

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

¿Argentina debería considerar un hedge sobre sus compras de GNL?

Por Konstantinos Papalias y Charles Massano

Página 6

50 años de
compromiso
con la región

50 ANOS | TB Cargo

Energía & Negocios Internacional

Año XXVII N° 338 - Fundado en 1995 - Septiembre de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad

www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 1000

TGN finalizó obras en el Gasoducto Norte

Página 14

YPF, Petronas y el escenario internacional



Liberan la competencia de exportaciones de gas natural

Página 14

Montos mínimos de inversión en el RIGI

Página 12

Récord de producción de hidrocarburos en Julio

Página 15

Informe de tarifas y subsidios en el AMBA

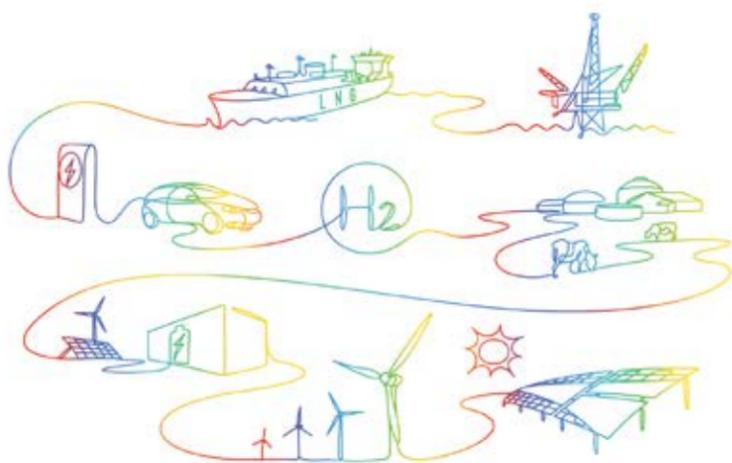
Página 16

El posible fin del conflicto entre Ucrania y Rusia podría provocar cambios en el mercado global del GNL, afectando la demanda europea y potenciando el suministro de gas ruso. Este escenario plantea desafíos para el proyecto de YPF y Petronas en Argentina, que planea invertir \$40 mil millones para producir hasta 25 millones de toneladas anuales de GNL.

Una sobreoferta global y la caída de precios podrían reducir la rentabilidad de nuevas inversiones como esta. En respuesta, YPF y Petronas podrían necesitar reevaluar su estrategia, diversificando mercados o centrándose en la región para evitar los efectos de la competencia global intensificada.

La demanda de electricidad subió 6%

Página 17



TotalEnergies acompaña a la sociedad en la transición energética.

Descubrí los proyectos que desarrollamos para producir una energía cada vez más accesible, más sustentable, más confiable y disponible para la mayor cantidad de personas posible.
totalenergies.com/energy-transition


TotalEnergies

YPF, Petronas y el escenario internacional

Según declaraciones de Donald Trump, el conflicto entre Ucrania y Rusia llegaría a su fin si es elegido presidente en las elecciones de noviembre. El fin del conflicto tendría un impacto significativo en diversos aspectos del mercado energético mundial, entiende Trump, particularmente en el mercado del Gas Natural Licuado del (GNL), así como en la economía y la geopolítica global.

Los especialistas creen que, si el fin del conflicto sucede, habrá un reajuste en el mercado energético europeo, pero con un aumento del suministro de gas ruso. Si se alcanzara una paz duradera, es posible que el gas ruso fluya nuevamente y en mayores cantidades hacia Europa a través de gasoductos tradicionales, aunque probablemente no en los niveles previos a la guerra.

En este contexto, la vieja Europa seguirá buscando diversificar sus fuentes de energía y el GNL seguiría siendo protagonista,



pero con menos urgencia.

Aunque el gas ruso podría volver a ser una opción viable, Europa probablemente mantendría su enfoque en diversificar sus fuentes energéticas para evitar una dependencia excesiva de un solo proveedor. Esto podría incluir un enfoque continuado en energías renovables, nuclear y, en menor medida, GNL.

Lo más interesante, es que a pesar del conflicto y de las sanciones europeas, el gas ruso continúa fluyendo a Europa. En 2023 en plena guerra con Ucrania, las exportaciones de gas ruso a Europa a través de gasoductos dis-

minuyeron drásticamente: exportó aproximadamente unos 80 MMm³/d, de los casi 500 MMm³/d, anteriores al conflicto, a lo que debe sumarse el equivalente a unos 50 MMm³/d mediante barcos de GNL.

Esto representa un curioso caso de estudio para los interesados en la geopolítica: Europa continúa comprando gas a Rusia, pagando en rublos, y por otro lado, alimenta con armas a Ucrania, en contra del proveedor de energía. Podría decirse que hoy el lugar más seguro de Ucrania es al lado de un gasoducto.

Mientras tanto, EE.UU. viene aumentando la capacidad de

producción y exportación. Por su parte, Arabia Saudita prepara inversiones cuantiosas en la explotación de shale gas en el campo Jafurah, con el objetivo de licuar y abastecer la demanda; no se puede descartar que los precios que manejan los saudíes impacten de lleno en toda la competencia.

El panorama del mercado internacional, en principio, es alentador, ya que se estima que la demanda irá en aumento, pero ¿hay lugar para todos los jugadores?

YPF

El proyecto entre YPF y Petronas en

Río Negro está planificado en varias fases, con una capacidad de producción que podría llegar a 25 millones de toneladas anuales de GNL en su fase final de desarrollo. Esto equivaldría aproximadamente a unos 95 MMm³/d de gas licuado.

En cuanto a la inversión, para alcanzar esta capacidad total, se estima que podría ascender a unos 40 mil millones de dólares en total, considerando todas las fases de desarrollo, incluyendo infraestructura, expansión de la planta y otras instalaciones necesarias.

El ingreso de Argentina al mercado del GNL podría intensificar la competencia con otros grandes exportadores como Qatar, Estados Unidos y Rusia. Esto podría llevar a tensiones geopolíticas, especialmente si los grandes actores perciben a Argentina como una amenaza a sus cuotas de mercado.

Por otra parte, la eventual reducción de la demanda europea y la caída en los precios

Energix

www.energix.com.ar

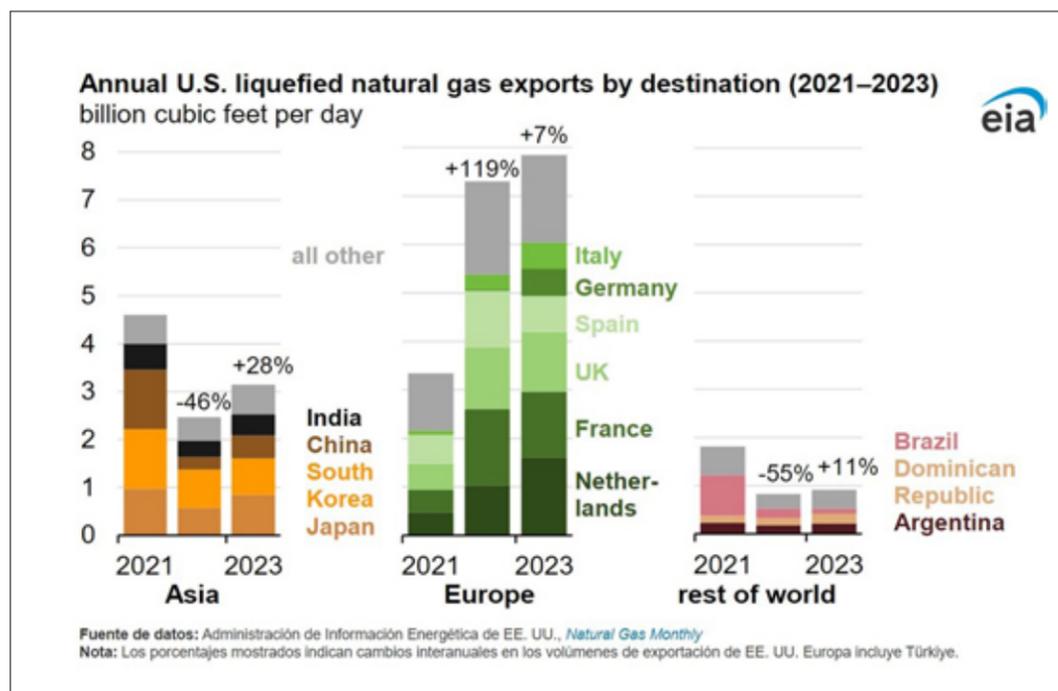
COMPROMETIDOS CON
EL ÉXITO DE SU
NEGOCIO

podrían hacer que las nuevas inversiones en proyectos de GNL, como la alianza YPF-Petronas, sean menos atractivas financieramente. Los proyectos que no logren asegurar contratos a largo plazo antes de una eventual disminución de precios podrían enfrentar dificultades para justificar su rentabilidad.

YPF y Petronas podrían necesitar reevaluar sus estrategias de expansión en el mercado de GNL, posiblemente enfocándose en mercados emergentes o diversificando sus ofertas energéticas, o pensando en el abastecimiento regional, ya que todos los vecinos son demandantes de gas natural: Chile, Brasil y, en mucha menor medida, Uruguay.

Panorama

La producción global de GNL en 2023 se estima alrededor de 450 millones de toneladas de GNL (CME Group Trading, LNG Industry, World Energy), equivalente a aproximadamente 1.500 MMm³/d. La producción mundial de GNL está dominada por unos pocos países que tienen acceso a grandes reservas de gas natural y la infraestructura necesaria para licuar y exportar GNL:



Qatar tiene una producción anual de alrededor de 105 millones de toneladas de GNL, unos 390 MMm³/d equivalentes. Le sigue Australia, que compite con Qatar como el mayor productor, con una producción cercana a los 285 MMm³/d (77 millones de toneladas anuales).

Estados Unidos creció rápidamente como productor de GNL en la última década, alcanzando una producción de aproximadamente 360 MMm³/d (96 millones de toneladas anuales), con exportaciones dirigidas principalmente a Asia y Europa (S&P Global). Aunque gran parte de la producción rusa se exporta por gasoductos, Rusia también es un importante productor de GNL, con una producción anual de aproximadamente 110 MMm³/d (30 millones de

toneladas).

Malasia es otro productor significativo de Asia, con una producción anual de alrededor de 100 MMm³/d (27 millones de toneladas).

Principales Consumidores

China, Japón y Corea del Sur representan más del 70% de la demanda mundial. Japón era tradicionalmente el mayor importador de GNL, con un consumo de aproximadamente 100 MMm³/d. Por su parte, China superó a Japón en los últimos años, con un consumo que ronda los 120 MMm³/d, impulsado por la transición del carbón al gas. Corea del Sur es otro gran importador, con un consumo cercano a los 80 MMm³/d. Taiwán consume unos 60 MMm³/d.

India, un actor im-

portante en Asia, tiene un consumo de alrededor de 45 MMm³/d, impulsado por la creciente demanda energética y la sustitución del carbón.

Europa ha aumentado la demanda de GNL especialmente tras el conflicto entre Rusia y Ucrania. Los países con mayor demanda son: España, que importa alrededor de 90 MMm³/d equivalentes; y Francia, con unos 90 MMm³/d regasificados. Italia y Reino Unido también son grandes consumidores, con volúmenes cercanos a los 60 MMm³/d cada uno.

Ajustes en Precios y Oferta

Además de las potenciales inversiones árabes, el fin del conflicto ruso-ucraniano podría significar la reintroducción del gas ruso en el mer-

cado europeo, lo que traería como consecuencia una eventual sobreoferta de GNL a nivel global, con la consiguiente caída en los precios y la afectación a los exportadores que operan con márgenes ajustados.

Por otra parte, la disminución de la demanda europea podría llevar también a una competencia más intensa en otros mercados, como Asia, donde el GNL es una fuente energética clave.

En 2024, se espera que la demanda de GNL en la región Asia-Pacífico continúe creciendo, impulsada principalmente por el aumento de la demanda en China y otros países emergentes. Se estima que el consumo de GNL en la región alcance alrededor de 410 millones de toneladas anuales (unos 1.530 MMm³/d), lo que representa un aumento de aproximadamente un 5% en comparación con el año anterior.

China, en particular, sigue siendo el mayor importador de GNL en la región, con un consumo significativo. Este aumento en la demanda se da en un contexto donde la capacidad de regasificación también está en expansión, con nuevas instalaciones previstas para entrar

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: + 54 11 4371- 6019 / 6107
whatsapp +54 9 115746697 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

en operación en países como China, India y Japón.

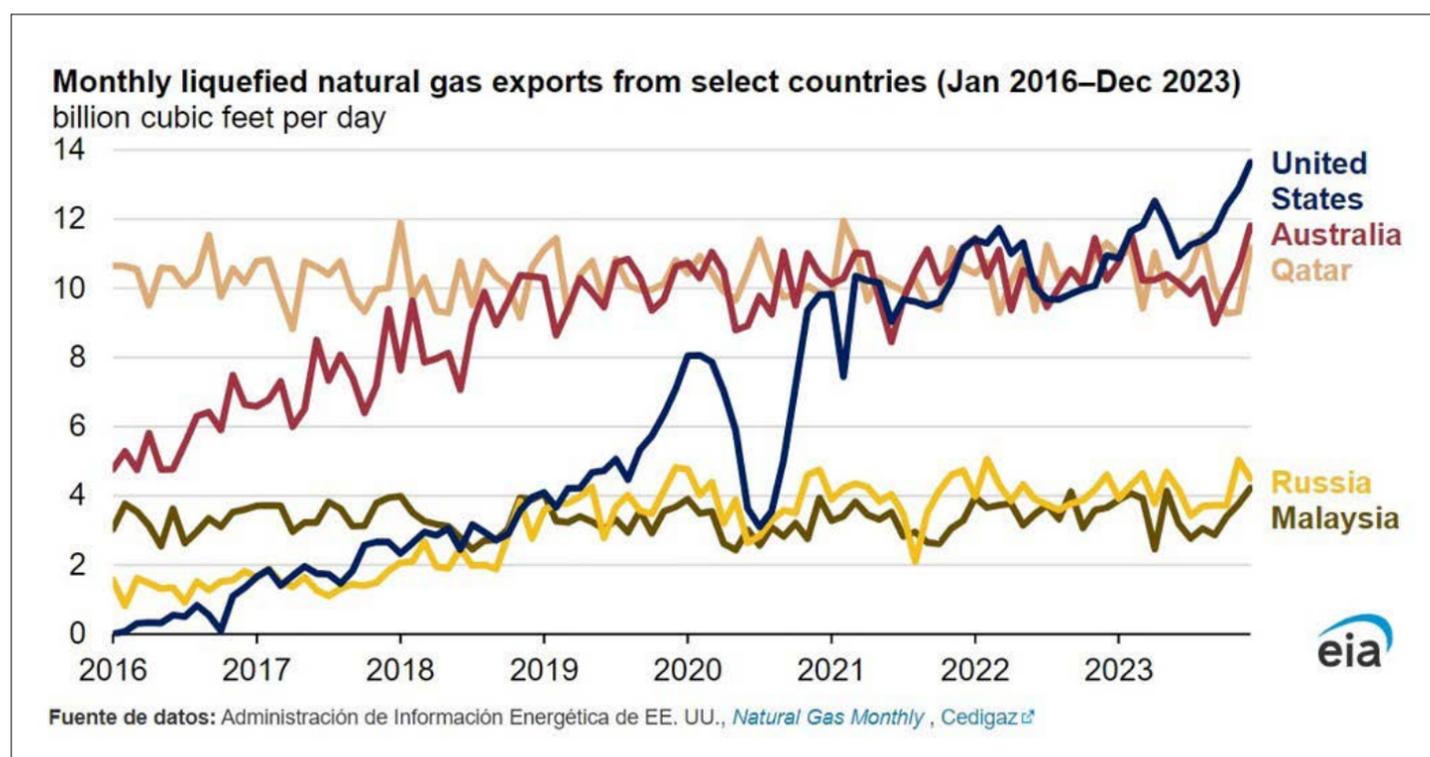
Lo posible

Europa podría seguir invirtiendo en infraestructuras de almacenamiento y en la capacidad de importación de GNL para asegurarse la estabilización de los precios de cara a futuros conflictos o interrupciones en el suministro.

El final del conflicto podría llevar a un realineamiento de las alianzas geopolíticas, con implicaciones para las relaciones comerciales y energéticas. Rusia podría intentar restablecer su posición como proveedor clave de energía a Europa, mientras que Estados Unidos y otros exportadores de GNL podrían buscar consolidar sus nuevos mercados.

A pesar de la paz, es probable que persistan tensiones geopolíticas que continúen afectando la estabilidad del mercado energético. Europa podría seguir manteniendo una postura cautelosa hacia Rusia, lo que influiría en sus decisiones energéticas.

Números arábigos
En enero de es-



te año, el Ministerio de Petróleo de Arabia Saudita ordenó a Saudi Aramco que detuviera su plan de expansión petrolera y fijara como objetivo una producción de 12 millones de barriles diarios (Mmb/d), lo que supone un millón de barriles diarios menos que el objetivo fijado para 2027, anunciado en 2020. Este hecho, complementado con los recortes de producción previstos por la OPEP, contribuiría a sostener el precio internacional del crudo.

Pero los saudíes no dan puntada sin hilo y destinarán inversiones de 25.000 millones de dólares a la producción de shale gas en el campo Ja-

furah y a la construcción de instalaciones intermedias (plantas de procesamiento, redes de tuberías e instalaciones relacionadas) para aumentar la producción de gas en un 60 % antes de que finalice la década.

Según Nikkei Asia, al detener los planes de expansión de su capacidad de producción de petróleo crudo, Aramco liberó 40.000 millones de dólares en inversiones para 2024 y 2028 para destinarlos a proyectos de gas natural. El príncipe Abdulaziz bin Salman Al Saud explicó las razones en febrero, en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo en Dhahran. Según lo citado por la

agencia de noticias independiente de Oriente Medio Al-Monitor, el príncipe dijo: "Creo que pospusimos esta inversión simplemente porque... estamos en transición, y la transición significa que nuestra compañía petrolera pasó de ser una compañía de hidrocarburos a una compañía de energía".

Según el Middle East Institute, con sede en Washington, DC, Aramco está elaborando un proyecto de exportación de GNL con TotalEnergies y Sinopec que obtendría su gas del campo de gas de Jafurah. Aramco entró en el negocio global de GNL en 2019 cuando compró una

participación del 25% en la Fase 1 de la terminal de exportación de GNL de Port Arthur en Texas y firmó un acuerdo de compraventa (SPA) de 20 años con Sempra para adquirir 5 millones de toneladas anuales de producción.

En junio, Saudi Aramco acordó otros dos SPA de 20 años: uno con Sempra por 5 millones de toneladas anuales de la expansión de la Fase 2 de Port Arthur y otro con NextDecade por 1,2 millones de toneladas anuales del Tren 4 de Río Grande LNG en Brownsville, por lo que Aramco también está negociando una participación saudí del 25 % en la expansión de la Fase 2 de

Haciendo historia.
Construyendo futuro.

GPNK
Provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

Port Arthur. Además, desembarcó en Australia luego de la adquisición en septiembre de 2023 de una participación minoritaria de 500 millones de dólares en MidOcean Energy, que seis meses después (en marzo de 2024) completó su compra de las participaciones de Tokyo Gas en una cartera de proyectos integrados de GNL australianos.

Jafurah

La Fase 2 del proyecto incluye 16 contratos por un valor de 12.400 millones de dólares para la construcción de instalaciones de compresión y gasoductos, incluida la construcción de trenes de procesamiento de gas, servicios, desulfuradores e instalaciones de exportación. Entre las obras se encuentra la construcción de nuevas instalaciones de fraccionamiento de líquidos de gas natural (NGL) de Riyas en Jubail, instalaciones de servicios, almacenamiento y exportación, para procesar el NGL recibido de Jafurah, señaló Aramco en un comunicado de prensa.

También anunciaron otros 23 contra-

tos por 2.400 millones de dólares, además de dos contratos de perforación por 612 millones de dólares. Anteriormente, se adjudicaron 13 contratos de interconexión de pozos en Jafurah por un valor total de 1.630 millones de dólares entre diciembre de 2022 y mayo de 2024. Según Aramco, Jafurah es el yacimiento de shale gas más grande de Oriente Medio, con reservas confirmadas de 229 Tcf (equivalente a unos 4.520 millones de toneladas de GNL), un volumen que el sitio web Nikkei Asia estima como "equivalente a unos 70 años de importaciones de gas GNL de Japón". Aramco espera invertir más de 100.000 millones de dólares durante el ciclo de vida de Jafurah, que está destinado a convertirse en el mayor proyecto de shale gas fuera de los EE.UU., con el primer envío previsto para 2025 y una tasa de venta sostenible de alrededor de 56 MM-m³/d para 2030.

Los números propuestos por los árabes son escalofriantes; resta ver la dinámica de la realidad y en qué medida esta se modifica.

La capacidad operativa de Petronas en Bintulu, en entredicho

Los problemas técnicos de Petronas en la terminal de Bintulu retrasan los despachos de GNL

Un fallo del intercambiador de calor afectó al menos varias unidades de producción lo que obligó a suspender las entregas programadas para agosto.

Los retrasos ocurren durante un período crítico de alta demanda de energía en el noreste de Asia, donde las temperaturas del verano suelen superar los 30° C.

Los clientes afectados incluyen Osaka Gas, Toho Gas, Tohoku Electric, Tokyo Gas, así como CNOOC y Kogas, a quienes se les ha pedido posponer los envíos de varios días a más de una semana.

El complejo de Bintulu consta de cinco trenes de producción, con una capacidad anual total de casi 30 millones de toneladas.

Esta infraestructura es una de las mayores capacidades de producción y exportación de GNL del mundo.

Los retrasos en Bintulu está impactando en el mercado internacional. El precio de referencia del GNL para el noreste de Asia, JKM, llegó a US\$ 12.772/MMBtu.

Análisis y perspectivas

El incidente técnico en Bintulu pone de relieve la vulnerabilidad de las infraestructuras de GNL, particularmente durante períodos de alta demanda.

Aunque estos retrasos son temporales, sirven para recordar la importancia del mantenimiento riguroso y la resiliencia de las infraestructuras energéticas.

La respuesta de Petronas sigue siendo esperada, dejando a muchos preguntándose sobre el verdadero alcance del shut down.

Los agentes del mercado están siguiendo de cerca la situación para evaluar el impacto potencial en futuras entregas y precios. La situación también pone de relieve la necesidad de que los países importadores diversifiquen sus fuentes de suministro de GNL para minimizar los riesgos asociados con perturbaciones puntuales.

Se podría alentar a los productores de GNL a intensificar sus esfuerzos para llenar vacíos en el mercado asiático.

El incidente subraya la importancia de la innovación tecnológica y el mantenimiento proactivo para garantizar operaciones confiables en el sector del GNL.

Los agentes de la industria también deben intensificar su cooperación para desarrollar soluciones eficaces a los desafíos técnicos y logísticos.



VICTORIO PODESTA

COMBUSTIBLES - GAS NATURAL - LUBRICANTES

(011) 4700-0171



www.vpodesta.com

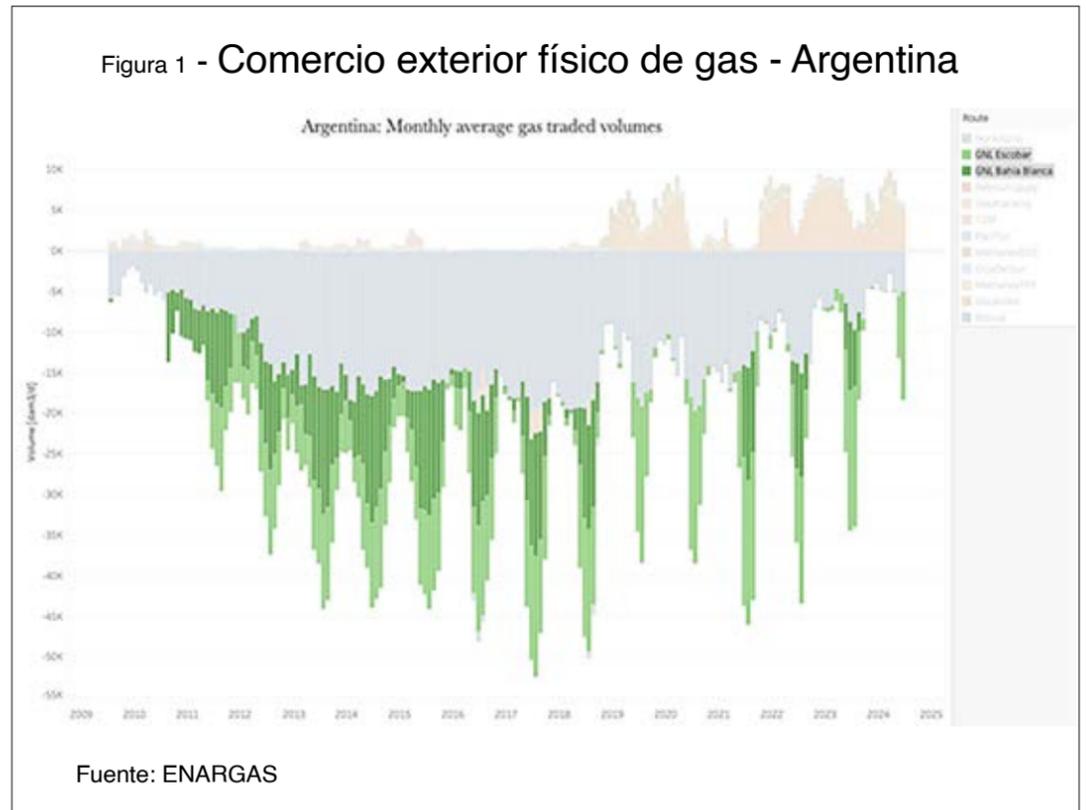


comercial@vpodesta.com

¿Argentina debería considerar un hedge sobre sus compras de GNL?

La volatilidad de los precios del GNL en las compras de Argentina plantea la cuestión de si el país debería considerar estrategias de cobertura (hedging) para reducir la incertidumbre en los costos. Actualmente, ENARSA compra GNL bajo licitaciones con precios variables, lo que implica riesgos significativos. En este trabajo, Konstantinos Papalias y Charles J. Massano plantean la cuestión de la implementación de un "hedge" financiero que podría acotar el riesgo, facilitando la planificación presupuestaria y la eventual transferencia de costos a los consumidores. Sin embargo, esto también conllevaría el sacrificio de posibles ahorros si los precios bajan.

Por Konstantinos Papalias, con el aporte de Charles J. Massano *



Cuando las temperaturas invernales disparan la demanda de gas, el sistema queda cerca de sus límites. Para reducir los cortes el país importa GNL que llega en barcos metaneros. El cargamento se descarga en el puerto de Escobar, regasifica e inyecta en el anillo donde está la mayor demanda.

El GNL que se inyecta al sistema argentino es importado y, eventualmente, se compra mediante licitaciones competitivas internacionales en las que participan los jugadores principales de producción y trading del commodity. Estas licitaciones son emitidas por la empresa estatal ENARSA (Energía Argentina¹), y suelen responder a las necesidades identificadas por la Secretaría de Energía².

Una situación parecida presenta CAM-MESA, el adminis-

trador del despacho eléctrico, quien realiza importaciones de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica y también consume parte del GNL, una vez que este se inyecta al sistema.

En efecto, cualquier actor del ecosistema energético argentino podría importar gas natural e inyectarlo al sistema (sea por ductos o por barco) pero en la práctica es ENARSA quien lo instrumenta, pues es el único actor que puede admitir vender el fluido a pérdida³, para así no transferir los costos del abastecimiento en pico a la demanda. Esta imposición refleja la inexistencia de un mecanismo que permita que esos mayores costos se trasladen de una manera pre-establecida y aceptada.

En las licitaciones de los últimos nueve

años, el 38% de los cargamentos importados fue adjudicado convalidando precios que se ajustan bajo fórmulas variables, referidas a algún índice internacional. En 2024, esta proporción subió al 75% de los cargamentos adquiridos (Figura 5).

Para las compras bajo fórmulas variables, el comprador se compromete a pagar por el cargamento el precio que surja de un índice variable y transparente, normalmente referenciado a grandes mercados. A veces se aplica adicionalmente un margen. Es decir que el comprador desconoce el precio que le tocará pagar hasta el momento de entrega.

Desde 2008, cuando Argentina comenzó a importar GNL, el fluido ha representado un quinto de las importaciones de energía del país, por

un total acumulado de US\$ 24 mil millones. Acotar la incertidumbre sobre su precio de compra es un paso más hacia la implantación de un mecanismo que cumpla la tarea de asignación de manera adecuada.

La problemática

A la hora de planificar una subasta, hay tres parámetros que el comprador intenta delimitar: el precio, la cantidad y la temporalidad de los cargamentos. En nuestro caso, el adquirente históricamente lanzó el pedido delimitando los últimos dos y dejando que el precio sea indicado por la oferta -reservándose el derecho de rechazar aquellas ofertas con precios muy altos, considerando las expectativas y posibilidades financieras de ENARSA.

La lógica detrás de

esta modalidad reposa en la compra centralizada subsidiada por el Estado⁴, que elige dimensionar cuánta asistencia estará en condiciones de ofrecerle al sistema. Las condiciones de borde para estas operaciones son: el monto de subsidios disponible, el costo relativo de los combustibles sustitutos, los requerimientos del sistema y la capacidad operativa de incorporar a la oferta, la de cada energético.

Todo esto no es objeto de este artículo, y nos limitaremos a mencionar que el equilibrio entre esas variables surge de la información con que cuenta ENARSA y que le es suministrada por los operadores del sistema y por áreas del estado que definen sus condiciones de financiamiento y presupuesto.

Se definen así dos

Figura 2 - Importaciones de energía, Argentina

Product	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Grand Total
Diesel	1,888	1,038	1,947	4,004	2,835	3,978	1,066	1,887	1,543	1,505	1,831	1,224	614	2,047	4,626	2,251	242	36,529
	47%	43%	45%	43%	32%	33%	29%	29%	33%	27%	29%	29%	24%	36%	36%	29%	21%	34%
Electricity	387	360	732	840	352	362	433	327	439	401	389	356	289	306	773	836	161	7,742
	10%	15%	17%	9%	4%	3%	4%	5%	9%	7%	6%	8%	11%	5%	6%	11%	14%	7%
Fuel Oil	527	311	332	1,045	879	411	363		0		115			201	678	243		5,106
	13%	13%	8%	11%	10%	3%	3%		0%		2%			4%	5%	3%		5%
Gasolines					99	320	405	15	129	246	430	270	85	359	1,020	723	103	4,204
					1%	3%	4%	0%	3%	4%	7%	6%	3%	6%	8%	9%	9%	4%
UNG	276	251	499	1,927	2,695	3,590	1,460	2,169	997	974	1,037	432	227	1,178	2,567	1,800	103	24,183
	7%	10%	12%	21%	31%	30%	32%	33%	21%	18%	16%	10%	9%	20%	20%	24%	9%	22%
Natural Gas	77	158	298	565	1,104	2,531	2,234	1,368	843	1,258	1,409	1,266	969	965	1,692	876	281	17,893
	2%	7%	7%	6%	13%	21%	21%	21%	18%	23%	22%	30%	38%	17%	13%	11%	25%	16%
Others	881	281	529	843	772	824	918	816	694	1,095	1,086	639	378	692	1,356	912	250	12,966
	22%	12%	12%	9%	9%	7%	8%	12%	15%	20%	17%	15%	15%	12%	11%	12%	22%	12%
Grand Total	4,036	2,401	4,337	9,223	8,736	12,017	10,880	6,582	4,644	5,479	6,297	4,186	2,561	5,749	12,712	7,641	1,141	108,623
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: INDEC

problemáticas que surgen a la hora de aceptar los precios de una licitación. La primera es la potencial incertidumbre sobre el precio efectivo de compra y la segunda es la modalidad de “pass-through” de los costos.

Como se ha mencionado, en los últimos nueve años siempre hubo una porción significativa de los cargamentos cuyo precio licitado estaba ligado a un índice, por lo que el precio final de compra no se conocía hasta el momento de la entrega. En particular, para los cargamentos adquiridos bajo fórmula variable, los plazos de entrega variaron entre 25 y 170 días, plazo suficiente para que la variación de precios impacte materialmente en el costo final de cada cargamento (Figura 4).

La consiguiente volatilidad de los precios (como ilustra la Figura 3 para el mercado TTF, con sede en Países Bajos e influencia en toda Europa) puede implicar que el precio final a pagar puede diferir sensiblemente, por ejemplo, del precio spot del comodi-

ty en el momento de la licitación⁵. Si bien sería bienvenida una baja de precios, también se puede dar el escenario inverso.

La cuestión es entonces si los organismos de compra centralizada deberían considerar un “seguro de precio” para al menos aquellos cargamentos cotizados bajo fórmulas variables.

Acotar la incertidumbre de precios

Vemos dos principales vías para acotar la incertidumbre de precios: una comercial y una financiera:

La vía comercial

Las vías comerciales para asegurar precios de compra implicarían contratos a plazo para asegurar las tres variables en cuestión: precio, volumen y temporalidad de las entregas. Aquí nos referimos a contratos donde el volumen y la temporalidad de las entregas están definidas o acotadas. Esto porque un contrato tan flexible que deje todas las variables fluctuar libre-



Energía para el desarrollo sustentable

Desarrollamos operaciones de upstream, midstream, downstream y generación eléctrica de fuentes renovables y tradicionales. Nos enfocamos en la innovación, la transición energética y la provisión de energía sustentable y accesible.

Estamos presentes en Argentina, México, Bolivia, Brasil, Uruguay y Paraguay.

En Argentina somos el principal productor, exportador, empleador e inversor privado del sector energético. Recientemente, ingresamos en la cadena de valor del litio en el noroeste argentino. A través de AXION energy, operamos una moderna red de más de 600 estaciones de servicio que provee combustibles y lubricantes a distintas industrias y al consumidor final.

DESDE HACE MÁS DE 25 AÑOS, INVERTIMOS, TRABAJAMOS Y CRECEMOS EN EL PAÍS Y EN LA REGIÓN.

PAN-ENERGY.COM



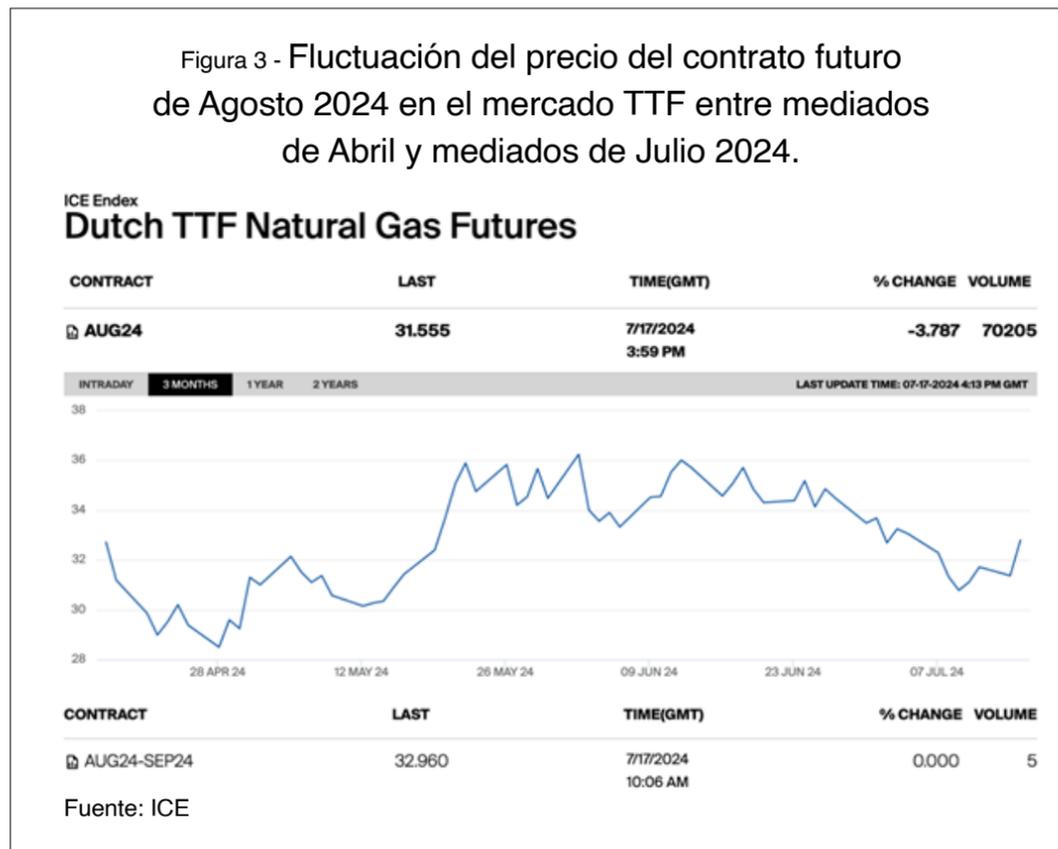
mente no sería materialmente diferente al mecanismo actual de subastas.

Esta alternativa resigna flexibilidad y adquiere cierto riesgo al aceptar el precio: Argentina está cambiando su panorama energético y no estaría en condiciones óptimas para asumir una obligación firme que involucre un plazo prolongado.

1 En detalle, un contrato de provisión de GNL a plazo sería contraproducente por, al menos, las siguientes razones:

2 Quién sería la contraparte argentina, es algo que no está claramente definido para un plazo tan prolongado como el de un contrato estándar de suministro de GNL. Si bien el comprador hoy es ENARSA, podría no serlo en algún tiempo, y ello resultará en un proceso no exento de dificultades para el traspaso -y potencial fraccionamiento- de las obligaciones contractuales a otros actores locales.

3 La variabilidad del volumen que Argentina necesita implica-



ría un contrato intrínsecamente complejo. Por un lado, se podría asegurar únicamente el mínimo necesario de cargamentos, lo que haría al contrato menos importante para la oferta. Por otro lado la estacionalidad de la demanda implicaría cláusulas de flexibilidad de entrega que, de nuevo, incrementarían los costos de un contrato relativamente pequeño.

La referencia del contrato debería ser fijada en un índice ajeno al mercado lo-

cal, ya que no hay referencias de precio en la zona. Esto implicaría que el locus de control estaría lejos de las circunstancias argentinas.

Cabe mencionar que se podrían considerar contratos con opcionalidad y estacionalidad, tales como los que proponen Akos, Kong y Joseph. Este tipo de contratos permiten a la parte receptora de los cargamentos (la de Argentina, para el caso) definir la cantidad y temporalidad de los

cargamentos de modo tal que le permita reservarse el derecho de fluctuar los parámetros según sus necesidades y no comprometerse a una determinada cantidad de antemano (Akos Losz, 2023).

Dada la pequeña escala de los volúmenes en juego, en comparación con las alternativas de los oferentes frente al mercado mundial, los beneficios de poner en práctica un contrato de largo plazo frente a la alternativa de com-

prar en el mercado spot con licitaciones -como se hace hoy- son difíciles de determinar, y bien podrían ser negativos.

Otra alternativa comercial para acotar el riesgo de precios es la modalidad de pre-pago, donde el adquirente se compromete a pagar por adelantado parte o la totalidad del cargamento a un precio determinado, antes de su entrega. Esta modalidad se implementó para la totalidad de los cargamentos de 2023, con consecuencias adversas, puesto que los precios internacionales bajaron fuertemente entre el momento de licitación y la fecha de entrega, resultando en una renta extraordinaria para las partes vendedoras y en detrimento del comprador local.

Entendemos entonces que una estrategia más económica y flexible podría ser la de mantener las licitaciones, pero combinarlas con derivados financieros para acotar el riesgo de precio, como mencionamos a continuación.

La vía financiera

Vemos tres alternativas posibles para acotar el riesgo de precio mediante instrumentos derivados financieros: opciones, futuros y forwards. Adelantemos que, aunque reconocemos que el ejercicio será imperfecto y tendría limitaciones, consideramos que cualquiera de estas alternativas implicaría más flexibilidad y ayudaría efectivamente a acotar el riesgo de precio.

TMC &
ENERGY SOLUTIONS

SOMOS LA EMPRESA DE MAYOR DESARROLLO EN SOLUCIONES MIDSTREAM DE HIDROCARBUROS EN AMÉRICA LATINA

Con la más alta tecnología al servicio del control y medición en cada transferencia, nos comprometamos con la precisión.

Brindamos toda nuestra potencia para que más energía llegue a destino

Porque nuestro trabajo es custodiar la energía de nuestros clientes.

WWW.TMYC.COM.AR
(+54 11) 5031-9800

En definitiva, lo que se propone es que todas o parte de las compras acoten su riesgo de precio mediante un hedge financiero (usando alguna de las tres alternativas mencionadas), que es un seguro contra movimientos futuros de precio⁶.

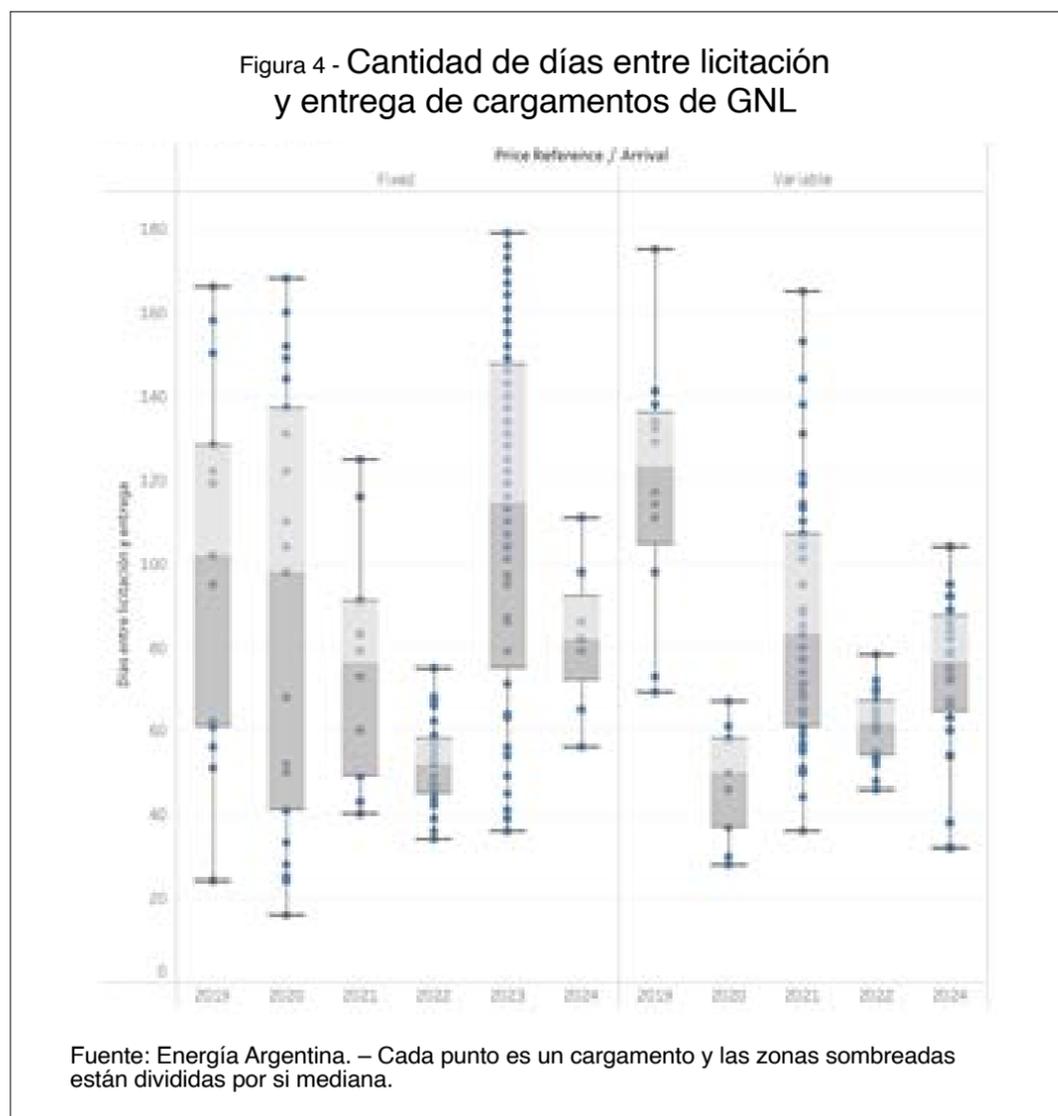
Entre las dimensiones que se busca atender a la hora de una estrategia de hedging, se incluyen la liquidez del instrumento, la correlación entre los precios del subyacente y del instrumento, y la solvencia del emisor del instrumento⁷[2].

También cabe destacar que el hedging, como cualquier instrumento de seguro, apunta a acotar la incertidumbre a cambio de un costo. Acotar la incertidumbre implica resguardo contra altos precios pero también resignar eventuales ahorros si los precios bajan más de lo esperado. Esta resignación de eventuales ahorros es la que puede generar controversia y malestar en caso de que se materialice (Hull, 2018).

Opciones

Las opciones disponibles sobre gas natural están referidas al fluido gaseoso (previo a la licuefacción), como las ofrecidas sobre la referencia Henry Hub (HH) y negociadas en el Exchange de CME. Su subyacente son los precios de los contratos de futuros⁸ de HH, que son contratos con compromiso de entrega física (CME Group).

Dado que la ma-



yoría de los cargamentos que históricamente se adquirieron desde Argentina bajo fórmula variable de precio tenían referencia a ese índice HH, se podría argumentar que utilizarlo para acotar riesgo es una buena estrategia, al menos para aquellos cargamentos cuyos precios tengan ese tipo de ajuste.

Si bien las estrategias con opciones se pueden sofisticar, una posibilidad “clásica” sería la de comprar “calls”⁹ sobre instrumentos que sigan el precio en HH con vencimientos posteriores a la entrega de los cargamentos en cuestión.

Esto es porque como esos contratos son de entrega física, habrá que cerrar la posición con antelación; y además, la recomendación de la bibliografía es no cerrar las posiciones muy cerca de

la fecha de ejercicio para evitar volatilidad de precios de las opciones (Hull, 2018).

Cerca de la fecha efectiva de entrega, se debería cerrar la posición (para evitar la entrega física) y percibir cualquier eventual ganancia. Si los precios subieron (por encima el “strike”), al cerrar la posición se generaría una renta proporcional al alza del índice. Si los precios bajaron, se cierra sin renta y habiendo abonado los costos de transacción iniciales y finales, que representarían el costo del “seguro de precio”.

En la práctica, se podrían adquirir opciones con precio de ejercicio (“strike”) cercano al precio del GNL¹⁰ al momento de contratarla; o definir un precio futuro máximo admisible (alguna referencia para un contrato a plazo con entrega cercana a la

fecha requerida) y posicionarse ahí, de manera de compensar una eventual diferencia positiva entre los precios efectivos en ese momento y el strike, con los ingresos de realización de la opción¹¹.

Sin embargo, debe mencionarse que esta alternativa serviría solamente para aquellos cargamentos cuyo precio varíe con el índice de HH y sería menos efectiva para cargamentos ligados a otros índices.

Futuros

Existe gran variedad de índices futuros, incluyendo el HH y el Title Transfer Facility (TTF), quienes fueron los principales índices de referencia para los cargamentos que adquirió Argentina en los últimos años (Figura 5). Adquirir una canasta de estos instrumentos pro-

porcional a la importancia del volumen de cada cargamento con esas referencias dentro del total a adquirir, permitiría posicionarse en un esquema de hedging correlacionado con los precios de referencia de los contratos de compra de GNL, y así optimizar la cobertura.

En nuestro país, utilizar contratos financieros derivados para acotar la incertidumbre de precio es una práctica habitual para todos los actores involucrados en la producción, compra y exportación de granos. La forma que generalmente eligen esos actores es el mercado de futuros.

Asimismo, con anticipación a la cosecha o, directamente al momento de siembra, los productores más grandes (que suelen negociar sus productos directamente con los exportadores) suelen vender contratos futuros por una porción de su cosecha estimada en el mercado financiero, para acotar el riesgo de precio al momento efectivo de vender. De manera análoga se cubren las cereales que exportan esos granos, así como sus destinatarios finales.

A diferencia de las opciones, los contratos de futuros implican una “cuenta de márgenes”. Esto significa que, una vez pactado el precio del contrato futuro, toda fluctuación posterior en el índice subyacente implica que el desvío sobre el precio inicial deba ser cubierto en efectivo (sea a favor o en contra).

Este mecanismo

Figura 5 – Cantidad de cargamentos de LNG importados por referencia de precio.

Price Reference	Index	Arrival										Grand Total
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
Fixed	Null	56	48	42	14	21	10	23	44	7	265	
		71%	71%	75%	54%	68%	18%	56%	100%	25%	62%	
Variable	Brent	18	6	7			18	1			50	
		23%	9%	13%			32%	2%			12%	
	HH	5	14	7	12	9	28	17		3	95	
		6%	21%	13%	46%	29%	50%	41%		11%	22%	
	TTF					1				18	19	
						3%				64%	4%	

Fuente: Energía Argentina

es, en definitiva, el que materializa el seguro de precio o hedging: si los precios de cara a la fecha objetivo comienzan a subir, el tomador del contrato va recibiendo sumas proporcionales a la diferencia entre lo que pactado y lo actual. Si los precios bajan, sucede lo inverso.

Si los precios subieron, el comprador argentino de GNL usaría los flujos financieros entrantes para afrontar los mayores costos a la hora de recibir el cargamento, mientras que si bajaron habría comprado el cargamento más barato pero deberá afrontar los márgenes que se generen en el camino. Combinando la licitación variable más la estrategia

de futuros, el precio neto final que afronta el comprador tiende hacia el que fijó como objetivo al realizar la compra de futuros.

Forwards

Otra herramienta financiera para cobertura son los contratos forward. Estos contratos implican fijar un precio a futuro y abonarlo en el momento predeterminado, sin flujos intermedios. Estos contratos se firman entre contrapartes privadas, como podría ser ENARSA y las empresas adjudicatarias de la licitación y pueden incluir cláusulas ad-hoc.

En la práctica, esta opción es redundante, dado que su consideración está embebida

dentro de los parámetros de la licitación. En definitiva, se resolvería en redactar los términos de la licitación de manera que aseguren el precio final en vez de determinar una fórmula variable.

Pass-through

La estrategia de absorción de los mayores costos de abastecimiento de gas durante el invierno por parte de ENARSA y CAMMESA será abandonada en poco tiempo, según se concluye de la política de servicios públicos imperante. De allí que el pass-through de esos (mayores) costos impondrá una solución de asignación de los volúmenes correspondientes

entre quienes los utilizan, junto al traslado de esos costos.

Una política de hedging ayudaría, creemos, a reducir la variabilidad de esos (mayores) costos y a situarlos en torno a un objetivo que deberá ser determinado con una estrategia de estimaciones a realizar por métodos científicos. Los precios estabilizados que resulten, harán más sencillo su traslado a las tarifas reguladas y eventualmente, al costo del suministro de gas a centrales eléctricas. En la práctica, el costo a trasladar por el contratante (ENARSA o quien la reemplaza en esa función) a sus clientes (las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes), sería el costo de adquisición del GNL ya netado de los efectos del mecanismo de hedging que haya usado ENARSA o quien sea el que contrate y revenda el GNL ya regasificado en el mercado argentino.

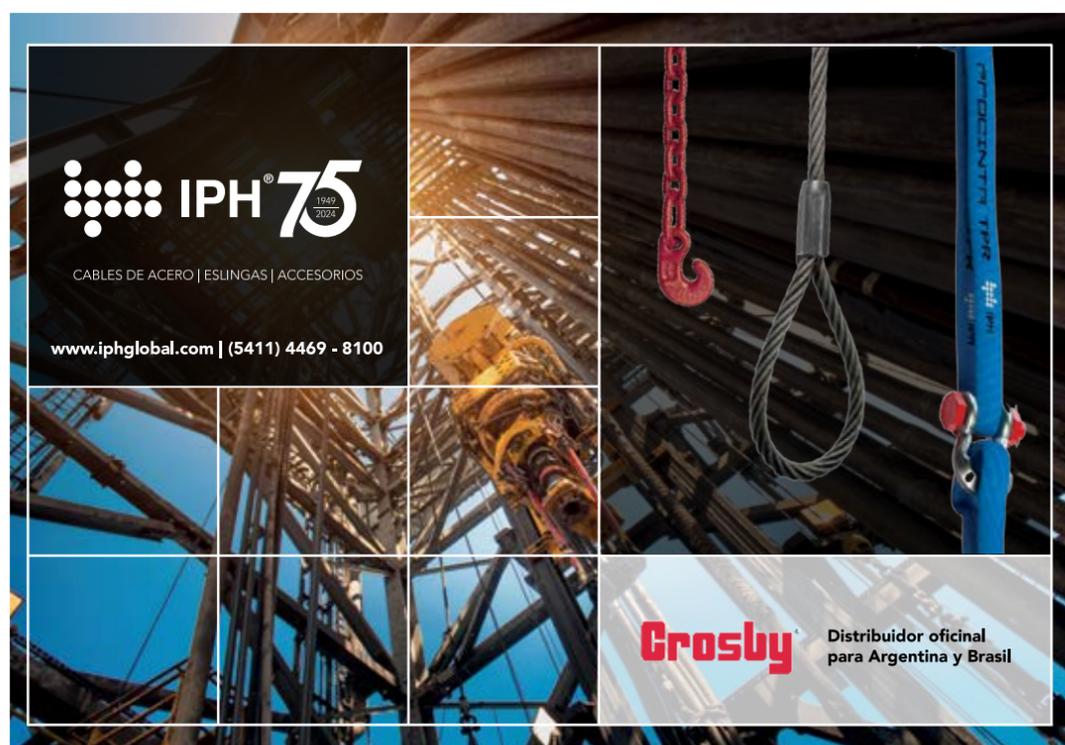
Conclusión

En un mercado de precios cambiantes, resulta natural que la cadena de valor elija acotar el riesgo de precio de las operacio-

nes según sus necesidades y los intereses de los "stakeholders". Consideramos que ENARSA, CAMMESA o quien afronte el riesgo de compra de GNL, debería también considerar acotar su riesgo de precio por parte de los cargamentos adquiridos mediante estrategias de hedging.

Insistimos en que estas estrategias implican resignar ahorros en caso de baja de precios para obtener protección en caso de alza. Además, en un panorama conocido se puede realizar un pass-through de los costos a la demanda de manera más ordenada.

Aquí, nuestra tesis reposa sobre herramientas financieras; pero es, esencialmente, una cuestión de "governance" institucional: si se acepta "socializar" las necesidades de la demanda, sería responsable acotar el riesgo que la política de compras conjuntas impone. Además, el mismo mecanismo se podría aplicar para otras compras conjuntas, como las de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica cuando el gas natural no está disponible.



El quid de la cuestión aquí es la alineación de incentivos -o su ausencia. Para un privado que realice una eventual importación de combustibles, una eventual mala gestión de los riesgos impactará sobre su patrimonio. En una acción de política pública, el impacto recaería sobre el erario.

** Konstantinos Papalios es ingeniero químico del IT-BA y doctorando en finanzas del CEMA. Tiene amplia experiencia asesorando al estado y a operadores del mercado de capitales, en el sector energético. Charles Massano es licenciado en economía de la UNC y magister del Instituto Di Tella y tiene un posgrado en mercado de capitales de la UTN. Tiene más de 30 años de experiencia en los sectores públicos y privado tanto en la regulación de servicios públicos como en negocios con energía.*

¹ ENARSA fue creada por la Ley 25.943 como una Sociedad Anónima de la Ley 19.550 (t.o.). Las sociedades anónimas que son parcial o totalmente propiedad del estado, no son un alter ego de éste, y las gobierna su directorio, siendo sujetos de quiebra, por lo que pueden contratar y ser demandadas.

² Esa autoridad es requerida y alertada por CAMMESA, la entidad no estatal que maneja el despacho eléctrico (Ley 24.065), y por las prestadoras reguladas de servicios de distribución de gas por redes (Ley 24.076).

³ El costo del GNL ha sido (y se presume será) superior y hasta muy superior al precio del gas natural de producción doméstica.

⁴ ENARSA recibe fondos del estado destinados a compensar las pérdidas en que la empresa incurre en la compra-venta del GNL invernal.

⁵ Veremos luego que no hay un mercado de derivados financieros de GNL, y por ello se utilizan derivados del gas natural como alternativas de hedging.

⁶ Hull define el término hedge como “una operación diseñada para reducir el riesgo”.

⁷ El riesgo de contraparte es la razón principal de existir de los Exchange.

⁸ Un contrato de futuros es un acuerdo legal para comprar o vender un activo o valor de un producto en particular a un precio predeterminado en un momento específico en el futuro (Hull, 2018).

⁹ Un “call” es una opción para comprar un activo a un precio determinado en una fecha de-

terminada. Si, cuando la opción puede ejercerse, el precio de referencia de ese activo es superior al precio “prometido” por la opción (“strike”), la opción puede ejercerse y la diferencia entre el precio de referencia del activo y el strike es cobrada por su tenedor.

¹⁰ Lo cual sería neutro -al menos teóricamente- respecto a la estrategia de posicionarse directamente sobre los futuros

¹¹ El precio de compra una opción “call” será mayor cuanto mayor sea la diferencia positiva entre el precio futuro esperado

para el subyacente y el strike

Referencias.

Hull, J. C. (2018). *Options, futures, and other derivatives*.

Pearson Education Limited.

CME Group. (n.d.). *Henry Hub Natural Gas Futures and Options*. Retrieved from

NATURAL GAS OPTION (AMERICAN) - CONTRACT

SPECS: [https://www.cme-](https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.contractSpecs.options.html#optionProductId=191)

[group.com/markets/energy/](https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.contractSpecs.options.html#optionProductId=191)

[natural-gas/natural-gas.con-](https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.contractSpecs.options.html#optionProductId=191)

[tractSpecs.options.html#op-](https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.contractSpecs.options.html#optionProductId=191)

[tionProductId=191](https://www.cme-group.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.contractSpecs.options.html#optionProductId=191)

Akos Losz, D. K. (2023, Junio). *Center on Global Energy Policy, Columbia SIPA. Retrieved from Beyond Spot vs. Long Term: Europe's LNG Contracting Options for an Uncertain Future: https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2023/06/LNG-Contracts-Commentary_CGEP_061323-5.pdf*

Energía Argentina. (n.d.). *suministro de gas. Retrieved from IMPORTACIÓN, DESPACHO Y COMERCIALIZACIÓN : <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/suministro-gas/>*

Tecpetrol

Fortín de Piedra
1 TCF en tiempo récord.

Alcanzamos un trillón de pies cúbicos de producción acumulada de gas, equivalente al consumo de todos los hogares de Argentina durante 3 años.

Hacemos realidad la energía de Vaca Muerta.

www.tecpetrol.com

Instagram | Facebook | X | LinkedIn | WhatsApp

Fue reglamentado el Régimen de Incentivos para Grandes Inversores

Sectores alcanzados y montos mínimos de inversión en el RIGI

A través del Decreto 749/2024, el Gobierno Nacional reglamentó el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), ideado para atraer inversiones que superen un umbral mínimo -de U\$S 200 millones-, siendo a su vez proyectos de larga maduración y que generen puestos de empleo y fomenten la actividad productiva del país, comunicó el ministerio de Economía.

El Régimen fomenta proyectos donde los ingresos, durante los primeros 3 años, no superen el 30 % de la inversión total.

Se trata de inversiones superiores a los 200 millones de dólares, por lo que el capital, en general, proviene mayormente de inversores extranjeros. Sin embargo, no es excluyente para la industria nacional, se destacó.

“Se espera que el RIGI impulse a la economía, se proyecta

que permitirá triplicar el nivel de las exportaciones en una década a través de una serie de beneficios impositivos, aduaneros, y cambiarios, de forma de poder competir con los regímenes que existen en la región y en el mundo”, señaló el M.E.

En la reglamentación del RIGI, está previsto que algunos de los sectores alcanzados por la medida sean la foresto industria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el petróleo y gas.

Estos sectores tendrán un plazo de dos años para adherirse a partir de la entrada en vigencia del Régimen.

Asimismo, podrán adherirse los vehículos de proyecto único que sean titulares de una o más fases de un único proyecto que califique como *“Gran Inversión”*. Estas deberán tener por único y exclusivo objeto lle-

var a cabo una o más fases de dicho proyecto.

Sectores alcanzados por el RIGI (Ley 27.742)

De acuerdo con un Anexo del Decreto reglamentario, son los previstos en el artículo 167 de la Ley 27.742:

(I) Sector de forestoindustria. Las actividades cuyo principal insumo para la obtención de productos sea la madera e incluyen la implantación de bosques.

(II) Sector de turismo. Las actividades que tengan por objeto el servicio de hospedaje y alojamiento.

(III) Sector de infraestructura. Las actividades que tengan por objeto la construcción de:

estructuras físicas, redes y/o sistemas públicos y/o privados necesarios para el correcto funcionamiento de la logística y el transporte vial, terrestre, marítimo, fluvial, portuario o ferroviario

y aeroportuario; estructuras físicas, redes y/o sistemas, públicos o privados que tengan por objeto el desarrollo de proyectos de esparcimiento; estructuras físicas, redes y/o sistemas, públicos y/o privados, necesarios para el correcto funcionamiento de los servicios públicos, así como los servicios declarados de interés tales como la asistencia sanitaria, salud, educación, telecomunicaciones y defensa y seguridad.

La infraestructura accesoria, propia y necesaria para el desarrollo de cualquiera de los demás Sectores previstos en esta norma, se computará como parte de la inversión correspondiente en dichos Sectores.

(IV) Sector de minería. Las actividades de prospección, exploración, desarrollo, preparación, extracción y explotación de sustancias minera-

les comprendidas por el Título I de la Ley 1.919, así como los procesos comprendidos en el inciso b) del artículo 5 de la Ley 24.196.

(V) Sector de tecnología. Las actividades cuyo objeto principal sea la producción de bienes y servicios tecnológicos, tanto en su aspecto básico como aplicado, de carácter innovador, en: biotecnología, nanotecnología, movilidad en base a nuevas tecnologías de motorización y tecnologías de transición energética, industria aeroespacial y satelital, industria nuclear, industria del software, industria robótica, inteligencia artificial, industria armamentística y de defensa.

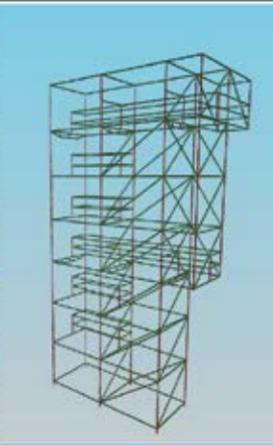
(VI) Sector de siderurgia. Las actividades de industrialización y/o procesamiento del mineral de hierro, el acero y/o sus aleaciones para la obtención de productos en for-



- Fabricación de lana mineral con certificación ISO 9001 2015
- Andamios multidireccionales
- Fireproofing
- Fraccionamiento de chapa en rollos





Soluciones en andamios y aislación térmica

Fabricación, provisión y montaje

Florida 274, 2º piso, CABA
011 4326-0062 • +54911 3510-0422
Ex Ruta 7, Km 70, Luján • 02323 42-0422
www.incaaislaciones.com.ar



mas primarias y/o productos elaborados.

(VII) Sector de energía.

Las actividades de generación; almacenamiento; transporte y/o distribución de energía eléctrica de fuentes renovables y no renovables; de producción de otras energías bajas en carbono; bioenergía; y la captura, transporte y almacenamiento de dióxido de carbono.

(VIII) Sector de petróleo y gas. Las actividades relativas a:

La construcción de plantas de tratamiento, plantas de separación de líquidos de gas natural, oleoductos, gasoductos y poliductos e instalaciones de almacenamiento;

El transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos;

La petroquímica, incluyendo la producción de fertilizantes, y refinación;

La producción, captación, tratamiento, procesamiento, fraccionamiento, licuefacción de gas natural y transporte de gas natural destinado a la exportación de gas natural licuado, así como las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de la referida industria; y la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa afuera.

1 Para calificar como "Gran Inversión" deberá existir un monto en activos computables igual o superior a 200 millones de dólares; debe completarse dicho monto antes de la fecha límite comprometida en el Plan de Inversión; de-

berán prever para el primero y segundo año, una inversión mínima en activos computables igual o superior al monto que fijará oportunamente la Autoridad de Aplicación; y como condición de permanencia en el RIGI, deberán prever el cumplimiento de al menos el 40 % del monto mínimo dentro de los dos primeros años desde la aprobación de la solicitud de adhesión.

"En esta etapa, el RIGI representa una gran oportunidad para impulsar el desarrollo de territorios que hoy no tienen servicios de ningún tipo.

Permitirá generar trabajos, e impulsará la aparición de pymes proveedoras de bienes y servicios en distintos sectores económicos", argumentó Economía.

Inversión de largo plazo

A los efectos de lo dispuesto por los artículos 172 y 173 de la Ley 27.742, los montos mínimos de inversión en activos computables por sector o subsector productivo, netos de IVA, son:

- Forestoindustria U\$S 200.000.000
- Turismo U\$S 200.000.000
- Infraestructura U\$S 200.000.000
- Minería Exploración U\$S 200.000.000
- Minerales de primera y segunda categoría del Código de Minería de la Nación (excluidos potasio y litio) U\$S 200.000.000
- Potasio y litio U\$S 200.000.000
- Minería de la tercera categoría del Código de Minería de la Nación U\$S 200.000.000
- Tecnología U\$S 200.000.000
- Siderurgia U\$S 200.000.000
- Energía U\$S 200.000.000
- Petróleo y Gas Explotación y producción de costa afuera U\$S 600.000.000
- Explotación y producción de gas destinado a la exportación U\$S 600.000.000
- Transporte y almacenamiento U\$S 300.000.000

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA 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.CH. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.

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

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

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

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.

FA.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

TGN concluyó obras de readecuación en dos plantas compresoras del Gasoducto Norte

TGN finalizó las obras de readecuación en sus plantas compresoras de Deán Funes y Ferreyra, que junto a las modificaciones realizadas por la compañía en octubre de 2023 en sus plantas Tío Pujio y Leones, constituyen una etapa intermedia en el proyecto de reversión del Gasoducto Norte.

Con estos cambios en Deán Funes y Ferreyra, TGN podrá movilizar el gas natural en sentido inverso desde la provincia de Córdoba hasta Tucumán y Salta, permitiendo dinamizar en los próximos meses el abastecimiento a hogares, industrias y centrales de generación eléctrica de dichas provincias con gas de Vaca Muerta.

Los 10 millones de metros cúbicos dia-



rios que hoy llegan al centro del país, escalarán a 15 millones de metros cúbicos diarios. Esto será posible una vez que finalicen las obras de construcción del gasoducto de 36 pulgadas y 122 kilómetros entre Tío Pujio y La Carlota y el tendido de los primeros 31 kilómetros de los 62 totales del loop

de 30 pulgadas sobre el Gasoducto Norte entre las plantas de Tío Pujio y Ferreyra.

Las obras ejecutadas por TGN en ambas plantas compresoras constituyen una etapa intermedia mientras se completan las obras de reversión definitiva de cuatro plantas del gasoducto de TGN, en

el marco del Proyecto de Reversión del Gasoducto Norte que está llevando adelante el Estado Nacional.

Tanto Deán Funes como Ferreyra se encuentran ubicadas en la provincia de Córdoba. La primera cuenta con 9.700 HP de potencia instalada y fue inaugurada en noviembre de

1960, mientras que Ferreyra, inaugurada en marzo de 1989, cuenta con 3.060 HP de potencia instalada.

Acerca de TGN

TGN es operadora regional de ductos y proveedora de soluciones para el desarrollo de proyectos energéticos.

Opera y mantiene alrededor de 11.100 km de gasoductos de alta presión, 22 plantas compresoras y es la responsable de transportar el 40 % del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos a través de los Gasoductos Norte y Centro Oeste.

Su ubicación geográfica estratégica en el país la convierte en el único operador que vincula sus gasoductos a nivel regional con Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay.

Su experiencia en la industria y su equipo de profesionales le permiten brindar servicios de alta especificidad para la industria nacional y regional.

El accionista controlante de TGN es Gasinvest S.A. (una sociedad conformada en partes iguales por Tecpetrol S.L. y Compañía General de Combustibles S.A.) que posee el 56 % del capital social; el 24 % le pertenece a Southern Cone Energy Holding Company Inc. y el 20 % restante cotiza en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (BYMA).

El Gobierno libera la competencia de exportaciones de gas natural

La Secretaría de Energía autorizó volúmenes adicionales para exportar gas natural con el objetivo de potenciar al máximo el perfil exportador del país, generar mayores ingresos de divisas y contribuir al superávit fiscal, se comunicó. En este sentido, el Gobierno Nacional definió abrir a la libre competencia de exportación, una vez reconocidos los derechos preferentes del Plan Gas. Ar y evaluadas las proyecciones que garantizan la seguridad del suministro interno, se indicó. De esta manera, la iniciativa implica una ampliación de los cupos de exportación de gas y el permiso para generar contratos de 4 años de duración. Se trata de la prime-

ra vez en los últimos 20 años que se van a hacer contratos de exportación de gas pluri-
anuales.

“La medida va en línea con la reciente visita del Presidente Javier Milei a Chile, en la cual el eje fue ampliar la integración regional e identificar un camino para ir aumentando las exportaciones de gas natural al país trasandino”, se explicó. Además, la decisión se encuadra en los principios de la Ley Bases en términos de que se pretende maximizar la renta del país, garantizar la seguridad del suministro, potenciar el perfil exportador del país y mejorar la balanza de pagos de la Argentina.

Techint-Sacde finalizaron ducto de 100 km en la reversión del GN

La unión de empresas constructoras Techint-Sacde informó que finalizó los 100 km del nuevo gasoducto de 36 pulgadas de diámetro situado en la provincia de Córdoba. Se trata de los Renglones 2 y 3 del Gasoducto de Integración Federal Tío Pujio- La Carlota que permitirá, una vez finalizada la reversión, reemplazar el gas de Bolivia y abastecer a las provincias del norte del país desde Vaca Muerta. Las empresas alcanzaron en forma anticipada la condición de Apto para Funcionar (APF), adelantando las fechas previstas en el contrato y sus condiciones vigentes. La ejecución fue realizada para Energía Argentina SA (Enarsa), bajo la modalidad de contrato EPC (ingeniería, suministros y construcción).

Durante la construcción del ducto se alcanzó un promedio de 3 kilómetros diarios de avance en la cuadrilla de soldadura ejecutadas en un solo frente,

alcanzando un récord para este tipo de proyectos, se destacó.

Este hito fue posible gracias a tecnologías como la soldadura automática y la planta de doble junta, entre otras, que permitieron reducir los tiempos de ejecución.

Estos sistemas, utilizados en simultáneo por primera vez en el país por la UTE en el tendido del (GP-NK), posibilitaron realizar una mayor cantidad de soldaduras por día, minimizar errores y dar previsibilidad al ritmo de producción.

La construcción de los 100 km del Gasoducto de Integración Federal tuvo como desafío la ejecución de más de 30 cruces especiales, como rutas provinciales, arroyos y ríos. En el pico de la obra, trabajaron más de 1.100 personas y se movilizaron más de 500 equipos de construcción, se describió.

El obrador principal se instaló en la localidad de Etruria y en Ticino se emplazó el campamento principal.

Para su desarrollo fue necesario transportar más de 8.000 tubos de 12 metros desde Buenos Aires a Córdoba, lo que equivale a más de 2.000 viajes de camiones cargadores que recorrieron más de 1.300.000 kilómetros, sin incidentes.

La reversión del Gasoducto Norte es una obra que amplía el sistema de transporte de gas de la Argentina y que permitirá llevar el gas producido en Vaca Muerta a las provincias del norte, reemplazando importaciones de Bolivia, para abastecer a nuevas industrias y hogares, generar energía eléctrica y potenciar el desarrollo de nuevas actividades productivas como la minería de litio. Posibilitará además la exportación de más gas natural al norte de Chile, y a la propia Bolivia, cuyas reservas están mermando. Se analiza también la exportación de gas natural de Argentina a Brasil utilizando la infraestructura de ductos Bolivia-San Pablo.

Récord de producción de hidrocarburos



En el mes de julio se registraron cifras históricas en la producción de hidrocarburos para la Argentina, destacó la Secretaría de Energía.

Con 151.7 MMm³/d de gas el país logró un crecimiento interanual de 9,8 % en relación al mismo mes de 2023. Se trata del mayor volumen de los últimos 21 años. Por su parte, en petróleo se registró en julio un aumento interanual de 9,1 % al alcanzar los 682,7 miles de barriles diarios de producción. Este número representa la mejor performance para ese mes en 20 años y, además, implica un crecimiento de 1,8 % respecto a junio de 2024. En el caso del petróleo, el crecimiento de la producción se encuentra en relación directa al mayor aporte no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta. Al poner el foco en los no convencionales, se registra que Vaca Muerta aportó el 56,6 % del total de la producción petrolera y 54,8 % del total de la gasífera. La formación generó 386,2 mil barriles diarios y 83,1 MMm³/ de gas, cifras que constituyen un incremento del 1 % y 2 % en relación al mes previo.

En su conjunto, para el mes de julio, la actividad hidrocarburífera presenta un crecimiento que abarca a todo el territorio nacional: con 106 pozos de desarrollo en perforación se consolida un aumento de 18 % en relación al mes previo, se indicó.

"dejemos manejar su presión.."

COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K

www.casucci-sa.com

"la elección lógica"

Informe de tarifas y subsidios

La canasta de servicios públicos del AMBA, se mantiene estable

El Observatorio de Tarifas y Subsidios IEP (UBA-CONICET) analiza en su informe mensual las tarifas de servicios públicos del AMBA y otras regiones del país

En tal sentido, se registró un aumento de la canasta de servicios públicos en agosto respecto de julio. Se explica por un menor nivel de consumo energético y por el aumento del gasto en transporte (14,5%), a partir del día 12 de agosto, y de agua (5,1%). La canasta ocupa el 14,2% del salario promedio registrado.

La canasta de servicios públicos del AMBA incluye el consumo de energía eléctrica, gas natural, agua potable y transporte público. Refleja el costo promedio de los servicios públicos para un hogar representativo del AMBA. En energía eléctrica y gas natural se toma un hogar N1 y en agua potable un hogar de coeficiente zonal medio de la CABA.

El gasto en servicios públicos se mantiene muy similar al mes anterior.

El aumento del gasto en servicios públicos del 0,3% respecto de julio y se explica por 1) menores consumos de energía eléctrica y gas que comienzan a bajar una vez pasado el pico estacional de invierno mientras los cuadros tarifarios se modificaron muy levemente -



un 4% energía eléctrica mientras el del gas se mantiene invariante) por incrementos en los cuadros tarifarios de agua y transporte público. El gasto en transporte público será mayor en septiembre ante igual cuadro tarifario. Eso se debe a que en agosto el aumento se efectivizó a partir del día 12 y por lo tanto el gasto refleja doce días con la tarifa anterior y diecinueve con el valor actual del boleto.

La cobertura tarifaria residencial, estimada como el promedio ponderado de costos de los servicios públicos en el AMBA a cargo del usuario, es

	VAR. % DIC-23 VS Ago-24
AGUA	267%
ENERGIA ELECTRICA	204%
GAS NATURAL	1085%
TRANSPORTE	484%
CANASTA	375%

Fuente: elaboración propia en base a cuadros tarifarios

del 43% en el mes de agosto. En los hogares del AMBA se pagan tarifas de servicios públicos que, en promedio, cubren el 43% de los costos, mientras que el Estado se hace cargo del 57% restante. Sin embargo, esta cobertura

es dispar entre segmentos de hogares y entre servicios. En agosto 2024, la cobertura tarifaria se encuentra en el mismo nivel que en diciembre 2023.

La cobertura tarifaria de los costos de los servicios públicos

se mantiene similar al observado en los últimos cuatro meses. Sin embargo, es levemente superior al promedio de los últimos ocho meses (39%).

Con respecto de diciembre 2023, el costo de la canasta total se incrementó 375% a partir de las actualizaciones de tarifas de transporte (enero y febrero), energía eléctrica (febrero, junio y agosto), gas natural (abril y junio) y agua (abril, julio y agosto). Los consumos de gas natural y energía eléctrica están ajustados por estacionalidad del consumo.

En la desagregación por servicio se observa que el incremento más importante fue en la tarifa de gas natural con un aumento del 1.085% respecto a diciembre de 2023 y es explicado tanto por los aumentos tarifarios de abril y junio como por el

Ponderado por representatividad de gasto en la canasta de servicios aumento del consumo estacional de invernal. El gasto en transporte aumentó 484%, en agua 267% y en energía eléctrica 204%.

La canasta de servicios públicos del AMBA de agosto representa el 14,5% del salario promedio registrado estimado del mes, a la vez que el peso proporcional del gasto en transporte es algo más elevado respecto de los restantes servicios.

Informe Fundelec

La demanda de electricidad subió 6 % en julio

La demanda de la energía eléctrica del mes de julio registró una suba interanual de 6 %, al alcanzar los 13.226,3 GWh a nivel nacional, siendo el tercer consumo más importante del registro histórico, luego de los 13.592,5 GWh de enero de 2023, y 13.996,3 GWh de marzo de 2023. En el acumulado de los siete primeros meses del año la caída es de -0,4 por ciento, informó la Fundación Fundelec.

En tanto, las distribuidoras de Capital y GBA tuvieron una suba de 6,1 % y, en todo el país ascendieron en promedio los consumos residenciales, industriales y comerciales. El registro a la suba se explicó en parte por las bajas temperaturas comparadas con el mismo mes del año pasado.

Datos de julio 2024

En julio último la demanda neta total del MEM fue de 13.226,3 GWh; mientras que el año anterior había sido de 12.471,8 GWh¹. Por lo tanto, la comparación interanual evidenció un ascenso de 6 por ciento.

En julio, existió un crecimiento intermensual del 17,8 %, respecto de junio 2024, cuando alcanzó los 11.223,3 GWh. Además, se registró una potencia máxima de 26.675 MW, el 10 de julio de 2024, lejos del récord histórico de 29.653 MW registrado



en febrero de 2024. En cuanto a la demanda Residencial de julio, representó el 51 % del total país con una suba de 7,1 por ciento respecto al mismo mes del año pasado.

En tanto, la demanda comercial ascendió 5,6 %, siendo el 28 % del consumo total. Y la demanda industrial reflejó el 21 %, con una alza en el mes del orden del 3,8 %, aproximadamente.

Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido julio de 2024): 7 meses de baja (agosto de 2023, -0,2 %; noviembre, -2,5 %; diciembre de 2023, -9,7 %; enero de 2024, -3,7 %; marzo, -14,6 %; abril, -0,4 %; y junio de 2024, -7 %), y 5 meses de suba (septiembre de 2023, 6,3 %; octubre de 2023, 2,3 %; febrero de 2024, 7,9 %; mayo, 12,9 %; y julio de 2024, 6 %). El año móvil (últimos

doce meses) presenta una baja del -0,7 por ciento.

Los registros anteriores muestran que el consumo de agosto de 2023 llegó a los 11.756,02 GWh; septiembre, 10.962,2 GWh; octubre, 10.453,3 GWh; noviembre, 11.040,7 GWh; diciembre de 2023, 11.762,6 GWh; enero de 2024, 13.086,9 GWh; febrero, 12.848,05 GWh; marzo, 11.948,9 GWh; abril, 10.000,2 GWh; mayo, 12.209,5 GWh; junio de 2024, 11.223,6 GWh; y julio de 2024 alcanzó los 13.226,3 GWh.

Consumo mensual a nivel regional

En cuanto al consumo por provincia, en julio, fueron 21 las provincias y/o empresas que marcaron ascensos: Chubut (42 %), Santiago del Estero (14 %), La Rioja y Salta (11 %), Tucumán y Jujuy (10 %), Catamarca, Chaco, Córdoba y Corrientes (8 %), EDELAP (7

%), Entre Ríos, Santa Fe y San Juan (4 %), EDEN, EDEA y Formosa (3 %), Mendoza (2 %), San Luis (1 %), entre otros.

Por su parte, 4 provincias presentaron descensos en el consumo: Misiones (-11 %), La Pampa (-4 %), Santa Cruz (-3 %) y EDES (-1 %). En tanto, Neuquén y Río Negro mantuvieron el mismo nivel de consumo del año anterior.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 36 % del consumo total país y registraron un ascenso conjunto de 6,1 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una suba de 5,9 %, mientras que en el área de EDESUR la demanda ascendió el 6,3 por ciento.

Temperatura

Observando las temperaturas, el mes de julio de 2024 fue más frío en comparación con julio de 2023.

La temperatura media fue de 10,6 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 13 °C, y la histórica es de 11,2 °C.

Datos de generación

La generación térmica e hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento de las energías renovables. En julio, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 3.297 GWh contra 2.712 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación del 11,2 %.

Por su parte, la potencia instalada es de 43.788 MW, donde el 58 % corresponde a fuente de origen térmico y 38 % de origen renovable. Asimismo, el despacho térmico fue menor, al mismo tiempo que el consumo de combustible para generar terminó siendo menor si se compara mes a mes a nivel del total.

Así, este mes siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 47 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas cubrieron el 23,88 % de la demanda, las nucleares proveyeron el 8,51 % y las generadoras de fuentes alternativas 12,97 % del total. Por otra parte, la importación representó el 7,64 % de la demanda cubierta.

CADER y Climate Group lanzaron el programa RE100 en Argentina

La Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER) y Climate Group lanzaron el programa RE100 en Argentina.

La jornada denominada 'Acelerando la Acción Climática Corporativa. Presentación de la iniciativa RE100, camino a una matriz energética más limpia y competitiva' convocó a grandes empresas y autoridades gubernamentales del país, con el objetivo de impulsar la acción climática, acelerar la transición energética y lograr políticas que permitan que los compradores corporativos obtengan electricidad renovable a un costo razonable, comunicó CADER.

RE100 es un movimiento de liderazgo global que acelera el cambio hacia redes eléctricas con cero emisiones de carbono a nivel mundial para 2040, donde más de 400 de las empresas más influyentes del mundo se comprometen a obtener el 100 % de su consumo eléctrico global de fuentes



renovables, impulsando el cambio global y creando la señal de demanda de energía verde. El rol de CADER será de socio implementador local del programa RE100 en Argentina, a partir del acuerdo firmado a principios de julio del corriente año, tras más de un año de gestiones, incluyendo reuniones en la 28ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP28), y en las oficinas de Climate Group en la ciudad de Londres (Inglaterra). Se trata de acelerar el cambio hacia redes eléctricas libres de carbono a nivel mun-

dial para 2040. Durante el encuentro, que tuvo lugar en la sede de la embajada Británica en Buenos Aires, los expositores destacaron la prioridad de aplicar el programa RE100 a nivel nacional, dado los compromisos ambientales asumidos por el país, el potencial para descarbonizar la matriz y la posibilidad para crear una estructura de mercado eléctrico que permita el comercio directo entre compradores corporativos de todos los tamaños y proveedores de electricidad renovable.

"La inversión en energías renovables puede crear empleos, generar electricidad

más barata y sin emisiones de carbono, contribuyendo al desarrollo de nuestras economías, mientras buscamos mantener a nuestro alcance el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 grados y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París", afirmó Kirsty Hayes, embajadora británica en Argentina.

"Agradecemos a Climate Group y a la Embajada Británica en Buenos Aires por el apoyo para la realización de este evento. Estamos felices de iniciar esta alianza que permite generar sinergias para el desarrollo del sector renovable", agregó Martín Parodi, presidente

de CADER. Desde Climate Group reforzaron el compromiso por trabajar en Argentina junto a empresas de servicios públicos o proveedores de electricidad para brindar opciones para la obtención de energías renovables a un costo razonable, promover inversiones directas en proyectos y apoyar un sistema creíble y transparente para emitir, rastrear y certificar Certificados de Atributos Ambientales (EAC) a precios competitivos.

"RE100 reúne a más de 400 empresas globales, todas ellas comprometidas a obtener el 100% de su electricidad a partir de energías renovables. Con CADER como nuestro socio local ayudaremos a los miembros de RE100 y a las grandes corporaciones argentinas a obtener un mayor acceso a la electricidad renovable y acelerar el proceso de descarbonización del país", afirmó Ollie Wilson, director de RE100, Climate Group.

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



Acuerdo YPF Luz - McEwen Copper para el abastecimiento energético de Los Azules

YPF Luz y McEwen Copper, subsidiaria de la minera internacional McEwen Mining, firmaron un memorando de entendimiento (MDE) que permite a las compañías negociar de manera exclusiva para asegurar el abastecimiento de la demanda del proyecto Los Azules, en la provincia de San Juan, con energía de fuente renovable. El acuerdo prevé, además, la conexión del proyecto al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) mediante una línea de alta tensión cuyo diseño, construcción y financiamiento estará a cargo de YPF Luz, mientras que la energía a suministrar provendrá de activos renovables de la compañía conectados al SADI.

Michael Meding, VP de McEwen Copper y gerente gene-

ral del proyecto Los Azules, manifestó que *“Los Azules va a cumplir un rol clave para la Argentina y para el mundo con una contribución importante en la descarbonización. El potencial geológico que tiene posicionará a San Juan en el mapa internacional de los recursos para la transición energética y en ese lugar, YPF Luz es un aliado estratégico para cumplir con nuestro objetivo de ser 100% renovables”*.

Este acuerdo demuestra nuestro compromiso con brindar soluciones energéticas integrales que se adaptan a las necesidades de cada cliente, en este caso con obras eléctricas que permiten al proyecto abastecerse de energía confiable y renovable”. El MDE robustece la alianza entre ambas compañías



que comenzó a principios de 2023 con la firma de un acuerdo inicial para trabajar en conjunto en la búsqueda de soluciones que garanticen el suministro eléctrico a Los Azules.

YPF Luz (YPF Energía Eléctrica S.A.) es una compañía líder en generación de energía eléctrica, que opera desde 2013. Tiene más de 15 activos en 7 provincias, con una capacidad instalada de 3,2 GW desde don-

de genera energía al mercado mayorista e industrial.

Está construyendo otros 418 MW de energía solar y eólica en proyectos ubicados en las provincias de Córdoba, Mendoza y Buenos Aires. YPF Luz tiene como misión generar energía rentable, eficiente y sustentable, que optimiza los recursos naturales para la producción de energía térmica y renovable. McEwen Copper, subsidiaria de

McEwen Mining Inc. (MUX-NYSE-TO), es una compañía enfocada en el desarrollo de proyectos de cobre. Su nave insignia, Los Azules, es un yacimiento ubicado en la provincia de San Juan.

Los Azules es uno de los proyectos de cobre más grandes y prometedores a nivel mundial, con un potencial de producción significativo que posicionará a McEwen Copper como un líder en la provisión de metales esenciales para la transición energética global. Este proyecto se desarrolla en alianza con socios estratégicos como Stellantis, un referente global en la fabricación de vehículos, y Nuton, una subsidiaria de Rio Tinto especializada en tecnologías avanzadas para la extracción eficiente y sostenible de cobre.



6° Convención CEMA Business as usual vs. Business sustentables

11 DE SEPTIEMBRE - EVENTO PRESENCIAL



EMPRESAS&NEGOCIOS

YPF-Microsoft: Gestión de contratos con IA Generativa

YPF, petrolera de mayoría accionaria estatal argentina, dió un paso significativo en su transformación digital al incorporar una solución de inteligencia artificial generativa, llamada GAIA, dentro de su plataforma Y-click!. Este avance ha permitido a YPF optimizar la gestión de sus contratistas y prestadores de servicios, mejorando la eficiencia operativa.



Y-click! es una plataforma digital que centraliza y automatiza la gestión de contratos y el flujo de trabajo de los proveedores de YPF. A través de esta herramienta, los proveedores pueden registrar actividades y facturar servicios de manera electrónica, lo que simplifica los procesos administrativos.

La incorporación de GAIA, un chatbot ba-

sado en Azure Open AI Services, mejoró la experiencia del usuario al proporcionar soporte en lenguaje natural. Este asistente virtual es capaz de entender y contextualizar las consultas, ofreciendo respuestas rápidas y precisas.

“Desde la implementación de GAIA, se percibe el impacto positivo sobre las consultas que recibe la mesa

de ayuda, permitiendo enfocarse en los casos más complejos”, afirmó Leandro Lestanquet, operador de la mesa de ayuda de Y-click! en YPF.

“El desarrollo del producto se completó con sorprendente rapidez, logrando un prototipo funcional en solo tres meses”, destacó Leandro Masciotta, líder de Tecnología y Procesos en YPF.

Fernando López Iervasi, presidente de Microsoft para Sudamérica de habla hispana, también subrayó la importancia de esta colaboración: *“Para Microsoft es un orgullo ver cómo YPF crea su propia innovación sobre nuestra plataforma de inteligencia artificial para optimizar sus operaciones, encontrar eficiencias y ser más productiva”.*

La construcción e implementación de estas herramientas son el principio de una nueva era que aún tiene mucho por recorrer, pero que demuestran el éxito empresarial impulsado gracias a la tecnología. *“A medida que exploremos nuevas funcionalidades, su riqueza y valor seguirán creciendo a la par de la evolución tecnológica”,* señaló Nicolás Pérez, líder de Inteligencia Artificial en YPF. YPF demostró cómo la adopción de inteligencia artificial puede transformar procesos complejos en flujos de trabajo más eficientes y productivos, beneficiando tanto a la empresa como a su red de proveedores, reforzando la seguridad de la información y reduciendo los riesgos de incumplimiento.

Shell-V Power y Shell Helix Ultra protagonistas en el Autódromo Gálvez

Raízen, licenciataria de la marca Shell, formó parte de una nueva edición del Gran Premio Shell Buenos Aires, que se llevó a cabo en el mítico Autódromo Gálvez, potenciando a los pilotos por quinto año consecutivo con Shell V-Power, el combustible oficial de todas las categorías de la ACTC, que se destaca por brindar máxima potencia y aceleración a los motores de carrera.

En este escenario icónico de Bs As, la marca contó con más de 400

invitados que disfrutaron de actividades interactivas tanto en el espacio VIP como en el FANZONE con simuladores de autos y un acceso exclusivo en el sector de boxes para palpar de cerca la emoción del evento.

El espacio de Shell contó con la presencia de los reconocidos pilotos Omar “Gurí” Martínez y Guillermo Ortelli, quienes sorprendieron a los presentes en un mano a mano de preguntas y respuestas, recorriendo toda su trayectoria.

“Para una empresa con 110 años de presencia en el país es un orgullo acompañar con nuestras marcas, Shell V-Power y Shell Helix, por quinto año consecutivo a la categoría automovilística más popular de la Argentina y más antigua del mundo. Ser el nombre de este evento, es una oportunidad única para fortalecer la marca y conectar con los aficionados al deporte motor”, expresó Carolina Wood, Directora de Marketing.

AXION energy mejora su gestión de flotas con AXION smart

AXION energy anunció su decisión de acompañar el segmento de transporte del país, brindando soluciones integrales a través de su sistema de gestión de flotas. Siguiendo con los valores de la compañía, la marca evoluciona y se transforma: a partir de ahora AXION card es AXION smart.

Hace más de dos años, AXION card inició la transformación en su sistema de gestión de flotas, con la incorporación de la autogestión, métodos de cobranza integrados, doble identificación en las transacciones, entre otros.

El objetivo de estos avances radica en poder satisfacer las necesidades de cada uno de sus clientes, poniéndolos en el centro de la escena, brindándoles un valor agregado para su trabajo en la ruta día a día.

Con esta evolución hacia AXION smart, se suma a su reconocido sistema, una

nueva aplicación móvil, dividida en dos públicos clave: AXION smart Conductor y Compañía. De esta manera, desde cualquier dispositivo y lugar se podrán realizar transacciones y operaciones claves para las flotas de manera ágil y simple.

Para los conductores ya no será necesario utilizar la tarjeta plástica. La aplicación facilita la solicitud de pre-autorización para la carga de combustible, la consulta de sal-

dos y movimientos, la localización de estaciones de servicio de la red AXION energy y la solicitud de saldo a sus administradores de flota. De esta forma, se optimiza así su operatividad en las rutas.

Las compañías de transporte desde su app podrán monitorear sus flotas y gestionar en tiempo real sus operaciones. Los administradores podrán visualizar transacciones, autorizaciones pendientes, cuentas corrientes, y gestionar sus vehículos y conductores.

AXION smart también permite la creación y asignación de reglas y restricciones para la carga, proporcionando un control detallado y eficiente sobre la operación de la flota.

Por su parte, las estaciones de servicio podrán manejar y monitorear en tiempo real todas las operaciones en la playa mejorando la tecnología en cada punto de venta. Esto asegura una operación más transparente y eficiente en cada estación de servicio de la red AXION energy.

“Con AXION smart estamos dando un paso hacia la innovación” sostuvo Juan Pablo. *“Nosólo se facilita la operación diaria de nuestros clientes y operadores, sino que también reduce la necesidad de emisión de tarjetas plásticas, y aumenta la seguridad y el control de las transacciones”* concluyó.

Además, la marca propone invertir en nuevos desarrollos siguiendo con su objetivo de mejora y eficiencia de la herramienta, que incluyen el desarrollo de alianzas con empresas del segmento y la integración de AXION smart con

ON, el programa de descuentos y beneficios de AXION energy.

De esta manera, AXION energy reafirma su compromiso con la excelencia y la tecnología, asegurando que todos sus clientes de flotas y operadores disfruten de una

experiencia optimizada y satisfactoria.

Las aplicaciones de AXION smart estarán disponibles para su descarga a partir del 13 de Agosto en IOS y Android prometiendo ser una herramienta esencial para el transporte moderno.



> RETAIL Y LOCALES COMERCIALES



Calidad percibida en cada detalle.

Tienda de conveniencia Convém para el Grupo Forte, ubicada en la ciudad de Manaus, Brasil. Desarrollada por Balko, una empresa del Grupo Balko, en conjunto con el Estudio Meng.

Espacios, diseños y servicios que potencian el rendimiento de su empresa.

Más de 25 años junto a empresas de la industria energética brindando servicios de: Arquitectura Corporativa, Facility Management, Arquitectura en Bases y Campamentos Oil & Gas, Proyectos de Estaciones de Energía y Retail, Real Estate, Desarrollo de Imagen Corporativa, Proyectos Audiovisuales y Creatividad para Stands. **Pónganos a prueba.**

www.grupobalko.com

grupo balko

La empresa presentó los resultados 2023

CAMUZZI quinto reporte de Sustentabilidad

La distribuidora de gas natural por redes domiciliarias Camuzzi publicó su nuevo Reporte de Sustentabilidad, elaborado bajo Estándares GRI de Global Reporting Initiative, y cuyo contenido se encuentra verificado externamente. La compañía presenta por quinto año consecutivo los principales hitos de su gestión sustentable en diferentes ejes de su actividad.

La empresa reafirmó su compromiso en seguir trabajando hacia un futuro más sostenible. En este sentido, Camuzzi continúa fortaleciendo su cadena de valor, con mejoras en sus sistemas de gestión, y acompañando a las más de 360 comunidades donde tiene presencia, promoviendo el uso seguro y responsable del gas, fomentando la educación, apoyando el desarrollo de jóvenes y emprendedores, y promoviendo la cultura local, se destacó.

Jaime Barba, presidente de la Compañía, destacó que *“Comprendemos la sustentabilidad como un pilar fundamental de nuestra estrategia de negocio y un eje que guía todas nuestras acciones. En línea con los principios del Pacto Global, nos mantenemos comprometidos en mejorar año a año nuestra gestión integral, con el desafío de brindar un servicio que cumpla con los más altos estándares de calidad, seguridad y res-*



peto por el ambiente”.

El nuevo reporte ha incorporado una verificación externa, encargada a la empresa de auditoría Crowe, para ratificar y transparentar de una manera más idónea los esfuerzos de la organización en pos de una gestión sustentable.

Entre los logros alcanzados se destaca que, en materia de crecimiento económico y de la operación:

- Camuzzi operó sin cortes durante todo el año.

- Superó los 2.213.886 usuarios, lo que representa la incorporación de más de 44.200 usuarios respecto al año anterior.

- Se alcanzó una tasa de digitalización del 94 %, lo que le permitió a la compañía generar importantes ahorros en materia de comunicación y gestión comercial de los usuarios, y una mayor cobrabilidad.

- La empresa amplió su infraestructura, superando los 60.000 km lineales de cañería, lo que representa más de 16 veces la longitud del país.

- Distribuyó más de 10.700 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que ratifica que, en volumen de gas entregado, es la distribuidora más grande del país.

- Conectó a América al gas natural, liberando factibilidades en la localidad y otras 5 aldeñas, tras una década de restricciones en el servicio. Además, se incorporó a la localidad de Batán, provincia de Buenos Aires.

- Logró el cumplimiento del 100% de los indicadores definidos por el ENARGAS.

En el plano del desempeño social:

- Por cuarto año consecutivo, certificó Great Place To Work y se posicionó dentro de las mejores empresas para trabajar.

- Se han alcanzado las 25.976 horas de capacitación, con una participación de 1.444 personas (más del 84 % de la dotación).

- Se lanzó el portal de proveedores para facilitar la autogestión de los casi 2.400 proveedores activos, con

compras y contrataciones en el orden de los \$22.315.500.000 en el año 2023.

- La compañía potenció su Portal de matriculados, logrando que 67 mil proyectos de instalaciones internas puedan ser canalizados de manera digital, ahorrando tiempo y dinero.

- A través del programa educativo “A PRENDER EL GAS” (prevención de accidentes por monóxido), se capacitó a más de 8.000 niñas y niños. En 2023 se creó además una obra de teatro itinerante sobre la temática, para potenciar el mensaje preventivo.

- En alianza con distintas organizaciones, la empresa creó futuro a través de la formación de habilidades para el empleo de más de 170 emprendedores de Tierra del Fuego y Mar del Plata.

- Se desarrollaron espacios de visibilidad para que más de 600 artistas emergentes de distintas comunidades donde Camuzzi está presente puedan mostrar su talento, a

través de ciclos vinculados con la música, el arte y la fotografía.

Desde la óptica de la gestión ambiental:

- Se actualizó el Manual de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente, con miras a mejorar en forma continua la gestión.

- Se implementaron más de 5.100 horas de capacitación específica en la materia para sus colaboradores de áreas operativas.

- Camuzzi logró que las emisiones de todas las plantas de la compañía se encuentren por debajo de los límites establecidos por la legislación nacional y de la normativa de la US EPA de los Estados Unidos.

- Aplicó altos estándares para minimizar los impactos sobre la biodiversidad y la conservación, el cuidado del recurso hídrico y la gestión de los residuos.

- Inició el proceso de identificación de su Inventario de gases de efecto invernadero, como un primer paso hacia la medición de su huella de carbono.

- Instaló sistemas de seguimiento satelital en la flota vehicular, promoviendo una reducción de los accidentes laborales y del uso de combustible.

- Produjo, donó e instaló en distintos municipios más de 600 nuevos Ecoceniceros, diseñados a partir de la reutilización de sobrantes de cañería de polietileno.

INTERNACIONALES

Grave crisis financiera en PetroPerú



La junta de accionistas de Petroperú solicitó (27.08.2024) al gobierno de Perú contemplar la posibilidad de aceptar la quiebra o liquidación de la compañía por la grave crisis en la que se encuentra y que ya hace insostenible su gestión.

A través de un comunicado, la junta explicó que el sobreendeudamiento de la empresa estatal *“ha deteriorado al extremo sus ratios de solvencia y liquidez”*.

El directorio le pidió al gobierno que tome una decisión con carácter de urgencia y que determine cuál será el futuro de la empresa estatal. Para el directorio hay tres salidas posibles: continuar con la inyección

de fondos, iniciar su reestructuración o aceptar su quiebra o liquidación.

Recuerda que, el 13 de mayo de 2024, expuso en un comunicado *“la crítica situación”* en la que se encontraba la empresa, mientras se esperaba una respuesta del gobierno respecto a las acciones recomendadas para asegurar su autosostenibilidad.

El presidente de PetroPerú, Oliver Stark, señaló que el gobierno no adopta medidas desde hace más de 3 meses. Por otro lado, señaló que se conversó con Proinversión (agencia de inversión pública privada) para la venta de sus activos.

Stark advirtió que si hasta antes de

fin de mes, es decir, en los próximos tres días, no hay una respuesta se verán obligados como directores a dar un paso al costado.

Por otro lado, señaló que un tercio del personal que trabaja en Petroperú se encuentra en proceso de desvinculación voluntaria. La cifra ascendería, según Stark, a 600 trabajadores.

En un primer momento, el directorio de Petroperú propuso la evaluación de la empresa con el objetivo de considerar su privatización, buscando obtener una base financiera más sólida. Sin embargo, esta propuesta fue rápidamente descartada por la Presidencia del Perú.

Las Ganancias de PetroChina crecieron 3,9%



PetroChina, el mayor productor de petróleo y gas del país, aumentó su beneficio neto un 3,9% interanual hasta alcanzar 12.440 millones de dólares en el primer semestre de 2024, según informó la compañía. Los ingresos de explotación se dispararon un 5% y se situaron en 224.000 millones de dólares gracias al aumento de la producción de petróleo y gas.

La petrolera obtuvo resultados operativos récord en el primer semestre por tercer año consecutivo y registró una creciente producción de petróleo y gas natural, con un aumento interanual del 1,3% en términos equivalentes de petróleo.

PetroChina también se benefició de la subida de los precios internacionales del petróleo en el primer semestre de 2024 en comparación con el mismo periodo del año anterior.

A principios de año, PetroChina registró su mayor beneficio neto en un primer trimestre, ya que sus ingresos aumentaron un 11% gracias a la estabilidad de los precios del petróleo y al aumento de la demanda y la producción nacionales de gas natural.

La empresa y otros gigantes estatales chinos del petróleo y el gas han impulsado la prospección y producción nacionales en un momento en que el primer importador mundial de crudo busca reforzar su seguridad energética.

La perforación del Pozo-Shenditake 1 superó los 10.000 metros, estableciendo un nuevo récord para el pozo vertical más profundo perforado en Asia, dijo la empresa.

En el mercado descendente, PetroChina respondió a la tibia demanda nacional de combustible y a la «fluctuación» de la demanda del mercado optimizando los recursos de crudo, la carga de procesamiento, la mezcla de productos y los calendarios de mantenimiento de las instalaciones.

Como resultado, sus volúmenes de crudo procesado aumentaron un 3% y la producción de productos refinados un 2,1% interanual. La producción de carburante para aviones aumentó un 42,4% gracias a la recuperación de los vuelos y el aumento de la demanda.

Equinor aumenta la inversión off-shore

Equinor planea invertir 6.600 millones de dólares anuales en sus operaciones off-shore en Noruega. La empresa tiene previsto invertir entre 5.700 y 6.600 millones de dólares al año en la plataforma continental noruega hasta 2035, dijeron Opedal y Kjetil Hove, Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción de Equinor en Noruega.

El objetivo es mantener su actual nivel de producción en el mar de Noruega en torno a 1,2 millones de barriles diarios hasta 2035, dijo Hove.

La empresa también tiene previsto perforar entre 20 y 30 pozos de exploración al año en la plataforma continental noruega hasta 2035.

El aumento de los costos y el desarrollo de los yacimientos im-



pulsarán la inversión en petróleo y gas en las costas noruegas, primer productor de hidrocarburos de Europa Occidental, hasta alcanzar un nivel récord, según los últimos datos de Statistics Norway de principios de mes.

La inversión total en actividades petrolíferas y gasísticas en 2024, incluido el transporte por oleoducto, se estima en un máximo histórico de 24.000 millones de dólares (257.000 millones de coronas), según Statistics Norway en su

encuesta del tercer trimestre sobre los planes de inversión de las compañías petroleras.

Las inversiones en petróleo y gas en alta mar en Noruega también seguirán siendo elevadas en 2025. El año que viene, las empresas esperan invertir un total de 22.450 millones de dólares (240.000 millones de coronas), según la última encuesta. Esta estimación es un 11% superior a las previsiones de las empresas en la anterior encuesta de mayo, según la oficina de estadística.

China avanza en proyectos nucleares

Con una inversión superior a los 30.000 millones de dólares, China avanzará con cinco proyectos nucleares con un total de 11 reactores. Estos nuevos puntos de generación de energía estarán situados en las provincias de Jiangsu (este), Shandong (este), Cantón (sureste), Zhejiang (este) y Guangxi (sureste).

Seis de esos reactores estarán a cargo de subsidiarias de la estatal China General Nuclear Power Group, y se espera que varios de ellos sean del tipo Hualong One, de tercera generación y desarrollados por el país asiático. China National Nuclear Corporation construirá otros tres y State Power Investment Corporation levantará los otros dos. Ambas son también firmas de titularidad pública. Uno de los proyectos operados por CNNC, el de Xuwei (en Jiangsu), incluirá un reactor de cuarta generación refrigerado por gas, capaz de suministrar tanto calefacción como electricidad.

Actualmente, hay 56 reactores operativos en China que producen un 5% de la demanda total de electricidad. El objetivo de Pekín es que la proporción de la nuclear sobre el 'mix' energético se duplique desde ese 5% hasta el 10% hacia 2035.

Nuevo director general en Pemex

Víctor Rodríguez Padilla será el director general de Petróleos Mexicanos (Pemex) a partir del 1 de octubre próximo.

Rodríguez Padilla es físico y maestro en Ingeniería Energética por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) —donde ahora es profesor de postgrado—, así como doctor en Economía de la Energía por una casa de estudios en Francia. Tiene 42 años de experiencia en el sector energético y, entre otros cargos, se desempeñó como asesor en diversas instituciones gubernamentales, incluyendo el Senado de la República, la Cámara de Diputados, la Auditoría Superior de la Federación, el Consejo de la Judicatura y la Suprema Corte de Justicia de la Nación mexicana.

Inversión de Petrobras en refino

Petrobras aumentará su capacidad de refino y la producción de fertilizantes con una inversión de 746 millones de dólares.

La petrolera invertirá 159,5 millones de dólares en la reactivación de la Fábrica de Fertilizantes Araucária Nitrogenados (ANSA), ubicada en la ciudad de Curitiba y que estaba cerrada desde 2020, cuando el Gobierno del presidente Jair Bolsonaro alegó que el segmento no



era estratégico ni viable económicamente para Petrobras.

“Es un absurdo que ésta fábrica haya quedado cuatro años parada. Brasil tiene que reducir su dependencia de los fertilizantes

importados”, dijo Lula da Silva para quien uno de los objetivos de su tercer mandato como presidente es re-tomar los programas, planes y empresas abandonados por Bolsonaro.

El proyecto de esta tienda fue realizado por Balko de Argentina y Estudio Meng de Brasil

Estación de servicio de la red Convém con oferta premium en Manaos

Convém es la marca de tiendas de conveniencia de la red estaciones de servicio del Grupo Dislub Ecuador, presente en el Norte y Nordeste de Brasil.

El Grupo Forte opera una de estas estaciones de servicio, el "Posto Forte", ubicada en la ciudad de Manaos en pleno corazón del Amazonas y es allí donde encontramos a una de las más atractivas tiendas Convém. El proyecto de esta tienda fue realizado en conjunto por Balko de Argentina y Estudio Meng de Brasil

Convém ofrece una amplia gama de cafés, snacks, bebidas y tragos de autor. El concepto de tienda de conveniencia en estaciones de servicio no es nuevo, pero en Posto Forte encontramos una estación de servicio completamente renovada y un caso de negocio como Convém que destaca por su oferta premium de productos y servicios además de brindar a sus clientes una experiencia personalizada en un ambiente moderno, cálido y confortable.

La decoración de los espacios lucen materiales autóctonos y naturales preservados, evidenciando el respeto por la naturaleza con la utilización de papel reciclado y bolsas y envoltorios descartables biodegradables.

En poco tiempo la tienda se ha convertido en un punto de encuentro en la ciudad de

Manaos y exhibe elementos y tecnología pensados para la comodidad de sus clientes como por ejemplo: menú digitales, oferta de productos en pantallas, servicio de cobro en la mesa, música en vivo, wifi, iluminación

led, aire acondicionado, un agradable ambiente y una esmerada atención. Convém hace que sus clientes se sientan en casa.

En 2023 Convém obtuvo el primer lugar como la "Tienda de Conveniencia más bo-

nita de Brasil" y la estación de servicio obtuvo el segundo lugar en el premio otorgado por el "Sindicato do Comércio Varejista de Derivados de Petróleo do Estado de São Paulo". Este año Convém participa del "2024 Latin

American Convenience Retailer of the Year Award", siendo un serio candidato a convertirse en uno de los merecedores de dicho reconocimiento.

iapg

AOG
ARGENTINA OIL&GAS

PATAGONIA

23 – 25 Octubre, 2024

Espacio DUAM, Neuquén

- ▶ Se parte de la **mayor reunión regional de compañías líderes de petróleo y gas**

aogpatagonia.com.ar

Organiza **iapg** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Realiza **messe frankfurt**

Horarios: miércoles a viernes de 13 a 20 hs.
La exposición está orientada a empresarios y profesionales del sector. Para acreditarse debe presentar su documento de identidad.

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 7078 4800 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com