo (bpe) al día, Fénix impulsará considerablemente el suministro de gas de Argentina y reducirá aún más la dependencia del país de las importaciones de GNL"*

El desarrollo del yacimiento Fénix comprenderá la perforación de tres pozos horizontales, desde una nueva plataforma automatizada ubicada en el mar, donde la profundidad de agua es de 70 metros. El gas producido será transportado a través de un nuevo gasoducto de 35 km hasta la plataforma Véga Pleyade y procesado en tierra en las instalaciones de Río Cullen y Cañadón Alfa.

Mayor presencia en México

Wintershall Dea formalizó y firmó un acuerdo con Hokchi Energy, la subsidiaria mexicana de Pan American Energy, con el propósito de adquirir un 37 por ciento de participaciones no operativas en el Bloque Hokchi, con opción de aumentar dicha participación hasta en un 40 % en una fase posterior.

De esta forma, Wintershall Dea amplía su presencia en México y consolida su posición como una de las principales empresas independientes de gas y petróleo del país.

A través de esta adquisición, Wintershall Dea se convertirá en el segundo socio mayoritario del Bloque Hokchi, después del operador actual, Hokchi Energy.

El Bloque Hokchi fue adjudicado durante la Ronda 1.2 en México y es operado por Hokchi Energy. El bloque de aguas someras se desarrolló en forma de interconexión submarina a dos plataformas, Satellite y Central, y entró en funcionamiento en mayo de 2020 tras una campaña de prospección. El flujo del pozo es canalizado a lo largo de 24 kilómetros desde las dos plataformas hasta un centro de procesamiento en tierra, donde se separan el petróleo y el gas, y son tratados para su posterior venta a Pemex, la empresa estatal mexicana.

El Bloque contribuye de manera clave a la producción total liderada por empresas privadas en México. Con una producción actual de aproximadamente 26.000 barriles equivalentes de petróleo por día y pronosticando un aumento de la producción bruta de hasta 37.000 barriles equivalentes de petróleo por día para 2023.

El Bloque está ubicado cerca de nuestros descubrimientos de Zama, Polok y Chinwol, así como de nuestro Bloque 30, el cual es de exploración y actualmente es operado por nosotros. Esperamos contribuir con nuestra experiencia y colaborar de manera conjunta con el operador para producir de forma eficiente y segura el Bloque Hokchi.

En México, Wintershall Dea y Hokchi Energy son socios ya en el Bloque 2, ubicado en el sureste del Golfo de México. En Argentina, Wintershall Dea y Pan American Energy también mantienen una larga colaboración. Ambas empresas comparten un mismo enfoque en la producción eficiente, la innovación tecnológica, la responsabilidad social y el desarrollo sostenible de los activos en los que participan.

La transacción está aún sujeta a la obtención de las autorizaciones estatales mexicanas, incluidas la de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), y se espera el cierre de la misma antes de que finalice el primer trimestre de 2023.

A través de esta adquisición, Wintershall Dea se convertirá en el segundo socio mayoritario del Bloque Hokchi, después del operador actual, Hokchi Energy. Con una producción actual de 26.000 barriles equivalentes de petróleo por día en Hokchi, la petrolera alemana espera incrementar la producción a 37.000 bep diarios en 2023.

En julio, Wintershall Dea inició las operaciones en su campo Nova de Noruega, que está aumentando la producción de crudo en el momento en que más se necesita. Se espera la próxima puesta en marcha de dos importantes proyectos en Noruega: Njord y Dvalin. Los tres yacimientos aumentarán eventualmente su producción hasta alcanzar unos 150.000 bpe diarios de energía. *"El 75 % de nuestras inversiones totales desde nuestra fusión en 2019 se han realizado en Noruega: 3.100 millones de euros. Y continuamos ampliando estratégicamente nuestras actividades"*, señala Mehren.

En el tercer trimestre, Wintershall Dea ha firmado una iniciativa de cooperación con Equinor. *"Junto a Equinor tenemos previsto desarrollar una infraestructura y una cadena de valor de CAC que conecte la industria alemana con el sistema de almacenamiento de CO2 noruego"*, afirma Mehren. La cooperación abarca una canalización entre Alemania y Noruega capaz de transportar hasta 40 millones de toneladas de CO2 al año para su almacenamiento seguro bajo el Mar del Norte noruego. Esta cifra equivale a alrededor del 20 % de todas las emisiones de CO2 industriales de Alemania.

Buscan que los gobiernos impulsen una estrategia integral de transición

Biocombustibles: productores sudamericanos encaran política común y piden marcos regulatorios

Organizaciones del sector productor de biocombustibles de Argentina, Brasil, Colombia, Paraguay y Uruguay solicitaron a los países (gobiernos) que definan marcos regulatorios que garanticen el avance de las inversiones en la región.

Las Entidades lanzaron el Manifiesto en Defensa de los Biocombustibles para expresar su firme convicción de que es imprescindible que todos los gobiernos impulsen de forma integral la estrategia de transición energética para el desarrollo del sector, para el transporte vehicular, aéreo, fluvial y marítimo. El Manifiesto destaca la importancia de definir marcos regulatorios que aseguren el avance de las inversiones en biocombustibles y la investigación científica y tecnológica para que los países puedan cumplir con los compromisos sobre descarbonización del Acuerdo de París, aprovechando las capacidades

de sus cadenas agrícolas y ganaderas.

"América del Sur tiene recursos fundamentales para ser líder mundial en la producción de energía limpia y renovable, contribuyendo a reducir la dependencia de la energía fósil para mover la economía. Sin embargo, este atributo está lejos de ser explorado en su inmenso potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de sectores cruciales como el transporte urbano, interurbano, fluvial, marítimo y aéreo", destaca el documento. Las asociaciones señalan la importancia de que gobiernos, empresas y la comunidad actúen urgentemente para impulsar la transición energética. *"Necesitamos líderes y parlamentos comprometidos con esta nueva agenda y una hoja de ruta regional clara que pueda combinar de forma responsable las diferentes vías tecnológicas para la transición energética. El coste de la inacción será mucho mayor que la agenda de sostenibilidad más ambiciosa que podamos imaginar"*, dice el documento. La iniciativa representa un hito para que las entidades empiecen a actuar de forma alineada para construir un plan de acción que apoye a los sectores de la aviación, el transporte marítimo y el transporte pesado a superar los retos de la descarbonización.

Los principales objetivos enunciados en el documento son:

• Abogamos por la creación de marcos regulatorios estables y normas claras que proporcionen la seguridad jurídica necesaria para aumentar la inversión en el sector y, por tanto, la expansión de la capacidad productiva y la industrialización de las zonas rurales de las Américas.

• Abogamos por hojas de ruta claras y una planificación energética a largo plazo que confirmen las opciones de los Estados y aumenten la confianza de los inversores.

• Abogamos por la creación de un plan regional de transición energética en términos de financiación y de alineación política ante el cambio climático y los recursos de los que dispone la región para afrontarlo.

• Abogamos por que los gobiernos de los países sudamericanos, junto con la sociedad civil, el sector empresarial y los socios internacionales, adopten medidas más audaces, acordes con la magnitud de las oportunidades y los retos a los que se enfrenta la región y el mundo.

• Abogamos por que América Latina se convierta en una región con una matriz de combustibles totalmente limpia, renovable y sostenible para el año 2050 mediante compromisos firmes, graduales e inexorables.

Las instituciones firmantes son: Asociación Brasileña de Industrias de Aceites Vegetales (ABIOVE), Asociación de Productores de Biocombustibles de Brasil (APROBIO), Alcoholes del Uruguay (ALUR), Cámara de Biocombustibles de Argentina (CARBIO), Cámara de la Industria Aceitera Argentina (CIARA), Cámara Bioetanol de Maíz, Cámara Paraguaya de Biocombustibles y Energías Renovables (BIOCAP), Cámara Panamericana de Biocombustibles Avanzados (CAPBA), Centro Azucarero Argentino (CAA), Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (FedeBiocombustibles), Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA), Unión Nacional del Etanol de Maíz (UNEM), Unión de la Industria de Caña de Azúcar y Bioenergía (Unica).

MEGSA-CAMMESA: 24,9 MMm3 hasta mitad de noviembre. PPP U$S 2,85

El Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) realizó un concurso de precios, solicitado por CAMMESA, destinado a recibir ofertas por parte de los Productores que habiendo sido adjudicados en el Plan Gas.Ar (PG) contaran con volúmenes adicionales para proveer a usinas generadoras en la primera quincena de noviembre.

Se recibieron 16 ofertas con un volumen total de 24,9 millones de metros cúbicos día y a un Precio Promedio Ponderado de 2,85 dólares el Millón de BTU.

Cada Productor sólo podía ofertar en las mismas cuencas en que fuera adjudicado en el PG. y el precio ofertado por cada Proveedor no podía exceder el precio obtenido en el PG para cada cuenca para el período de verano.

Los contratos generados están destinados al aprovisionamiento entre el 31/10/2022 y el 13/11/2022. Desde Nauquén se realizaron 11 ofertas por un total de 14,4 millones de m3/día a precios de entre 2,52 y 3,00 dólares el MBTU.

Desde Tierra del Fuego llegaron 3 ofertas por un volúmen total de 6,5 millones de m3/día y precios de entre 2,77 y 2,81 dólares el MBTU.

Las 2 ofertas restantes correspondieron a Santa Cruz y a Chubut. Fueron por 3 y 1 millón de m3/día y precios de 2,83 y 2,88 dólares el MBTU, respectivamente.

VICTORIO PODESTA

70 años de trayectoria abasteciendo con soluciones energéticas
a la industria, agro, transporte y estaciones de servicio.

Gas natural - Fuel oil - Naftas - Lubricantes - IFO - Energía sustentable (fotovoltaica)

comercial@vpodesta.com (+54 9 11 5319-6441) https://www.linkedin.com/company/vpodesta/

Vista aumentó 26 % su producción total de hidrocarburos

Vista comunicó los resultados del tercer trimestre del 2022 en los que alcanzó los 50.669 barriles diarios de petróleo equivalente, un aumento del 26 % con respecto al mismo periodo del año pasado.

A su vez, logró incrementos del 35 % en la producción de petróleo y del 51 % en la producción de shale oil, ambos datos comparados con el tercer trimestre del 2021.

La producción de shale fue de 36.345 barriles diarios de petróleo equivalente impulsada por la puesta en producción de dos pads de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste durante el trimestre, además de otro pad en Bajada del Palo Oeste y dos pozos en el bloque Aguada Federal que habían sido conectados a finales del trimestre pasado.

En el periodo, Vista exportó 1.95 millones de barriles de petróleo, lo que representa el 48 % de los volúmenes de ventas y el 56 % de los ingresos por ventas de crudo.

Los ingresos en el trimestre fueron de 333.6 millones de dólares, un 91 % por encima del tercer trimestre de 2021, impulsados por una mayor producción y precios realizados de petróleo.

El lifting cost fue de 7.5 dólares por barril de petróleo equivalente y las inversiones fueron 162.8 millones de dólares por la perforación de 6 pozos y la completación de tres pads de 4 pozos durante el trimestre.

El EBITDA ajustado del período fue de 233.7 millones de dólares, un aumento interanual de 127 %, con un margen de 70 %, 11 puntos porcentuales por encima de los valores informados en el tercer trimestre del año pasado.

La utilidad neta ajustada durante el trimestre fue de 79.4 millones de dólares, en comparación con los 18.7 millones de dólares reportados en el mismo periodo del año pasado. Además, Vista registró un flujo de caja libre positivo de 44.4 millones de dólares, detalló la compañía.

YPF obtiene la mejor calificación crediticia de FITCH

La agencia de rating local FIX (afiliada de Fitch Ratings) subió la calificación crediticia de YPF como emisor de largo plazo de *"AA+" a "AAA"*.

La compañía es la quinta empresa del país, excluyendo los bancos, en obtener esta calificación. Las otras son PAE, Tecpetrol, Arcor y Aluar.

El informe de Fitch, que se emitió el lunes 24/10 al cierre del mercado, destaca los resultados obtenidos por YPF durante los tres últimos años de gestión de Pablo González que *"mejoró sus métricas operacionales y fortaleció su perfil financiero tras la cancelación de U$S 1.713 millones de deuda neta entre diciembre 2019 y junio 2022"*. De esta manera, la gestión actual pudo *"re-enfocarse en el desarrollo de Vaca Muerta y la infraestructura de tratamiento y evacuación necesaria con un plan esperado de inversiones de más de U$S 15 mil millones en los próximos 3 años, el cual será fondeado casi exclusivamente con recursos provenientes de las operaciones regulares"*

FIX considera que *"con estos planes en ejecución y las eficiencias logradas, YPF estará en condiciones de monetizar sus recursos hidrocarburíferos no convencionales"* incluso en escenarios adversos, concluye el informe al analizar los resultados bajo gestión del actual presidente de la compañía.

Según el informe se debió al menor consumo residencial

Demanda de electricidad bajó en setiembre 0,6 % promedio, pero 2,2 % en el AMBA

Con temperaturas levemente inferiores en comparación con del mismo mes del año pasado, la demanda de energía eléctrica registró en setiembre un descenso de 0,6 % promedio país y alcanzó los 10.310,02 GWh. En este sentido, las distribuidoras de Capital y GBA registraron una baja de 2,2 por ciento. Esta merma de la demanda de energía se produce tras cinco meses consecutivos de suba desde abril, describió el informe periódico de la Fundación Fundelec.

El consumo de electricidad a nivel residencial descendió en setiembre a nivel nacional, mientras que se presentaron leves aumentos en los rubros industrial y comercial. Los nueves meses del año acumulan un crecimiento de la demanda del 3,8 por ciento.

En septiembre de 2022, la demanda neta total del MEM fue de 10.310,02 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2021, había sido de 10.371 GWh1, y por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de 0,6 por ciento.

En septiembre, existió un decrecimiento intermensual del 12,5 %, respecto al mes de agosto de este año, cuando alcanzó los 11.781,4 GWh.

Además, se registró una potencia máxima de 20.194 MW el 9 de septiembre, lejos de los 28.231 MW de enero de 2022, record histórico.

En cuanto a la demanda residencial de septiembre, representó el 42 % del total país, con una caída de 3,9 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial subió 3,4 %, siendo un 29 % del consumo total. La demanda industrial reflejó otro 29 %, con un ascenso en el mes del orden del 0,4 %, aproximadamente.

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido septiembre de 2022) 2 meses de baja (marzo de 2022, -1,5 %; y septiembre de 2022, -0,6 %) y 10 meses de suba (octubre de 2021, 4,4 %; noviembre, 4,7 %; diciembre de 2021, 9,9 %; enero de 2022, 9,4 %; febrero, 4,7 %; abril, 3,4 %; mayo, 6,8 %; junio, 8,5 %; julio, 1,9 %; y agosto, 1 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 4,4 por ciento.

Por otro lado, los registros anteriores muestran que el consumo de energía de octubre de 2021 llegó a los 10.448,1 GWh; noviembre, 10.560,7 GWh; diciembre de 2021, 12.451,7 GWh; enero de 2022, 13.058,8 GWh; febrero, 10.561,2 GWh; marzo, 10.884,5 GWh; abril, 10.149,1 GWh; mayo, 11.730,9 GWh; junio, 13.073,8 GWh; julio, 12.638,9 GWh; agosto de 2022, 11.781,4 GWh; y en septiembre de 2022 alcanzó los 10.310,02 GWh. En cuanto al consumo de energía por provincia, en septiembre, 13 fueron las provincias y/o empresas que marcaron ascensos: San Luis y San Juan (7 %), Catamarca y Mendoza (5 %), Córdoba (4 %), EDEA, Santa Fe y Neuquén (3 %), EDEN, Entre Ríos, Río Negro y La Pampa (2 %), La Rioja (1 %), entre otros. Por su parte, 12 provincias y/o empresas presentaron descensos en el consumo: Misiones (-18 %), Formosa (-17 %), Chaco (-11 %), EDES (-8 %), Corrientes (-6 %), Chubut (-5 %), Santiago del Estero y Tucumán (-3 %), Jujuy (-2 %), EDELAP (-1 %), entre otros. En tanto, Salta y Santa Cruz mantuvieron un consumo similar al mismo mes del año anterior.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que deman-

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA

CECHA
Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina

ENTIDADES ADHERIDAS

A.M.E.N.A. Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines de Mendoza.

C.A.P.E.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.

C.E.C NEUQUEN Y RIO NEGRO. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de Neuquén y Río Negro

C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la Provincia de San Juan.

C.E.C.A. SAN LUIS Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de San Luis

C.E.C.A.C.H. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.

C.E.C.A.E.R Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Rios.

C.E.C.L.A. LA PAMPA Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa

C.E.C JUJUY Cámara Expendedores de Combustibles de Jujuy

C.E.GNC Cámara de Expendedores de GNC

C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero

C.E.S.A.N.E.: Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste

C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes

C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.

F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe-

F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República – Córdoba -

F.E.C.R.A.: Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

Av.de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084)
Capital Federal Buenos Aires Argentina -Telefono: 4342-4804 - Fax 4342-9394

cecha@cecha.org.ar
www.cecha.org.ar

Avanza la modernización de equipos generadores en Yacyretá

Yacyretá informó el avance del proceso de modernización de sus equipos de control de unidades de generación. Uno de los sistemas de control a intervenir corresponde a las excitaciones de los generadores de las turbinas de eje vertical que integran la usina hidroeléctrica.

Los sistemas de excitación de los generadores se utilizan para crear el campo magnético rotante a los efectos de producir la fuerza electromotriz de tensión de diseño, el control de tensión en bornes del generador y la estabilización de los parámetros eléctricos externos ante perturbaciones en los sistemas eléctricos asociados, describió la EBY.

A tal efecto, en un proceso de licitación internacional le fue adjudicada a la firma Andritz Hydro Ltda, la ejecución de la Ingeniería, fabricación, transporte, montaje y puesta en marcha de las 18 nuevas unidades de control para 18 Generadores. El contrato entró en vigor el 23 de marzo de 2021 con un plazo de ejecución de 36 meses a partir de esa fecha. El viernes 21 de octubre arribaron 6 camiones provenientes de la sucursal de Andritz Hydro Brasil transportando parte de la provisión, conteniendo el sistema de potencia para la autoexcitación, conformado por transformador reductor de tensión en aislación seca, tableros de rectificación de corriente alterna a corriente continua, y los correspondientes al control automático de tensión de las excitaciones para los generadores asociados a cada turbina. Cada camión transporta 21 toneladas de equipamiento, cuya aplicación tiene destino para cada unidad generadora, totalizando 126 toneladas para las 6 primeras unidades en esta primera entrega. El programa estratégico tiene como objetivo la puesta en valor del parque generador de la central, manteniendo las prestaciones originales del equipamiento y sosteniendo la potencia instalada como así también extendiendo la vida útil de todo el parque de generación de energía renovable luego de 30 años de generación sostenida.

daron 32 % del consumo total país, registraron un descenso conjunto de -2,2 %. Los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una caída de -1,9 %, mientras que en el área de EDESUR la demanda descendió -2,7 %. El resto del país subió en su consumo 0,3 % . El mes de septiembre de 2022 fue menos caluroso en comparación con septiembre de 2021. La temperatura media fue de 15.8 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 16.0 °C, y la histórica es de 14.5 °C.

La generación térmica e hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento de las energías renovables. En septiembre, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 2.267 GWh contra 2.234 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 2 por ciento.

Si bien se siguen observando bajos caudales en las principales cuencas en comparación con los valores históricos, principalmente en Comahue, en los últimos meses se destaca una mejora en general comparado con el mismo mes del año anterior, en especial para el río Paraná.

Con un despacho térmico menor, el consumo de combustible terminó siendo inferior si comparamos mes a mes a nivel del total.

En el conjunto de los combustibles alternativos, si bien no fueron consumos altos, se observa un aumento. Para el gas natural, se destaca una menor demanda.

Así, en septiembre siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 50,82 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 21,10 % de la demanda, las nucleares proveyeron 6,52 %, y las generadoras de fuentes alternativas 14,93 % del total. La importación representó el 6,63 % de la demanda.

La secretaria de Energía inauguró las jornadas del Congreso Internacional de Distribución Eléctrica Argentina 2022

Royón: "Saldar las deudas con Cammesa es crucial para el Sistema Eléctrico"

La Secretaria de Energía de la Nación, Flavia Royón, consideró que el pago de las deudas que tienen las empresas con la Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) "*es crucial para darle sustentabilidad al Sistema" (Eléctrico). "Hemos avanzado con el tema de tarifas pero debemos resolver el tema de las deudas con Cammesa",* puntualizó la funcionaria en declaraciones al periodismo.

Acerca de la posibilidad de que las empresas deudoras pudieran saldar sus montos en hasta seis años, Royón refirió que *"la ley de Presupuesto habla de que la secretaria de Energía debe crear una unidad de medida homogénea. Si esto queda así (en alusión al texto del proyecto en tratamiento parlamentario) , lo veremos….es un tema que estamos trabajando…"*

Se trata de una deuda que ronda los 500 mil millones de pesos, casi la mitad la cual recae en las operadoras del AMBA, Edenor y Edesur. También son fuertes las deudas de las distribuidoras y cooperativas bonaerenses. En el contexto de la política tarifaria vigente sólo han venido pagando parcialmente a la Administradora por la electricidad que distribuyen.

El gobierno procura que las compañías salden esta deuda, y también que regularicen sus pagos a futuro, en el mes a mes.

Directivos de las distribuidoras, en tanto, esperan a la resolución del Presupuesto Nacional 2023 para saber, por caso, cómo avanzará el gobierno en la política tarifaria para el sector, que tiene pendiente resolver una revisión integral (RTI) comprometida para diciembre próximo, algo que ya no ocurrirá.

"Una RTI no es sólo hablar de recomposición de tarifas sino que también implica definir un modelo que garantice el acceso a la energía para todos, su uso eficiente, las inversiones necesarias para la transición a energías limpias, la cobertura de costos, la capacidad de pago de los usuarios, y la ayuda pública para garantizar el acceso universal al servicio", explicaron a E&N.

Mientras tanto, podría haber una actualización de Valor Agregado de Distribuión (VAD) antes de fin de año, tal como se espera ocurrirá con el VAT (Transporte), luego de Audiencia Pública.

En declaraciones que realizó luego de participar del acto de apertura del *"CIDEL Argentina 2022"* -Congreso Internacional de Distribución Eléctrica- organizado por Adeera y Cacier, Royón ratificó la vigencia de la segmentación de subsidios a las facturas de usuarios de luz y gas. Su continuidad parcial para las Categorías 2 y 3, y la eliminación para aquellos que figuren en el Nivel 1 (altos ingresos), del Registro RASE.

Con relación a la posibilidad de que puedan darse casos de no inscrptos en el RASE, y que en consecuencia puedan perder el subsidio tarifario aunque no sean usuarios de altos ingresos, Royón explicó que *"lo que hicimos es tratar de que esto sea gradual, en la primera etapa, a partir de octubre, se retiró el 20 por ciento del subsidios, y hemos trabajado con todos los gobiernos y entes provinciales en campañas de informacion para que la gente se anote".*

"En esto también las distribuidoras ayudaron con una campaña fuerte de aviso a los usuarios", añadió, y reiteró que "a los consumos a partir del 1 de octubre se les retira el 20 por ciento de los subsidios. se sigue el esquema previsto" (de retiro de subsidios en tres bimestres, del 20, 40 y 40 %).

Horacio Nadra Presidente ADEERA y La Secretaría de Energía Flavia Royón

En otro orden, y con relación a la posibilidad de exportación de gas argentino a Europa como GNL, Royón consideró que se trata *"de una posibilidad cierta y real, y es a lo que aspiramos". "Por ello estamos trabajando en los proyectos para el GNL y otros para el sector, para que Argentina pueda exportar su gas",* remarcó.

Y añadió que *"varias empresas nos acercaron proyectos de producción modular de GNL, donde ven plazos de ejecución mas cortos, y luego está el proyecto de Petronas con YPF, de mas largo plazo, de 3 a 4 años para la construcción de una planta"* (y la infraestructura de transporte).

"Hay varios proyectos, y el GNL es el camino para poder exportar nuestro gas a Europa, que nos está mirando como proveedores", señaló Royón en referencia a la necesidad energética de ése continente, afectado por la contienda bélica de Rusia y Ucrania, con la OTAN de trasfondo, y las sanciones que la U.E. dispuso contra el gobierno ruso, fuerte proveedor del gas natural que le llegaba vía gasoductos.

Acerca de los posibles proveedores argentinos de GNL, existen proyectos por caso de Techint y de Pampa Energía para instalar plantas modulares de producción, pero la Secretaria Royón refirió que *"estuvimos en conversaciones, no hay todavía presentacion formal porque estan todos a la espera del Marco Regulatorio de la Ley, que estará listo este mes (por noviembre)". "Estamos hablando de proyectos a 2024 ya que hay que desarrollar infraestructura, y esos son los plazos mas cortos que se estan manejando",* explicó.

Durante la inauguración oficial del *"CIDEL Argentina 2022"*, Royón destacó que *"Argentina tiene un potencial muy grande en materia de energía renovable, también tiene un sector de biocombustibles muy importante, tenemos mucho que ofrecer en la transición energética mundial".* También participó el subsecretario de Energía Eléctrica, Santiago Yanotti.

El encuentro regional de operadoras de redes eléctricas se desarrolla en el Hotel Buenos Aires Marriott. Especialistas, investigadores, universidades, funcionarios públicos, empresarios y reguladores provenientes de 10 países participan del evento que tiene como lema *"Innovación y tecnología como impulsores del desarrollo sustentable del sector".*

El presidente de Adeera, Horacio Nadra presentó oficialmente la Usina para el Desarrollo Energético Argentino (UDEA) junto a Juan Manuel Carassale, coordinador del proyecto. *"Se trata de un espacio de investigación, difusión, diálogo y búsqueda de consensos estratégicos para el diseño e implementación de un modelo energético sostenible en nuestro país"*, indicó Carassale.

Del congreso también participaron el vicepresidente de CACIER , Marcelo Cassin; el presidente de la CIER, Carlos Mario Caro; y el presidente de ADELAT, Ramón Castañeda.

Por su parte, Nadra señaló: *"estoy convencido de que el futuro es eléctrico porque estamos frente a una transformación técnica y a la vez cultural. El cambio del parque automotor por los autos eléctricos, los medidores inteligentes, las fuentes renovables, el nuevo rol de consumidor como prosumidor son el presente y el futuro cercano para las asociadas de Adeera y para el país".*

El Congreso Internacional de Distribución Eléctrica desarrolla sesiones técnicas en forma simultánea con temas tales como Instalaciones de distribución: subestaciones, líneas y cables; El futuro de la distribución eléctrica; Operación, control y protección de redes; La distribución eléctrica sustentable; Calidad del servicio y del producto en distribución; y Eficiencia energética y tecnológica.

En el CIDEL Argentina 2022 se desarrolla también una exposición comercial donde empresas del sector exhiben sus últimos desarrollos tecnológicos a directivos y técnicos de la industria eléctrica.

Genneia presentó su segundo reporte de sustentabilidad

El documento representa los hechos de mayor relevancia del período e indicadores de desempeño en materia ESG.

Tras un año de nuevos desafíos Genneia, la compañía líder en generación de energías renovables en el país, lanza su segundo reporte de sustentabilidad realizado conforme a los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) y de Sustainability Accounting Standards Board (SASB). El documento materializa el trabajo realizado durante 2021 y resume los indicadores de desempeño en materia ambiental, social y de gobernanza (ESG).

El reporte se encuentra disponible para ser descargado en su sitio web y recorre los distintos hitos de la compañía. Entre los principales ejes de acción reportados se destaca el liderazgo en la colocación de bonos verdes corporativos en Argentina por más de US$ 500 millones. De este modo Genneia se convirtió en la principal emisora de bonos verdes en el país y la primera empresa en colocar un bono verde en el mercado internacional.

Asimismo, durante el período de 2021, la empresa verificó por primera vez externamente su inventario de emisiones de gases de efecto invernadero acorde al Protocolo Internacional GHG y utilizó certificados de emisiones (CER) propios para compensar la huella de carbono administrativa. Esto refleja no solo el nivel de transparencia de la gestión, sino a su vez el compromiso con la lucha contra el cambio climático.

"Nos enorgullece presentar nuestro segundo Reporte de Sustentabilidad alineado a las mejores prácticas y estándares internacionales. El esfuerzo de nuestra compañía tiene como objetivo alcanzar una gestión cada vez más sustentable y seguir impulsando mejoras en nuestros procesos. Este documento refleja el compromiso diario con el desarrollo de la comunidad, el cuidado de nuestro capital humano y el respeto por el medioambiente", expresó

Carolina Langan, jefa de Sustentabilidad de Genneia.

"Los hitos de nuestro negocio han sido alcanzados gracias al esfuerzo de nuestros colaboradores, el respaldo de las comunidades donde operamos y el apoyo de nuestros inversores. Estamos convencidos que las energías renovables serán el futuro para la mitigación del cambio climático y Genneia seguirá trabajando para que sus procesos estén alineados a los mejores estándares internacionales", agregó Gustavo Castagnino, director de Asuntos Corporativos, Regulatorios y Sustentabilidad|ESG de Genneia.

Acerca de Genneia

Genneia es la compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables en Argentina, con un 18% de participación en la matriz renovable, alcanzando el 24% de la capacidad instalada de energía eólica y el 8% de la solar, lo que la convierte en la líder indiscutida del sector y una de las quince generadoras más importantes de Sudamérica, ocupando actualmente la posición número 11.

Con el desarrollo de sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte, Villalonga, Pomona y Necochea, la empresa actualmente cuenta con una potencia de 784 MW en energía eólica; y supera los 866 MW de energía renovable al considerar su parque solar Ullum (82 MW) ubicado en la provincia de San Juan. Actualmente se encuentra en proceso de construcción el nuevo Parque Solar Sierras de Ullum que tendrá una capacidad instalada de 80 MW. Y proyecta la construcción del Parque Eólico La Elbita en Tandil (100 MW) y el Parque Solar Tocota III en San Juan (60 MW).

Como agentes activos de cambio, la compañía gestiona sus programas de Sustentabilidad sobre los siguientes pilares: liderazgo en energías renovables, operación respetuosa del medioambiente y aporte a la lucha contra el cambio climático, construcción de valor para las comunidades, compromiso con su gente y desarrollo de su cadena de valor.

Se desprende del informe anual de la OPEP ampliada

La industria petrolera necesitará US$ 12,5 billones hasta 2045

La OPEP estima que por el aumento de la demanda mundial de petróleo se necesitarán hasta 2045 US$ 12,5 billones.

En el documento *"Perspectiva mundial del petróleo 2022"* asegura que el consumo seguirá aumentando y prevé que se situará en una media de 110 millones de barriles diarios es decir, un 10% más que el nivel actual, con lo cual se requerirán enormes inversiones.

Puntualiza que en virtud de las actuales circunstancias, básicamente por el menor consumo de combustibles fósiles, los países miembros de la organización se encuentran inmersos en una contradicción. Por un lado le reclaman mayor producción y por otro pretenden desalentar el uso de energías fósiles.

En ese sentido advierte que *"los esfuerzos por desalentar la exploración y el desarrollo del petróleo están destinados a sembrar las semillas de una crisis energética más pronunciada"*

El crudo, por ser un recurso no renovables requiere constantes inversiones para compensar del declive natural de los yacimientos y mantener un determinado nivel de producción.

Dado que la tasa media del declive anual de la industria es de alrededor del 5%, únicamente para mantener la producción actual en torno a los 100 mbd hay que añadir una producción adicional de 5 mbd cada año.

Es importante para la organización advertir sobre una eventual limitación por el lado de la oferta.

Se espera que la producción de petróleo de esquisto en Estados Unidos llegue a su pico en algún momento en torno al 2030 y con ello alcanzarán al máximo los suministros de los países de la OPEP,

La organización señala que la emisiones de CO2 continuarán aumentando durante lo que queda de la década aunque se ralentizarán a mediano plazo, antes de comenzar a declinar después de 2030.

"Como era de esperar la recuperación parcial de la demanda energética mundial (tras la caída por la pandemia de Covid19) durante 2021 y 2022 se tradujo en un aumento de las emisiones de CO2 relacionadas con la energía"

Las emisiones mundiales de efecto invernadero aumentaron el año pasado más de 1.000 millones de toneladas con respecto a 2020, debido a la fuerte recuperación de la actividad económica y al aumento de la movilidad.

Por tal razón hay que esperar *"un aumento de las emisiones globales de CO2 para el resto de la década actual, a pesar de los diversos esfuerzos por minimizarlas"*

A mediano plazo la OPEP considera probable que se logre una estabilización, antes de que la *"trayectoria descendente"* comience *"en algún momento a principios de la próxima década, aunque disminuyendo a un ritmo inferior al exigido por el Acuerdo de Paris"*

Asimismo vaticina que las emisiones anuales de CO2 relacionadas con la energía subirán hasta 35.000 millones de toneladas hacia finales de la década actual, desde las 33.700 millones de toneladas estimadas para 2021.

"Posteriormente se espera que empiecen a disminuir lentamente durante el resto del período de previsión, volviendo en líneas generales a los niveles de 2021 en 2045"

La evolución será diferente en los países industrializados de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) donde se espera una reducción más rápida y drástica que en los países en desarrollo.

En el primer caso, la OPEP calcula que, en paralelo a una reducción de la demanda de petróleo y carbón a partir de 2023, las emisiones bajarán de forma constante, acumulando una caída de 3.000 millones de toneladas de CO2 entre 2021 y 2045.

En China *"crecerán marginalmente"* hasta 2025, alcanzando un máximo de 10.300 millones de toneladas al año, antes de bajar gradualmente hasta 8.000 millones de toneladas en 2045.

Esta reducción del orden de los 300 millones de toneladas se estima también en Eurasia como consecuencia de la caída de la demanda energética en Rusia.

Pero a la vez se prevé un aumento de las emisiones en los países en desarrollo, en línea con su crecimiento económico y demográfico.

De todos modos, resalta que los países ricos para 2045 seguirán teniendo tasas per cáspita de emisiones de efecto invernadero acumuladas des 1900 considerablemente mayores que las de las naciones en desarrollo

Rusia perderá liderazgo como exportador de energía

En su informe anual de perspectivas globales, la AIE considera que las exportaciones de combustibles fósiles de Rusia nunca volverán a los niveles de 2021, y eso pese a su reorientación hacia los mercados asiáticos.

En términos globales, la AIE calcula que, de haber representado el año pasado un 20 % de los intercambios internacionales de energía, su peso bajará al 13 % en 2030 con las últimas políticas puestas en marcha tras el estallido del conflicto. Buena parte del espacio que Rusia va a ceder en las ventas de combustibles fósiles pasará a ser ocupado por Estados Unidos y Oriente Medio, indica el documento. En el caso del gas, bajará la cuota del 30 % de las exportaciones mundiales en 2021 al 15 % a comienzos de la próxima década. Los autores del informe anticipan que la demanda de importaciones de gas natural en la Unión Europea pasará de 370.000 millones de metros cúbicos en 2021 a 230.000 millones anuales para 2030, a 140.000 millones para 2035 y 40.000 para 2050. Y las procedentes de Rusia podrían tener un peso cada vez más marginal con las posibilidades de seguir abasteciéndose mediante los gasoductos que llegan desde los yacimientos noruegos y del Magreb, y de comprar gas natural licuado (GNL) que llega por barco desde diferentes países.

El acaparamiento de GNL, un fenómeno que crece frente las costas europeas

Hay que pasar el invierno

La frase es conocida tanto por los argentinos que peinan canas como por los viejos europeos que tiene en su memoria las más cruentas guerras que recuerde la humanidad.

A las puertas del invierno, Europa se enfrenta a una restricción del suministro de gas sin precedentes, ya que Rusia ha reducido progresivamente los flujos después de que EE.UU. y la U.E impusieran sanciones a Rusia en respuesta al conflicto armado.

La crisis política desencadenó una serie de ajustes en el mercado internacional, que tiene como principal consecuencia un invierno boreal que arranca con mucha volatilidad y altos precios del gas natural.

La inseguridad del suministro energético de Europa que puso el asunto en el centro de la cuestión política convirtiendolo en alta prioridad para el viejo continente y otras regiones importadoras, ya que no se puede descartar un corte total en los flujos rusos.

Además de la suba de los precios, otra consecuencia relevante es el desplazamiento de la demanda hacia otros proveedores de líquidos, con el GNL como protagonista. Todo esto explica. en parte, el fenómeno de la enorme cantidad de barcos repletos de GNL boyando en las costas europeas. Otro efecto inesperado de la carambola mercantil, son los beneficios de inesperados para los productores de GNL que incluye sustanciales mejoras en las condiciones de los contratos.

A medida que el verano termina en el hemisferio norte, retornan los picos de demanda invernal con un importante aumento de la incertidumbre, de la inseguridad en el suministro y de las tarifas. La situación no es ajena a las propuestas económicas extremas que propuso la primera ministra del Reino Unido y que ocasionaron su rápida salida del 10 Downing Street.

Otro efecto de la escasez es el acaparamiento, fenómeno que se está produciendo frente a las costas de España (y otras europeas), donde decenas de Carriers que transportan gas natural licuado (GNL) se encuentran fondeados por insuficiente infraestructura para descarga. Hay más de 35 buques cargados de GNL fondeados en el Cantábrico y el Mediterráneo, con al menos ocho buques anclados sólo en la Bahía de Cádiz, según fuentes familiarizadas con la situación.

Un comunicado emitido por la estatal Empresa Nacional del *Gas (ENAGAS), titulado "declaración de situación operativa excepcional",* dice que podría tener que rechazar descargas de GNL debido a un déficit de capacidad de regasificación.

El comunicado señala también que se espera que los altos niveles de ocupación en las plantas de regasificación se mantuvieran al menos hasta la primera semana de noviembre.

Es posible que la mitad de los metaneros sean españoles, ya que la empresa distribuidora Naturgy posee 12 buques con una capacidad de carga que ronda los 2 millones de toneladas, mientras que Endesa, propiedad de la estatal italiana Enel, es propietaria de 4 buques más, con una capacidad de alrededor de 650 mil toneladas. Entre los 18 buques transportarían un total de 6,4 millones de m3 de GNL, unos 3.800 millones de m3.

España tiene la mayor capacidad de regasificación de la Unión Europea, representando el 33% de todo el GNL y el 44% de la capacidad de almacenamiento de GNL. Las plantas de regasificación españolas se ubican en Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto (Valencia), Mugardos (Coruña) y hay una próxima a inaugurarse próximamente en El Musel, Guijón.

Según fuentes especializadas, hay buques de GNL anclados cerca de otros países europeos, lo que podría significar que docenas más están esperando para despachar.

Acaparar y especular

La escasez de plantas de regasificación que conecten los países que cuentan con esas instalaciones con otros mercados europeos, hace que el GNL que flota en alta mar ndeba esperar.

"Hemos visto una gran cantidad de cargamentos esperando en alta mar en el sur de España o dando vueltas en el Mediterráneo, así como algunos cargamentos esperando frente al Reino Unido", dijo Alex Froley, analista en GNL de la firma de inteligencia de datos ICIS.

Los cuellos de botella se vieron agravados por una menor demanda industrial a medida que la economía de Europa se desacelera, así como por un consumo interno menor al esperado en España debido al clima inusualmente cálido.

Froley de ICIS dijo que otra razón de la congestión es que se espera que los precios aumenten a medida que se acerca el invierno y aumente la demanda de calefacción, por lo que algunos barcos están esperando para vender sus cargamentos a un precio más alto que pueda compensar los costos de envío adicionales incurridos por permanecer en alta mar.

El precio de un cargamento de GNL ronda hoy los US$ 10/11 para entrega a fines de noviembre o principios de diciembre. *"Esta estrategia funciona en parte porque algunas empresas tienen flexibilidad en sus carteras de envío debido a interrupciones como el cierre de la planta de Freeport en EE. UU."*, dijo Froley. Se refería al segundo mayor exportador de GNL de EE. UU. que detuvo sus operaciones en junio después de una explosión y un incendio.

"Si se produjeran más cargamentos, es posible que las empresas no puedan dejar sus barcos esperando tanto tiempo", dijo. Por su parte China detuvo las ventas de GNL a compradores extranjeros para garantizar su propio suministro, lo que, según los actores del mercado, podría impulsar a más buques a dirigirse a Asia. Esta semana se reunieron los mandatarios de Francia, Alemania, España y Portugal para tratar de llegar a un acuerdo sobre el gasoducto MidCat que podría llevar gas español -y en un futuro hidrógeno- a centroeuropa. MidCat crearía una tercera conexión de gas entre Francia y España, que según sus principales patrocinadores, Madrid, Lisboa y, más recientemente, Berlín, ayudaría a Europa a reducir su dependencia del gas ruso.

Excelerate y Alemania acordaron la provisión de barco regasificador de GNL por 5 años

Por Santiago Magrone

La estadounidense Excelerate Energy, Inc. (*"Excelerate"*) y el Gobierno de la República Federal de Alemania firmaron en Berlín un contrato de cinco años para alquilar la unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) Excelsior, con el objetivo de *"proveer seguridad energética y diversificación a Alemania, al mismo tiempo que brindará soporte al país en el proceso de transición hacia la energía renovable",* se comunicó.

El Presidente de Excelerate y CEO Steven Kobos y Patrick Graichen, Secretario de Estado del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK), firmaron el contrato en la sede del BMWK, en una ceremonia donde también estuvo presente Woodward Clark Price, Chargé d'Affaires de la Embajada de Estados Unidos en Berlín.

Esta operación se enmarca en el contexto de alta demanda de gas desde varios países de Europa a consecuencia del conflicto político y bélico entre Ucrania y Rusia, con la OTAN como trasfondo.

Las sanciones a Rusia por su operación militar en la región del Dombás derivaron en un freno a la provisión de gas natural por ductos y de petróleo ruso a varios países europeos. Los atentados contra los gasoductos submarinos desde Rusia hasta Alemania (cuya autoría se supone que se está investigando) terminaron por componer un estado de situación difícil para las economías y hogares europeos, a las puertas del invierno.

Steven Kovos destacó que *"el despliegue de la FSRU Excelsior en Alemania demuestra nuestro compromiso con el fortalecimiento de la seguridad energética en tiempos donde las fuentes de energía tradicionales han demostrado ser poco fiables".*

La provisión de Gas Natural Licuado, cuyo precio internacional no deja de aumentar en este escenario mundial, resulta una alternativa para Alemania y otros que han tenido que volver al uso intensivo del carbón para producir energía eléctrica. Mientras, también revisa su decisión de renunciar a la generación nuclear.

Kovos, en tanto, añadió que *"los FSRU (barcos regasificadores) tienen la ventaja de ofrecer acceso flexible para una mejor provisión de diversificación y pueden servir, también, como respaldo complementario para el rápido crecimiento de los proyectos de energía verde".*

"Estos beneficios están alineados con los objetivos establecidos por las Fuerzas Especiales de EE. UU. y la UE sobre Seguridad Energética", puntualizó Kovos. En forme previa a la firma de este contrato BMWK anunció que el consorcio, incluyendo Tree Energy Solutions, E.ON y Engie, desarrollará e implementará en conjunto la quinta terminal de importación de FSRU usando el buque de Excelerate.

El acuerdo establece que el FSRU Excelsior se embarcará en el primer trimestre de 2023. La República Federal de Alemania, planea atracar el buque en el puerto de Wilhelmshaven. El Excelsior, que tiene una capacidad de almacenamiento de GNL de 138,000 m 3 y una capacidad de envío de 5 bcm/, entrará al dique seco a fines de 2022 para un mantenimiento programado previo a su llegada a Alemania.

Excelerate Energy L.P. es una empresa que destaca en el mercado *"en soluciones flexibles e innovadoras de GNL".*

"Excelerate ofrece una gama completa de servicios de GNL, desde unidades de almacenamiento flotante y regasificación hasta el desarrollo de infraestructura marina y el apoyo logístico para el suministro de GNL a través de su negocio de comercialización y transporte para el suministro de energía", detalla la compañía con sede en The Woodlands, Texas.

Excelerate tiene presencia global con equipos en Abu Dhabi, Amberes, Boston, Buenos Aires, Chattogram, Dhaka, Dubai, Manila, Río de Janeiro, Singapur y Washington DC.

Desde hace varios años sus buques regasificadores proveen a la Argentina en los meses del otoño e invierno como complemento de la producción local de gas natural. También se importa gas natural por ductos desde Bolivia.

En la terminal portuaria específica de Escobar, provincia de Buenos Aires, opera el buque *"Expedient"*, en tanto que desde la terminal instalada en Bahía Blanca operó durante tres meses, hasta agosto el *"Exemplar".*

Cubrió el pico de demanda invernal. Durante su estadía, el Exemplar regasificó 12 cargamentos de GNL inyectando 1.016 MMSm3 de gas al sistema y alcanzando el pico de regasificación el 7 de julio con un total de 17 MMSm3 procesados ese día.

"Desde Bahía Blanca, cruzará el Atlántico en búsqueda de nuevos desafíos en Europa, bajo el mando de una tripulación mayoritariamente argentina", se explicó por esos días.

Su regreso para el invierno del 2023 dependería de la necesidad de importar GNL adicional en el caso en que no esté concluído el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner en su Etapa I, cuya construcción ha sido encarada, contra reloj, por el gobierno nacional.

La ONU cuestiona el gas natural

El informe *"¿Es el gas natural una buena inversión para América Latina y el Caribe?"* examina el papel del gas natural en la matriz eléctrica de ALC y lo que supondría su expansión actual y prevista. El gas natural sólo es natural cuando se mantiene bajo suelo, sostiene. *"Cuando se libera a la atmósfera es peligroso, tóxico y su potencial de calentamiento es unas 30 veces superior al del dióxido de carbono. Muchos sectores lo presentaron como un recurso abundante que puede sostener una producción eléctrica creciente mientras se eliminan otras fuentes contaminantes como el carbón y el diésel. Sin embargo, los datos incluidos en este informe sugieren que el gas natural no es una tecnología de transición, sino una regresión."*

El informe contempla tres escenarios: Business-as-usual (BAU), con un suministro de electricidad basado en las tendencias actuales que incluye centrales eléctricas de carbón y petróleo; un segundo escenario basado en gas natural, que da prioridad a este combustible fósil frente a otras fuentes de energía; y un escenario apoyado en energías renovables, que utilizan principalmente energía solar y eólica, junto con baterías, para satisfacer los aumentos de demanda previstos y como sustitución de las centrales de combustibles fósiles.

PALEO HNOS
Más de 50 años transportando líquidos a granel

- Transporte internacional en todo el MERCOSUR.
- Seguimiento permanente a través de despachantes, exportadores, importadores y agentes de frontera.
- Representantes en Buenos Aires, Santiago de Chile, Porto Alegre, Asunción del Paraguay y todos los pasos de frontera del Uruguay.

Teniente Galeano 2366/76 Tel: (598 2) 512 1044 - Montevideo, Uruguay

Resultados positivos para Chevron

La petrolera Chevron ganó U$S 29283 millones en los primeros nueve meses del año, representando el triple de ganancias del año anterior.

En ese período los ingresos acusaron U$S 189.779 millones casi 66% más que un año antes.

En el tercer trimestre el resultado neto de la compañía fue de un beneficio de U$S 1.231 millones, lo que representa un crecimiento de 84% con respecto a igual período de 2021

Aramco obtuvo U$S 42,5 mil millones

Saudí Aramco ha informado de un ingreso neto del tercer trimestre de U$S 42,4 mil millones en comparación con los U$S 30,4 mil millones en igual período de 2021,es decir, un aumento interanual del 39 %. El flujo de caja libre de la gran empresa energética aumentó a un récord de u$S 45.000 millones.

Las ganancias del tercer trimestre de la compañía reflejan la capacidad de Aramco para generar un valor significativo. El presidente y director ejecutivo de Aramco, Amin H Nasser dijo al respecto *"Las sólidas ganancias de Aramco y el flujo de efectivo libre récord en el tercer trimestre refuerzan nuestra capacidad comprobada para generar un valor significativo a través de nuestra producción Upstream de bajo costo y baja intensidad de carbono y negocios Upstream y Downstream estratégicamente integrados. Si bien los precios mundiales del petróleo crudo durante este período se vieron afectados por la continua incertidumbre económica, nuestra visión a largo plazo es que la demanda de petróleo seguirá creciendo durante el resto de la década dada la necesidad mundial de energía más asequible y confiable."*

"Con el telón de fondo de la falta de inversión global en nuestro sector, estamos ampliando nuestras capacidades de producción de petróleo y gas a largo plazo mientras también trabajamos hacia nuestra ambición previamente declarada de lograr cero emisiones netas de gases de efecto invernadero." Aramco está considerada como una de las mayores compañías del mundo. Produce el 10 % de todo el petróleo mundial, unos 10 millones de barriles de petróleo diario. Aramco es propietaria del 69 % de la compañía química SABIC, adquisición que tuvo lugar en marzo de 2019 por U$S 69,1 mil millones.

TotalEnergies aumentó su beneficio un 69 %

TotalEnergies obtuvo U$S 17.262 millones de beneficio entre enero y septiembre, un 69 % más que en el mismo periodo de 2021 y más que en todo el ejercicio 2021.

El resultado operativo neto ajustado de los sectores se multiplicó por 2,3 en los nueve primeros meses del año hasta U$S 30.237 millones de los cuales 13.951 millones corresponden a la actividad de exploración y producción (el doble que un año antes) y 9.255 millones por el gas integrado, las renovables y la electricidad (2,7 veces más).

El negocio del refino y la química aportaron U$S 5.815 millones a ese resultado operativo neto ajustado (se multiplicó por 4,3 veces) y el de mercadotecnia y servicios 1.216 millones (un 7 % más).

Si se toma de forma aislada el tercer trimestre, el beneficio de la compañía creció un 43 % respecto al mismo periodo de 2021 hasta U$S 6.626 millones.

También ahí el principal vector de ese incremento fue el gas, con un precio de venta del gas natural licuado (GNL) que aumentó más del 50 % respecto al trimestre precedente.

Shell sigue registrando ganancias

Shell registró 9.454 millones de dólares en concepto de ganancias en el tercer trimestre de 2022, lo que constituye una baja del resultado récord del período anterior de 11.500 millones tras el debilitamiento de la refinación y el comercio del gas. Con este nivel el gigante energético está rumbo a superar su récord histórico de beneficio anual de 31.000 millones de dólares registrado en 2008 Así se desprende del informe publicado hoy por la compañía. En este sentido, se señala que tales ganancias probablemente intensificarán los llamamientos en el Reino Unido y la Unión Europea a imponer más impuestos sobre las compañías energéticas ante la actual crisis.

Al mismo tiempo Shell informó que planea elevar en 15 % los dividendos de sus acciones en el cuarto trimestre, cuando se retire su actual director ejecutivo, Ben van Beurden, después de nueve años al frente de la compañía.

Aunque la compañía sigue registrando ganancias, el reporte trimestral manifestó un desplome del 38 % en los departamentos de gas y de energía renovables. En particular, Shell produjo 7,24 millones de toneladas del gas natural licuado (GNL), es decir, un 5 % menos en comparación con el año pasado. La caída se debió mayoritariamente a las huelgas persistentes en la instalación Prelude, ubicada en alta mar al noreste de la ciudad australiana de Broome.

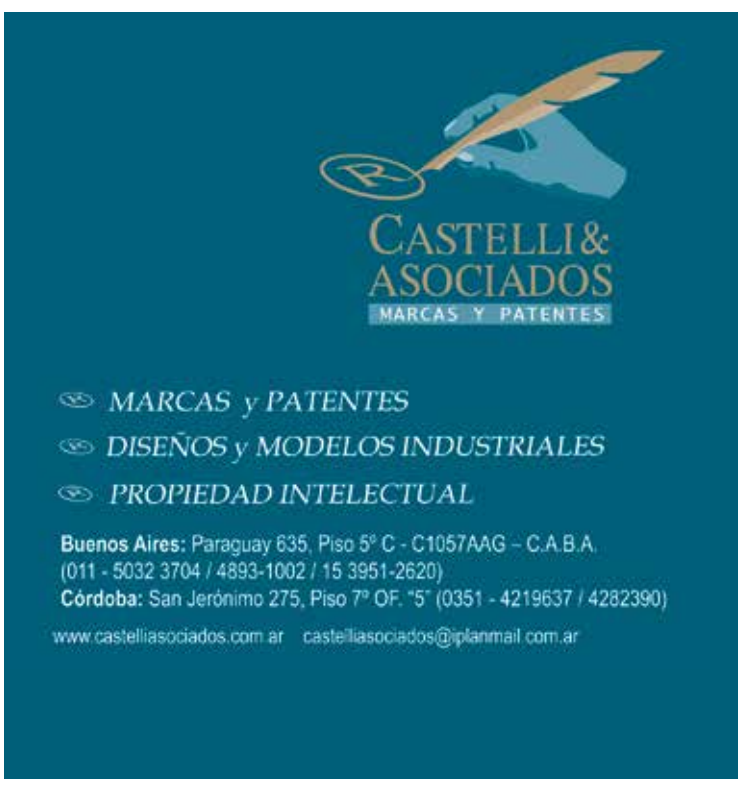
Desde la firma vincularon la disminución con *"las limitaciones de oferta, combinadas con diferencias sustanciales entre el papel y los hechos físicos en un mercado volátil y dislocado"*.

Paralelamente, las ganancias petrolíferas y de productos químicos también cayeron en un 62 % en el tercer trimestre por *"menores márgenes de refinamiento debido a la recuperación de la oferta mundial"*.

ExxonMobil aumentó 30% sus ganancias

De Enero a Septiembre de este año la petrolera norteamericana ganó U$S 43.200 millones lo que supone un 58,6% más que igual período de 2021.

En el tercer trimestre de este año obtuvo un beneficio neto de U$S 19.660 millones, lo que se traduce un incremento de U$S 19.660 millones, es decir, 12,9% respecto a igual período de 2021 y 18% en comparación con el trimestre precedente.



En su informe "Perspectiva de los Mercados de Materias Primas"

Banco Mundial advierte que el tope al petróleo ruso no es viable sin la participación de más países

Perspectiva de los Mercados de Materias Primas, es un reciente informe del Banco Mundial que evalúa el alcance a las restricciones impuestas a Rusia impulsadas por los países del Grupo de los Siete y aprobadas por los 27 ministros de la Unión Europea.

El Banco Mundial prevé una contracción en los próximos meses mientras se mantienen restricciones adicionales a las exportaciones rusas del gas natural y petróleo, además de que el fenómeno se suma a la menor producción de petróleo decidida por la OPEP.

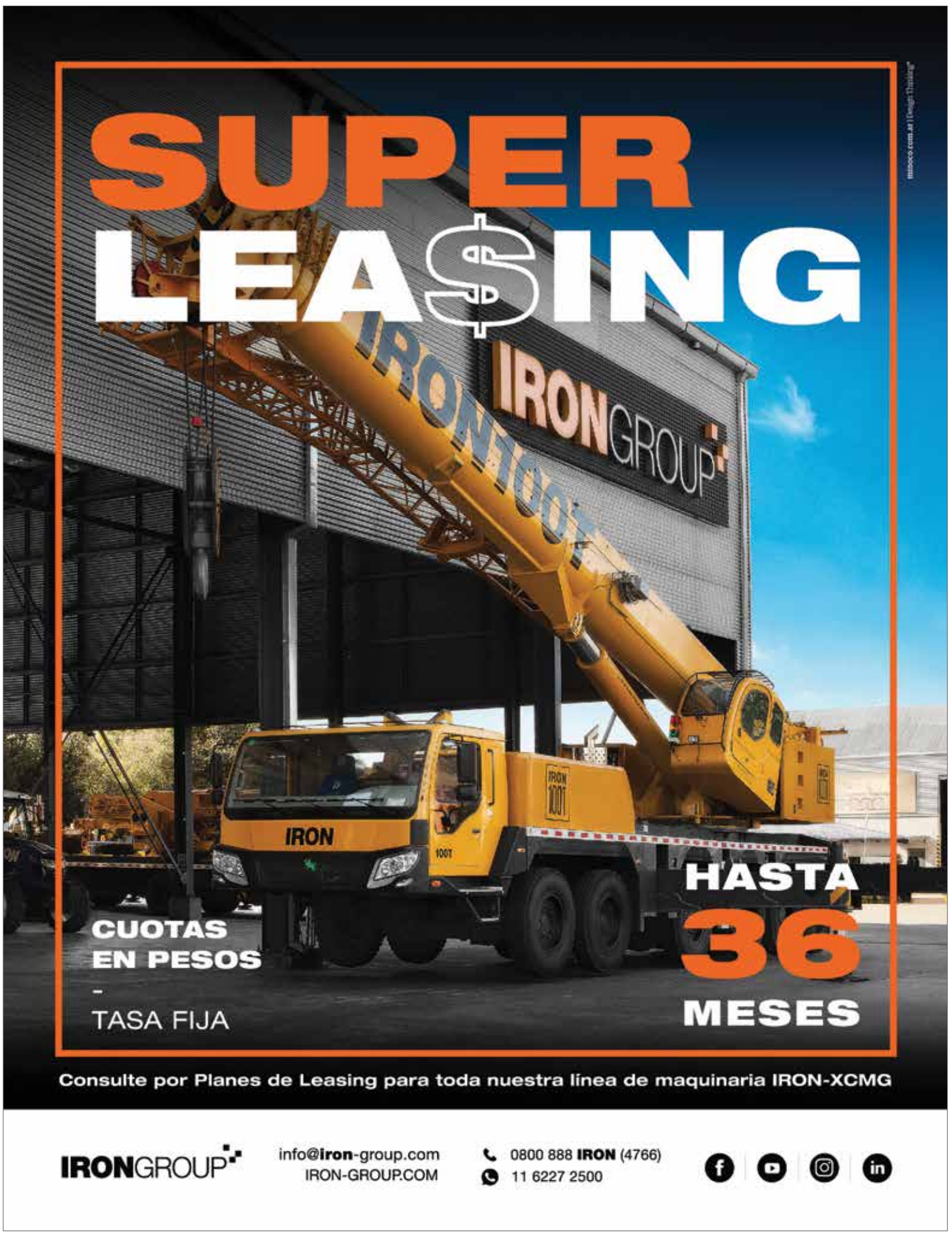
La entidad considera que el tope al precio del petróleo ruso propuesto por el G7 no funcionará sin la participación de más países.

El informe indica que el suministro mundial de crudo dependerá del alcance que tenga la interrupción de exportaciones desde Rusia, las decisiones de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo Plus (OPEP+) y la respuesta de inversión de las compañías petroleras estadounidenses.

Asimismo, señala que la Agencia Internacional de Energía (AIE) espera que las exportaciones de ese recurso por parte del país eslavo disminuyan aproximadamente en 1,5 millones de barriles al día debido a las sanciones adicionales, aunque detalla que existe una *"incertidumbre considerable"* en torno a estos cálculos.

"El tope al precio del petróleo propuesto por el G7 podría afectar al flujo de crudo desde Rusia, pero es un mecanismo que no probado y necesitaría la participación de grandes economías de mercados emergentes y en desarrollo para lograr sus objetivos", reza el documento, que recuerda que Moscú ya ha advertido que no comerciará con los países que participen de dicha iniciativa.

En este sentido, el BM sostiene que, si bien es posible que se produzcan *"trastornos significativos"* en las exportaciones de Rusia a corto plazo, los participantes del mercado podrían encontrar formas de eludir las sanciones, tal y como ha ocurrido a menudo en escenarios parecidos.

Por otro lado, el informe alerta que la depreciación de las monedas en la mayoría de los países en desarrollo está provocando un incremento en los precios de los alimentos y los combustibles, hecho que podría profundizar las crisis alimentaria y energética que muchas de esas economías ya sufren.

También indica que la liberación en Estados Unidos de reservas estratégicas de crudo, agregó el Banco Mundial, debe concluir este 2022, pues de continuar arriesgará las existencias estratégicas hasta conducirlas a niveles muy bajos. *"Entre los niveles bajos de inventario, la capacidad de producción de respuesta limitada y los eventos geopolíticos actuales, el mercado petrolero es susceptible de picos de precios. La materialización de algunos de estos riesgos podría intensificar los desafíos asociados con la seguridad energética en muchos países"*, agrega el BM en su análisis, emitido este octubre.