

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

El conflicto Israel-Irán impacta en el mercado mundial de P&G y también en la Argentina

Página 8

50 años de
compromiso
con la región

50 ANOS | TB Cargo

Energía & Negocios Internacional

Año XXX N° 340 - Fundado en 1995 - Noviembre de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 1000

Histórico crecimiento de petróleo y gas en septiembre de 2024

El pasado septiembre, Argentina registró el mayor crecimiento interanual en la producción de petróleo crudo y gas natural del año, según lo refleja Alberto Fiandesio en su sitio web "todohidrocarburos.com". Este aumento histórico refleja tanto el potencial de las cuencas productoras como el impulso del yacimiento de Vaca Muerta, que ha sido clave para la consolidación de la Cuenca Neuquina como el principal motor de crecimiento en hidrocarburos en el país.



¿Quién quiere comprar Metrogás?

Página 4

Vista planea invertir
US\$ 1.100 millones
para 2025

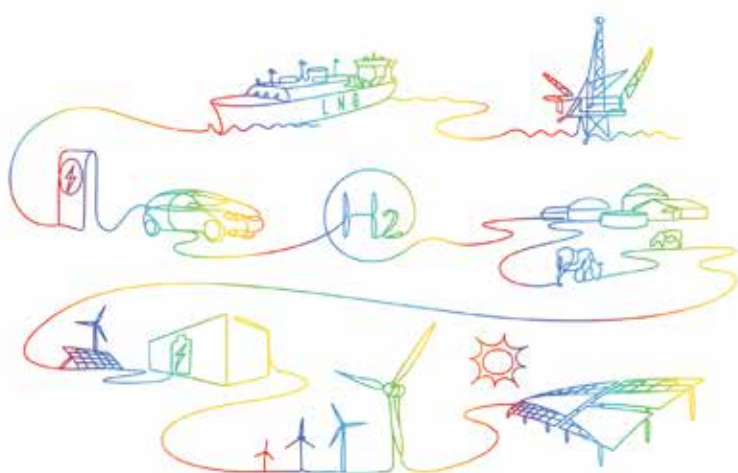
Página 5

Multas a Enel en Sudamérica: ¿Estrategia de ganancias o mal gerenciamiento?

Página 12

YPF activó "Argentina LNG
S.A.U." para encarar la
licuefacción del gas de V.M.

Página 10



TotalEnergies acompaña
a la sociedad en
la transición energética.

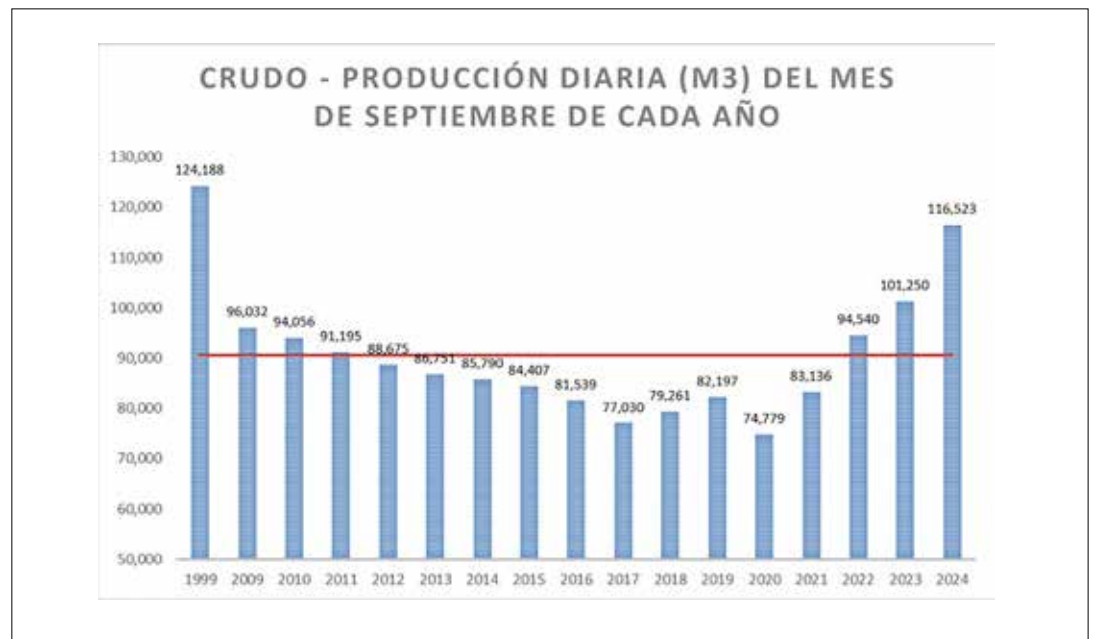
Descubrí los proyectos que desarrollamos para producir una energía cada vez más accesible,
más sustentable, más confiable y disponible para la mayor cantidad de personas posible.
totalenergies.com/energy-transition



PETRÓLEO&GAS

Histórico crecimiento interanual de producción de petróleo y gas en septiembre de 2024

El pasado septiembre, Argentina registró el mayor crecimiento interanual en la producción de petróleo crudo y gas natural del año, según lo refleja Alberto Fiandesio en su sitio web "todohidrocarburos.com". Este aumento histórico refleja tanto el potencial de las cuencas productoras como el impulso del yacimiento de Vaca Muerta, que ha sido clave para la consolidación de la Cuenca Neuquina como el principal motor de crecimiento en hidrocarburos en el país.



Crecimiento récord

La producción diaria de petróleo crudo en septiembre de 2024 fue la más alta desde el año 2009, alcanzando un aumento interanual del 15,08%. Además, superó en un 3,03% la producción de agosto, reflejando un crecimiento sostenido que ha marcado a la industria durante todo el año.

Este incremento posiciona a septiembre de 2024 como el punto más alto en la producción anual de petróleo, con una cifra diaria de 116.523 m³, muy superior al promedio histórico de 90.667 m³/día.

Variación por cuenca

La Cuenca Neuquina, que incluye el famoso yacimiento de Vaca Muerta, mostró un crecimiento interanual del 27,13%. Esta cifra refuerza su posición como la cuenca más dinámica, en contraste con otras cuencas como la Cuyana, que decreció un 6,50%, y la del Golfo San Jorge, con una caída del 5,09% respecto al mismo período de 2023. La Cuenca Austral también experimentó un descenso interanual del 5,99%, lo cual resalta aún más el rol preponderante de la Cuenca

Neuquina en el contexto de producción nacional.

En términos acumulativos, la producción de petróleo ha crecido un 9,42% en lo que va del año. Esta evolución refleja más de tres años de crecimiento positivo continuo, señal de la fortaleza del sector petrolero en Argentina y su capacidad para responder a la creciente demanda global de hidrocarburos.

Gas natural en expansión

Si bien el crecimiento de la producción de gas natural fue más

moderado en comparación con el petróleo, septiembre de 2024 se destacó por ser el mejor mes de septiembre registrado en la serie histórica.

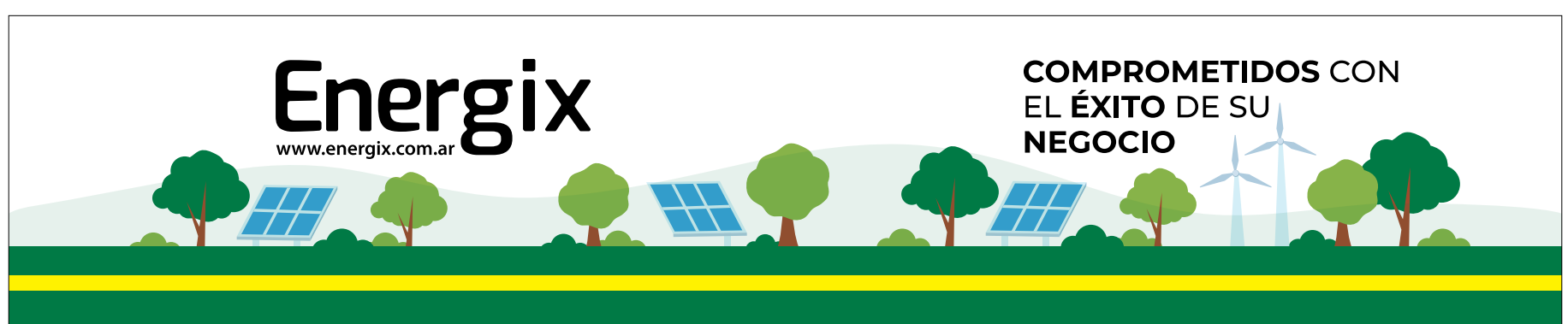
Con una producción total de 147,179 Mm³/día, el gas natural experimentó un incremento del 2,78% en comparación con septiembre del año anterior.

Este crecimiento, aunque positivo, estuvo influido por una caída del 3,80% respecto a agosto de 2024, en gran parte debido a la variación estacional y a factores técnicos en algunas cuencas productoras.

La Cuenca Neuquina también lideró el crecimiento interanual en gas natural, con un aumento del 6,26%, mientras que otras cuencas mostraron caídas notables, como la Cuyana (-28,73%) y la del Golfo San Jorge (-6,52%). Estos datos subrayan el papel fundamental de la producción no convencional en la Cuenca Neuquina, que representa una fuente crucial de gas para el mercado nacional e internacional.

No convencional

La producción no convencional ha ju-



gado un papel central en el crecimiento de la producción de hidrocarburos en Argentina.

En septiembre de 2024, el crudo no convencional representó el 57,89% de la producción nacional, mientras que el gas no convencional alcanzó un 65,13% del total.

La expansión de Vaca Muerta y el avance en las tecnologías de extracción han sido determinantes en este logro, que sitúa a Argentina como un actor relevante en la producción de hidrocarburos no convencionales.

Neuquén lidera

En cuanto a la producción de petróleo por provincias, Neuquén sigue liderando con un crecimiento interanual del 33,81%, alcanzando 2,105,092 m³ en septiembre. Esta cifra contrasta con los descensos registrados en otras provincias, como Chubut (-5,70%) y La Pampa (-9,23%). Neuquén, apoyada en el desarrollo de Vaca Muerta, es la única provincia que muestra un crecimiento significativo y continuo, evidenciando su papel central en el mapa energético nacional.

En gas natural, la provincia de Neuquén también se mantiene al frente, con una producción de 3,110,521 Mm³ en septiembre,

un 7,13% más que en el mismo mes del año anterior.

Esta cifra contrasta con caídas en otras provincias como Tierra del Fuego y Mendoza, lo que reafirma el rol estratégico de Neuquén en el desarrollo del gas no convencional en Argentina.

La expansión de la producción de hidrocarburos en Argentina es un reflejo de la creciente inversión y el desarrollo de infraestructura en áreas clave como Vaca Muerta.

La producción nacional de crudo, que viene aumentando interanualmente desde 2021, está en camino de cerrar 2024 con un crecimiento récord, lo que contribuye a fortalecer la autosuficiencia energética del país y a posicionarlo como un potencial exportador de hidrocarburos.

Este crecimiento sostenido en la producción de petróleo y gas plantea una perspectiva alentadora para la economía argentina, con un impacto positivo en el empleo, las exportaciones y los ingresos fiscales.

Sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías y la mejora continua en la eficiencia de extracción y transporte serán esenciales para consolidar estos avances y asegurar que la expansión de la industria sea sostenible a largo plazo.

María Tettamanti fue designada Secretaria de Energía

El gobierno nacional oficializó la designación, a partir del 17 de octubre de 2024, de María Carmen Tettamanti en el cargo de Secretaria de Energía del Ministerio de Economía.

Lo hizo a través del decreto 974/2024, que en su artículo primero aceptó la renuncia a dicho cargo presentada por Eduardo Rodríguez Chirillo, quien dirigió la Secretaría de Energía desde el inicio de la gestión presidencial de Javier Milei.

Licenciada en Economía, Tettamanti había sido designada para el cargo hace un par de semanas. Viene de ejercer diversas funciones en empresas privadas del sector energético, en particular del rubro Gas y Petróleo. La nueva Secretaria de Energía cuenta con el aval del ministro Caputo y de Daniel González, coordinador de la política de



Energía y Minería del gobierno.

Tettamanti ha trabajado en compañías del sector, como Camuzzi Gas Pampeana, Metrogas, Total Austral, el grupo Albanesi, y NRG Argentina. Hasta junio de 2023 fue gerente general de Camuzzi, una de las principales distribuidoras de gas natural del país.

YPF, Tecpetrol y Shell anunciaron el acuerdo "Redes de Valor"

El Presidente y CEO de YPF, Horacio Marín, el CEO de Tecpetrol, Ricardo Markous y el Presidente de Shell Argentina, Germán Burmeister, firmaron un convenio marco de colaboración para la creación de la Mesa de Desarrollo "Redes de valor". La iniciativa busca impulsar la productividad, competitividad, capacidad, ca-

lidad y compromiso de la cadena de valor de Vaca Muerta. El acuerdo busca crear un marco de colaboración para coordinar y llevar a cabo acciones esenciales para el desarrollo de Vaca Muerta, procurando asegurar la participación activa de toda la cadena de valor de la cuenca y sus alrededores; siempre apuntando a cumplir

con normas de seguridad, salud, medio ambiente, calidad y técnicas requeridas por las empresas miembro. Para ello, a través de esta Mesa las empresas participantes realizan inversiones y designan personas a cargo de dar seguimiento e impulso a las iniciativas que surjan del trabajo conjunto, se explicó.

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

Riesgo país, riesgo regulatorio, infraestructura vieja, inversiones y altos costos operativos

¿Quién quiere comprar Metrogas?

Por María del Rosario Martínez

¿Cuál es el principal riesgo que enfrentará YPF si decide vender Metrogas antes de que se realice la Revisión Quinquenal Tarifaria del Gas?

El presidente y CEO de YPF, Horacio Marín, mencionó nuevamente la posible venta de la participación mayoritaria de la petrolera estatal en Metrogas, la principal distribuidora de gas natural por redes del país. En una exposición en el Consejo Interamericano de Comercio y Producción (CICYP), Marín recordó que YPF enfocará su atención en la exploración, producción y comercialización de petróleo, en el marco del Plan 4X4 diseñado por su gestión. Este enfoque implica la salida de la energética de otros rubros y actividades de la industria.

YPF posee el 70 % de Metrogas a través de Gas Argentina S.A. (GASA). La distribui-



dora abastece a más de dos millones de clientes en el área metropolitana de Buenos Aires, una región densamente poblada que incluye grandes usinas, clientes industriales y comerciales.

“Ahora que está bajo el riesgo país, por si alguien quiere invertir”, comentó Marín en el CICYP, una entidad que agrupa a las principales cámaras empresariales del país.

Marín aseguró que es el momento adecuado para que YPF venda su participación

en Metrogas, justificándolo en la baja del riesgo país. Sin embargo, fuentes cercanas a YPF aclaran que la idea no es nueva, ya que la distribuidora no está dentro del foco de la compañía, pero enfatizan que una definición no es inminente.

“No podía vender Metrogas a 2.500 puntos de riesgo país. A 900, sí. No era el momento al inicio de la gestión, estábamos defendiendo el patrimonio de YPF. Ahora creo que sí es el momento. La vendemos y

ponemos el dinero en Vaca Muerta”, señaló Marín. Con esto, busca aprovechar la revalorización en dólares de los activos argentinos en los últimos meses.

Sin embargo, fuentes aseguran que no se podrá obtener un precio competitivo hasta que se realice la Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT), que brindará previsibilidad sobre los ingresos de Metrogas en los próximos cinco años. Esta revisión se ha postergado tras el cambio de autoridades en la Secretaría de Energía.

El paquete

Quien adquiera Metrogas deberá considerar no solo la necesidad de una tarifa que cubra los costos, sino también la inversión necesaria para actualizar el sistema de distribución. Cientos de kilómetros de cañerías de hierro fundido en baja presión, con alta tasa de fugas, y medidores con membranas de cuero de cordero —

algunos aún llevan el sello de Gas del Estado— causan enormes pérdidas, costosas de detectar y reparar. Estas redes datan de la época de la británica Primitiva Gas and Electric Lighting Company of Buenos Aires.

Metrogas es la única distribuidora con un sistema de baja presión, por lo que las inversiones para cumplir con la normativa son muy altas. Además, más del 50 % de las instalaciones internas de los usuarios no cumplen con las normas de seguridad.

Fuentes cercanas a YPF señalaron que Marín ha propuesto la venta de Metrogas en ocasiones anteriores, considerando que la distribuidora no debe formar parte del núcleo de actividades de YPF, aunque insisten en que no debe esperarse una definición inmediata sobre el tema.

La Ley 24.076 prohíbe la integración vertical en la industria: quien transporta no puede comprar, y quien distribuye no puede ser productor, aunque esta regla se relajó tras la crisis de la Convertibilidad.

Los compradores potenciales de una empresa regulada como Metrogas considerarán sus proyecciones de ingresos, ya que se trata de un negocio basado en el flujo de caja. Aunque el gobierno de Javier Milei ha autorizado una recomposición acelerada de tarifas este año, aún falta la RQT para completar la normalización del

IPH[®] 75
1949 2024
CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS
www.iphglobal.com | (5411) 4469 - 8100

Crosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

sector. A pesar de los ajustes tarifarios otorgados, el ministro de Economía, Luis "Toto" Caputo, busca controlar la inflación y subordinar las tarifas a la reducción del déficit fiscal, aunque el secretario Coordinador de Economía y Minería, Daniel González, indicó que el gobierno no permitirá un nuevo atraso tarifario. Hasta que se resuelva la RQT, es probable que se otorguen incrementos ajustados a la inflación.

En este contexto, si Metrogas se pone en venta ahora, no habrá certezas sobre las tarifas que la compañía percibirá en los próximos cinco años, lo que afectaría su valuación. Por el momento, YPF no ha iniciado el proceso formal de venta, ya que aún no ha designado un banco para liderar la operación ni establecido un cronograma.

Actualmente, YPF controla el 70 % de Metrogas. Integra Gas Distribution LLC, una sociedad del empresario José Luis Manzano, posee un 9,23 %; el Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS) de la Anses controla otro 8,13 %; y el 12,64 % restante cotiza en Bolsa.

Vista planea invertir U\$S 1.100 millones para 2025

Vista proyecta inversiones para 2025 por más de 1.100 millones de dólares para conectar 60 nuevos pozos y alcanzar una producción total de 100.000 boe/día. Además, pronostica un EBITDA Proyectado de 1.650 millones de dólares, con un crecimiento interanual superior al 40 por ciento.

Los anuncios fueron realizados por Miguel Galuccio, presidente y CEO de Vista, en el marco de la presentación de resultados del tercer trimestre de 2024. El plan de la empresa está en línea con las prioridades de asignación de capital que se presentaron en el último Investor Day.

La actualización de los objetivos fue impulsada por tres hitos que ocurrieron durante 2024:

En primer lugar, la empresa se encamina a lograr una producción promedio de 85.000 boe/d en el cuarto trimestre del año gracias al aumento de la actividad en Vaca Muerta. Esto representará un aumen-



to de más del 50 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Además, la compañía aseguró una capacidad de transporte de crudo de 124.000 barriles diarios para finales de 2025. Y finalmente, incorporó un tercer equipo de perforación y un segundo set de fractura lo que le otorga capacidad para seguir creciendo en el próximo año.

La compañía informó además que, a partir de los nuevos objetivos, se está delineando un nuevo plan a largo plazo que será presentado el año próximo.

En el tercer trimestre de 2024, Vista lo-

gró una producción total de 72.825 boe/d, lo que representa un incremento del 47 % en comparación con el mismo periodo de 2023.

La producción de petróleo alcanzó los 63,499 bbl/d, lo que refleja un aumento del 53 % interanual.

Este crecimiento fue impulsado principalmente por el aumento en la actividad de pozos, habiéndose conectado 51 nuevos pozos en los últimos doce meses, con muy buenos niveles de productividad.

Gracias a estos resultados de producción, la empresa exportó 3.5 millones de barriles de crudo du-

rante el trimestre, 57 % más que durante el mismo trimestre del 2023.

El lifting cost fue de 4.7 \$/boe, lo que representa una disminución del 2 % en comparación con el tercer trimestre del año pasado.

Los ingresos totales en el tercer trimestre de 2024 fueron de 462 millones de dólares, lo que representa un incremento del 53 % interanual, impulsado principalmente por un aumento del 53 % en la producción de petróleo. El EBITDA ajustado alcanzó los 310 millones de dólares, lo que significó un aumento del 37 % interanual.

Haciendo historia.
Construyendo futuro.

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

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

Inauguraron el Gasoducto de Integración Federal Tío Pujio-La Carlota

Se inauguraron en La Carlota, Córdoba, las obras del Gasoducto de Integración Federal Tío Pujio-La Carlota, que unen el Gasoducto Centro con el Gasoducto Norte, y que ya está inyectando gas de Vaca Muerta hacia el norte del país.

Esta obra ejecutada por la estatal Energía Argentina (Enarsa) permite revertir el sentido del flujo de gas, logrando transportar hasta 15 millones de metros cúbicos de gas para cubrir la demanda de la región centro y norte, y reemplazar el gas que se venía importando desde Bolivia.

Argentina se ahorrará divisas por 1.000 millones de dólares anuales; se potenciará el desarrollo de nuevas actividades industriales como la minería de litio; y, en una segunda etapa, se podrá exportar el gas natural hacia otros países de la región, destacó la secretaria de Energía.

La obra representó una inversión de 740 millones de dólares, de los cuales 540 millones



fueron financiados por un préstamo de la CAF gestionados durante el gobierno anterior.

Entre las principales tareas, la Reversión incluyó la construcción de un gasoducto de 122,8 kilómetros de 36 pulgadas de diámetro entre La Carlota y Tío Pujio para conectar los Gasoductos Centro-Oeste y Norte, y dos ampliaciones (loops) entre Tío Pujio y Ferreira de 64 kilómetros, con cañerías de 30 pulgadas de diámetro. Los trabajos se completarán con la automatización de cuatro plantas compresoras ya existentes (Lumbre-

ra, Lavalle, Dean Funes y Ferreyra), que se realizarán en el primer semestre de 2025.

Del acto de inauguración participaron el jefe de Gabinete, Guillermo Francos; el ministro de Economía, Luis Caputo; el gobernador de Córdoba, Martín Llaryora; el secretario de Coordinación de Energía y Minería, Daniel González; y el CEO de la empresa SACDE, Damián Mindlin.

Francos destacó que "Argentina eligió dónde invertir 700 millones de dólares para que eso revierta en más riqueza. Con el

gas seguro, no intermitente, se va generar un bienestar que hasta el momento no teníamos. Vamos a usar nuestro gas, a un tercio del valor que usábamos hasta el momento para importar".

Por su parte, el ministro de Economía destacó que "Desde el Ministerio trabajamos junto a las empresas privadas para destrabar el primer tramo de la obra que estaba sin adjudicar y los otros dos tramos que ni siquiera se habían licitados. Vamos a recuperar el autoabastecimiento energético que fue destruido por

la gestión anterior".

"Cuando asumió la gestión el presidente Javier Milei el primer tramo de la obra estaba sin adjudicar y con sobreprecio, mientras que los otros dos tramos ni siquiera se habían licitado" agregó Caputo.

"En febrero de este año se iniciaron los trabajos y 9 meses después la obra está finalizada y abasteciendo de gas de Vaca Muerta a 7 provincias de la Argentina: Córdoba, Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Catamarca, La Rioja y Tucumán", describió.

Por su parte, el gobernador de Córdoba, Martín Llaryora sostuvo que "este gasoducto representa mucho para los argentinos". "A los cordobeses nos va a permitir garantizar primero un precio menor para nuestras industrias, salir de la intermitencia (del suministro) que teníamos, y además sabiendo que Bolivia viene bajando su capacidad de producción de gas, podemos pasar de ser un importador a un expor-



EL FUTURO ES ENERGÍA

pluspetrol

tador no solo a Bolivia, sino también a Brasil”.

Damian Mindlin, presidente de SAC-DE y representante de la UTE con Techint que realizó el tendido destacó que “Estamos viviendo una inauguración histórica. La Argentina importó 20.000 millones de dólares de gas boliviano en los últimos 20 años, ahora podemos abastecer el norte con el gas de Vaca Muerta, con trabajo argentino, con inversiones en nuestro país y sin dilapidar divisas”. “El sector energético necesita y requiere más proyectos como este para desarrollar su máximo potencial, que le permita exportar su energía al mundo y contribuir al crecimiento económico del país”.

Daniel González explicó que “Argentina está viendo como el enorme potencial de Vaca Muerta puede llegar no solo a Córdoba, sino a provincias del norte, sustituyendo energía que ya no teníamos porque, lamentablemente, la cuenca del noroeste se fue debilitando. Por esta obra se va a transportar el 10 por ciento del gas generado por la Argentina y gracias a este gasoducto tenemos gas y energía eléctrica para muchísimos años”.

De la puesta en marcha de la Reversión también participaron la secretaria de Energía de la Nación, María Tettamanti; directivos de ENARSA; el presidente de Pampa Energía, Marcelo Mindlin; y el director de Operaciones de Techint, Alejo Calcagno, entre otros.

El presidente del Holding Techint también cuestionó importaciones de Rocca pidió la apertura del mercado cambiario.

Paolo Rocca, presidente del Grupo Techint, sostuvo que “en Argentina hay elementos que están contrastando en la agenda del gobierno, como es la reducción del peso del Estado, la cancelación del déficit fiscal, la reducción de las regulaciones de la economía”, al tiempo que puntualizó “que es necesario que el Gobierno abra el cepo para que lleguen inversiones a la Argentina”.

Rocca habló en el marco del Alacero Summit 2024. Cuestionó el impacto que tienen en la industria las importaciones de China y dijo que si bien “ayudan a controlar la inflación, tienen un poder destructivo sobre la actividad industrial”.

La advertencia ocurre en momentos en que el gobierno de Javier Milei parece estar revisando su posición original respecto de las relaciones con China, a cuyo gobierno cuestionó duramente.

Rocca sostuvo que “mirando hacia el futuro, creo que la agenda de la industria siderúrgica en América Latina debería contemplar:

- El diálogo y la formación de una alianza entre todos los eslabones de nuestras cadenas de valor, para crear oportunidades para la iniciativa privada y reducir el peso del Estado en la economía; liberar capacidades creativas y emprendedoras; reducir la carga tributaria; promover la disciplina fiscal; y cualquier otra medida que fortalezca el potencial exportador,

reduzca la carga tributaria sobre el trabajo y mejore la infraestructura esencial.

- La promoción de una inserción internacional que aliente el reposicionamiento de las cadenas de valor en dirección a un Occidente, un mundo con el cual compartimos valores y

principios, y con el cual nos sentimos en condiciones de competir y poder construir una integración eficiente, que permita la incorporación de tecnología e innovación. “La industria siderúrgica de nuestros países puede competir sin duda con los bloques económicos del

mundo occidental (Europa, USMCA y Japón). Con China no podemos hacerlo porque la cancha de juego no está nivelada”, sostuvo Rocca.

- La descarbonización gradual de nuestra matriz productiva, aprovechando las ventajas competitivas.



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

**Pan American
ENERGY**

En el país, la inestabilidad del precio internacional impacta en los precios de los combustibles.

El conflicto Israel-Irán impacta en el mercado mundial de P&G y también en la Argentina

Desde principios de octubre de 2024, el conflicto entre Israel e Irán ha tenido efectos significativos en los mercados de petróleo y gas natural, generando una gran volatilidad en los precios y despertando la preocupación de los mercados globales. El 1 de octubre, Irán lanzó más de 180 misiles hacia Israel, una acción que, más allá de la tragedia humanitaria y el riesgo geopolítico, ha reavivado temores sobre la estabilidad del suministro energético mundial. Esta escalada de tensiones se reflejó en un incremento inicial del precio del petróleo, con el crudo WTI alcanzando casi los US\$ 74 por barril y el Brent tocando los US\$ 77. Aunque la tendencia al alza ha sido generalizada, el mercado se encuentra en constante oscilación debido a factores geopolíticos, económicos y climáticos, como la incertidumbre sobre las políticas de la Reserva Federal de los Estados Unidos y el impacto del huracán Milton en Florida.

Inestabilidad

El riesgo de que Israel pueda responder al ataque iraní con un asalto a la infraestructura petrolera de Irán es uno de los mayores temores actuales del mercado energético. Las estimaciones su-



gieren que una acción de este tipo podría reducir la capacidad exportadora de Irán en 1.5 millones de barriles diarios, lo que indudablemente tendría un impacto significativo en el suministro global de crudo y podría disparar aún más los precios.

Esta posibilidad mantiene un alto nivel de incertidumbre y, al mismo tiempo, sugiere que una desescalada del conflicto podría estabilizar los precios, si bien aún persisten otros factores que contribuyen a la volatilidad del mercado.

Factores externos
Aparte de la tensa situación en Oriente Medio, otros elementos están ejerciendo una presión considerable sobre los precios del crudo. El huracán Milton, que golpeó a Florida a mediados de octubre, ha tenido un impacto mixto en la demanda de gasolina en la región, el tercer mayor consumidor de combustible en Estados Unidos. Aunque disminuyó temporalmente la demanda de gasolina, generó

escasez en algunas áreas, lo que aumentó las compras anticipadas. A nivel global, la política monetaria de Estados Unidos y las crecientes reservas de crudo han contribuido también a mitigar algunas de las presiones alcistas, equilibrando parcialmente el mercado.

Impacto en Argentina

En Argentina, la volatilidad de los precios internacionales ha tenido un efecto directo en los precios de los combustibles. Las petroleras locales han debido ajustar los precios de la nafta y el gasoil para reflejar las alzas en el mercado global, en un contexto en el que la inflación ya es elevada.

Esto se suma a las recientes subas de impuestos al combustible y a la devaluación del tipo de cambio, aumentando así la presión sobre los consumidores argentinos.

Adiós a las inversiones

Respecto de los conflictos en Medio Oriente, Argentina tradicionalmente apoyó una solución de dos estados entre Israel y Palestina, en coherente cumplimiento de las resoluciones de las Naciones Unidas. Una postura de neutralidad en los conflictos geopolíticos que le ha facilitado las relaciones diplomáticas con buena parte del mundo y coherente con el reclamo de soberanía de las Malvinas.

La posición de Estados Unidos e Israel en las votaciones de la Asamblea General de las Naciones Unidas relacionadas con la soberanía de las Islas Malvinas no han sido favorables a la Argentina. Tras el conflicto del Atlántico Sur, Estados Unidos ha optado por abstenerse o votar en contra de resoluciones que abordan la cuestión de la soberanía de las Malvinas, reflejando una cercanía al Reino Unido.

Por su parte, Israel ha votado en contra de las resoluciones

que apoyan la posición argentina sobre la soberanía de las Islas Malvinas. Al igual que Estados Unidos, en la votación de 2019 sobre las Islas Chagos, Israel votó en contra de la resolución que instaba al Reino Unido a devolver el archipiélago a Mauricio.

Cada vez, toma más fuerza la hipótesis de que el alineamiento incondicional con Israel, pudo haber influido en la decisión de Petronas. Malasia es un país mayoritariamente musulmán, y tiene una postura firme de apoyo a Palestina y no tiene relaciones diplomáticas formales con Israel.

La postura de Javier Milei, de apoyo incondicional al primer ministro israelí, Benjamin Netanyahu, rompió con la tradición de neutralidad en el conflicto de Medio Oriente. Recientemente, el gobierno malayo incluso prohibió la entrada de barcos con bandera israelí en sus puertos, en el contexto del conflicto entre Israel y Hamás.

Evolución de precios

La inestabilidad generada por el conflicto ha afectado los precios en los mercados de América del Norte y Europa. En América del Norte, el West Texas Intermediate (WTI) se cotiza cerca de US\$ 67.95 por barril hacia finales de oc-

tubre, después de haber alcanzado picos de US\$ 74. En Europa, el Brent, otro indicador clave, ha descendido a 72.04 US\$ por barril. Ambas cotizaciones muestran una variación acumulada negativa durante el año, reflejando el impacto de factores adicionales como las condiciones económicas globales y la desaceleración de la demanda.

Asia y África

En Asia, la desaceleración económica en China ha influido en la reducción de las proyecciones de demanda de la OPEP, afectando también los precios en la región. En África, aunque el conflicto no ha impactado directamente a las exportaciones de Nigeria y Angola, se percibe una tendencia

de menor crecimiento en la demanda.

Oceanía

Aunque Oceanía depende principalmente de importaciones de petróleo, la volatilidad global ha afectado los costos energéticos, causando ajustes en los precios locales. Esta situación obliga a la región a mantener una cautelosa vigilancia sobre el mercado.

El gas natural y el conflicto

El conflicto entre Israel e Irán también ha afectado al mercado del gas natural, especialmente en términos de precios del gas natural licuado (LNG) y rutas de transporte. La incertidumbre sobre la seguridad en el Estrecho de Ormuz, por donde transita

gran parte de las exportaciones de LNG, ha elevado los precios en Asia, particularmente en Japón, Corea del Sur e India, grandes importadores de LNG. En Europa, la diversificación de fuentes tras la crisis energética derivada de la guerra en Ucrania ha moderado el impacto, aunque la demanda europea sigue siendo sensible a cualquier interrupción en el suministro del Medio Oriente.

Posibles desarrollos futuros

La OPEP ha decidido extender su política de recortes de producción hasta 2025, con el fin de estabilizar los precios. No obstante, la demanda global sigue siendo incierta debido a la desaceleración económica en China y las

decisiones de política monetaria en Estados Unidos.

Si las tensiones entre Israel e Irán escalan, es probable que los precios del crudo experimenten un nuevo repunte; sin embargo, señales de distensión podrían estabilizar el mercado.

Perspectiva a mediano plazo

El panorama de la industria petrolera global se caracteriza actualmente por una alta volatilidad y una compleja interacción de factores geopolíticos, económicos y climáticos.

Con una dependencia significativa de la región del Medio Oriente y de la política de recortes de la OPEP, el mercado energético se enfrenta a un futuro incierto. Analistas sugieren

que, en el corto plazo, la estabilización de los precios dependerá de una desescalada en las tensiones en Medio Oriente. A más largo plazo, los efectos del cambio climático, el consumo fluctuante en las economías emergentes y los ajustes en las políticas energéticas podrían generar nuevas dinámicas en el mercado.

En resumen, el conflicto entre Israel e Irán continúa ejerciendo una influencia significativa en el mercado del petróleo, afectando los precios y generando volatilidad. Mientras tanto, los países consumidores y productores de energía observan atentamente cada paso de esta situación geopolítica que podría redefinir el panorama energético a nivel mundial.

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, Lubricantes 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.

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

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

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

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

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

Otro de los objetivos es la comercialización en los mercados local e internacional

YPF activó “Argentina LNG S.A.U.” para encarar la licuefacción del gas de V.M.

YPF oficializó la creación de “Argentina LNG S.A.U.” sociedad que se enfocará en el desarrollo de proyectos de infraestructura para la producción de gas natural licuado y derivados y su comercialización en el mercado local, regional e internacional.

Es objetivo esencial para YPF la producción de Gas Natural Licuado sobre la base del gas producido primordialmente en Vaca Muerta, con vistas a su exportación a terceros mercados.

Desde 2021 se exploró una asociación con la malaya Petronas en base a un proyecto de construcción de gasoductos desde V.M. hasta una planta en continente para la conversión en GNL, y su exportación por barcos desde un puerto específico para esta operatoria. Se estimó una inversión no menor a U\$S 30.000 millones.

En las últimas semanas trascendió que

Petronas estaría desistiendo de participar -corre un plazo hasta diciembre para una definición- por lo cual YPF encaró conversaciones con posibles empresas internacionales sustitutas.

También mantiene conversaciones con otras productoras locales de gas natural (PAE, Pampa Energía, Total) para una asociación con vistas a la producción de GNL a una escala menor a mediano plazo, utilizando barcos procesadores.

Argentina LNG S.A.U tiene por objeto llevar a cabo por sí, a través de terceros o asociada a terceros, proyectos de licuefacción de gas natural, incluyendo, pero no limitado a la construcción y/o contratación de instalaciones de licuefacción, en etapas consecutivas, que pueden incluir instalaciones de licuefacción nuevas o existentes.

También, la construcción de infraestructura para el trans-

porte de gas natural y/o la contratación de capacidad de transporte, en infraestructura nueva o existente, para asegurar el suministro de gas natural necesario para los proyectos, así como la construcción y/o la contratación de instalaciones midstream complementarias.

Además, la nueva empresa podrá enfocarse en la construcción de instalaciones asociadas al GNL; el procesamiento y licuefacción de gas natural, como así también la prestación de servicios de licuefacción a terceros; la compra de gas natural, y la comercialización de gas natural licuado, de los líquidos derivados del gas natural y de otros hidrocarburos.

Asimismo, Argentina LNG está habilitada para la contratación de fletes marítimos, celebración de contratos de chárter, leasing y/o cualquier otra modalidad asimilable la solicitud de permisos de uso, concesio-

nes, adquisición de inmuebles y/o la celebración y ejecución de contratos de concesión y/o afines con el propósito de asegurar el ámbito territorial necesario para llevar adelante las actividades mencionadas.

La nueva sociedad se ocupará además de la tramitación y obtención de los permisos y/o autorizaciones necesarias para llevar adelante las actividades mencionadas; la inversión, participación y aporte de capitales en sociedades o empresas o agrupaciones o uniones transitoria, constituidas o a constituirse, en el país y/o en el exterior, tanto sea para negocios en curso o a realizarse, vinculados, pero no limitado, a las actividades mencionadas.

Para el desarrollo de los negocios vinculados a las actividades mencionadas, la Sociedad podrá celebrar todo tipo de contratos y realizar operaciones

financieras en general, Project Finance, préstamos, otorgar avales, fianzas y/o toda clase de garantías reales o personales, realizar aportes de capital a empresas y/o financiación de cualquier tipo a personas jurídicas. Argentina LNG ha sido creada a 99 años, con un capital inicial de \$ 30.000.000 representado por 30.000.000 acciones ordinarias, con derecho a un voto por acción suscripta: YPF, suscribe 30.000.000 en acciones.

La Dirección y administración de Argentina LNG está a cargo de un Directorio integrado por tres titulares y hasta tres suplentes, con mandato por dos ejercicios.

Son sus autoridades principales: Presidente, Gustavo Ernesto Di Luzio; Vicepresidente: Pablo Gasparutti; Directores: Patricio Dre; y Suplentes: Agustín Rebello, Marcelo Adrián Nuñez y Marcos Cap-



- 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



PECOM asumió como operador de la concesión El Trébol - Escalante en Chubut

PECOM anunció su regreso a la operación de campos petroleros con el ingreso como titular de la concesión El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut, luego de la firma del Decreto de Cesión por parte del Gobernador Ignacio Torres.

El mandatario estuvo acompañado al momento de la firma por el Secretario General del Sindicato del Petróleo y Gas Privado del Chubut, Jorge Loma Ávila, el Presidente de YPF, Horacio Marín y el CEO de Pecom, Gustavo Astie.

El regreso de PECOM como operador se produce a partir de la adquisición a YPF en el Proyecto Andes de dicha área y de Campamento Central - Cañadón Perdido (50%), de la que próximamente asumirá el control formal. La producción total de las áreas es de 10.250 bbl/día de petróleo (incluye el 100 % de Campamento Central-Cañadón Perdido). La compra implicó una inversión por parte de la compañía que totalizó USD 114.500.000.

PECOM inicia esta nueva etapa como operador con la puesta en marcha de un modelo productivo que, con fuerte foco en técnicas de recuperación terciaria, buscará hacer crecer los niveles actuales de producción de las áreas.

En el plano operativo, serán fundamentales el trabajo mancomunado con los

gremios y las empresas de servicios locales, el diálogo permanente con las autoridades provinciales y municipales, el apoyo a las comunidades cercanas, y el valor agregado de su recurso diferencial: sus

colaboradores.

La toma de posesión de los activos es un hito fundamental en la historia de PECOM.

En agosto de 2015 PECOM volvió al sector energético, consolidándose como uno de los principales pro-

veedores de servicios, obras y productos para la industria de oil&gas, energía eléctrica y minería. Hoy asume nuevamente el rol de operador. Con más de 70 años de experiencia y junto con Molinos Río de la Plata y Mo-

linos Agro forma parte del grupo de empresas pertenecientes a Pilar, Rosario y Luis Perez Companc. Con una reconocida trayectoria en el sector energético argentino, PECOM - que emplea 8000 colaboradores.



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 | Twitter

ELECTRICIDAD

Multas a Enel en Sudamérica: ¿Estrategia de ganancias o mal gerenciamiento?

La filial sudamericana de Enel, Enel Américas, presenta un patrón de incumplimientos en la calidad del servicio eléctrico, marcado por cortes prolongados, deficiencias en mantenimiento e inversiones incumplidas en Argentina, Brasil, Chile, Perú y Colombia. La estrategia parece estar enfocada en maximizar utilidades a corto plazo, aprovechando la laxitud regulatoria de los "estados bobos" sudamericanos, lo que permite a la multinacional italiana priorizar la reducción de costos sobre la calidad del servicio y la atención al cliente.



La filial sudamericana de Enel, Enel Américas, registró un tercer trimestre difícil: sus utilidades se desplomaron un 42,66%, alcanzando solo US\$ 175 millones, en comparación con los US\$ 306 millones obtenidos en el mismo período de 2023. Según su CEO, Aurelio Bustilho, la caída se debe a un "efecto negativo de US\$ 118 millones" relacionado con retenciones tributarias en Perú. Sin embargo, en lo que va del año, las ganancias aumentaron más del 200% a US\$ 2.400 millones, gracias a ventas de activos y optimización de deudas.

En términos de ingresos, Enel Américas reportó un alza interanual de 4,8%, llegando a US\$ 3.603 millones entre julio y septiembre. No obstante, el Ebitda cayó un 6,1%, alcanzando US\$ 939 millones. Bustilho atribuyó esta

baja a una menor generación hidráulica en Colombia y a la devaluación del real brasileño, lo que incrementó las compras de energía en el mercado spot.

Argentina

No obstante las cifras de ganancias, Enel, la propietaria de Edesur, ostenta un compendio de incumplimientos a lo largo del continente que es digno de destacar.

En la Argentina, además de la mala calidad del servicio de Edesur -generalmente por falta de inversión- se destacan los cortes prolongados del en el área metropolitana de Buenos Aires, afectando a miles de usuarios durante períodos críticos, como olas de calor o frío. Edesur ha sido multada en diversas ocasiones por incumplimientos en el mantenimiento de la

infraestructura eléctrica, lo que ha contribuido a la baja confiabilidad del servicio.

Además, muestra retrasos en las inversiones comprometidas con claros incumplimientos con las inversiones estipuladas en planes regulatorios, lo cual ha impactado negativamente en la calidad y expansión de la red eléctrica. Edesur ha sido señalada por su lenta respuesta en la reposición del servicio tras emergencias climáticas, como tormentas, lo que ha generado conflictos con el ENRE y la posibilidad de sanciones más severas, incluyendo la revisión de su licencia.

Enel São Paulo

Enel São Paulo ha sido investigada por el regulador brasileño debido a la prolongada interrupción del servicio eléctrico

co después de eventos climáticos severos, como tormentas y vientos fuertes, afectando a millones de usuarios.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (Aneel, regulador) inició un proceso contra la multinacional italiana Enel por el apagón masivo que dejó a oscuras a 3,1 millones de usuarios en São Paulo y su zona metropolitana.

La ANEEL abrió un expediente sancionatorio ante el "reiterado servicio insatisfactorio a los consumidores en situaciones de emergencia, como el fenómeno meteorológico extremo del 11 de octubre", y por "el incumplimiento de su plan de contingencia" para esos eventos climáticos. El informe de la denuncia, recoge supuestos "fallos y transgresiones" que, en última instancia, podrían llevar a la agencia a recomen-

dar la rescisión del contrato de concesión con Enel.

Además, se suman inversiones incumplidas en la red eléctrica, lo que ha llevado a problemas de sobrecarga y fallas en el sistema de distribución y la acumulación de multas por falta de mantenimiento adecuado de la infraestructura, lo que ha agravado la situación de los usuarios afectados por cortes de energía.

Enel en Perú

En Perú, Enel Distribución Perú también ha enfrentado diversos incumplimientos y problemas operativos en los últimos años, que incluyen:

Cortes de suministro prolongados especialmente durante eventos climáticos adversos, como lluvias torrenciales o sismos. La reposición del servicio ha sido lenta, lo

que ha afectado a miles de usuarios en Lima y otras áreas de su concesión. Estos cortes recurrentes han generado sanciones por parte del regulador peruano, Osinergmin, por no cumplir con los tiempos máximos permitidos para la reposición del servicio.

Enel Perú ha sido señalada por el regulador incaico y por asociaciones de consumidores por deficiencias en el mantenimiento preventivo de la infraestructura eléctrica, lo que ha llevado a una mayor frecuencia de fallas en la red, especialmente en sectores vulnerables.

Las inspecciones de Osinergmin han identificado problemas de mantenimiento en postes, transformadores y líneas de transmisión, lo que ha resultado en sanciones administrativas y multas para la empresa. Enel Perú ha incumplido con los planes de inversión comprometidos en la mejora de la red eléctrica, lo que ha afectado tanto la calidad del servicio como la expansión de la red a áreas más alejadas de Lima.

Al igual que en la Argentina, Enel registra quejas por una deficiente atención al cliente, especialmente en momentos críticos como cortes prolongados o fallas en el sistema de facturación. Los usuarios han reportado dificultades para acceder a canales de atención en línea y físicos, así como respuestas lentas o insuficientes a las solicitudes de in-

formación y reclamos.

Enel Perú también ha enfrentado acusaciones de facturación errónea, lo que ha generado controversias con los usuarios, especialmente en sectores de bajos ingresos, que a menudo se ven afectados por tarifas elevadas sin justificación clara.

El regulador ha intervenido en varias ocasiones para exi-

gir a Enel correcciones en los procesos de facturación y para garantizar una mayor transparencia en la información proporcionada a los consumidores.

Osinergmin ha señalado que la empresa no ha cumplido con los plazos estipulados para proyectos de modernización y expansión, lo que afecta directamente la calidad

del servicio y limita el acceso a una energía más confiable. Osinergmin ha iniciado varias investigaciones y ha impuesto sanciones, exigiendo a Enel Distribución Perú mejoras significativas en su desempeño. Sin embargo, la falta de inversión y el lento avance en la modernización de la red siguen siendo desafíos importantes para la

empresa en el país.

Colombia

En Colombia, Enel Colombia (anteriormente conocida como Codensa), despliega los mismos incumplimientos y problemas operativos a los observados en otras subsidiarias de Enel en América Latina.

Cortes de energía prolongados del

TRANSFORMAMOS EXPECTATIVAS EN REALIDADES.

Diseñar un proyecto que potencie la matriz energética del país.

Construir un proyecto que hoy cubre el 15% del consumo de gas de Argentina.

Fortín de Piedra.

Neuquén, Argentina.



TECHINT
Ingeniería y Construcción

techint.com

servicio en Bogotá y Cundinamarca, especialmente durante fenómenos climáticos como lluvias intensas y tormentas eléctricas. La demora en la reposición del servicio ha afectado a miles de usuarios, lo que ha generado malestar y protestas.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ha intervenido en varias ocasiones, exigiendo a la empresa que mejore la gestión de incidentes y reduzca los tiempos de interrupción para cumplir con los estándares de calidad del servicio.

La SSPD sancionó a Enel Colombia por deficiencias en el mantenimiento preventivo y correctivo de la red eléctrica, lo cual ha incrementado la frecuencia de las fallas en la infraestructura. Se identificaron problemas en el mantenimiento de transformadores, líneas de transmisión y postes, lo que ha llevado a fallas más frecuentes, especialmente en zonas vulnerables de la capital y áreas rurales de Cundinamarca.

Enel Colombia ha sido señalada por no cumplir con los planes de inversión en la expansión y modernización de la red eléctrica, lo que afecta la calidad del servicio y limita la cobertura en áreas de rápido crecimiento urbano y rural. A pesar de las advertencias, Enel no ha completado a tiempo proyectos de mejora de infraestructura, lo que pone en riesgo la confiabilidad del suministro y la expansión de la red en la región.

Al igual que en el



resto de los países de Sudamérica donde opera, reclamos por errores en la facturación son constantes, lo que ha afectado a numerosos usuarios, quienes a menudo reciben facturas con montos elevados sin explicación clara.

Como si se tratase de una “matriz” el servicio de atención al cliente en Colombia también ha sido objeto de críticas por ser lento y poco efectivo, especialmente durante crisis de cortes prolongados. Los usuarios han reportado dificultades para acceder a la línea de atención y recibir soluciones a sus problemas de servicio o facturación.

Enel Colombia ha sido sancionada por la SSPD por falta de transparencia en la información proporcionada a los usuarios, especialmente en términos de cortes programados, tiempo estimado de reposición y detalles sobre ajustes de facturación.

La empresa ha recibido advertencias de mejorar la comunicación con los usuarios y proporcionar información precisa y oportuna durante situacio-

nes de emergencia o en la atención de quejas y reclamos.

Enel Chile

Siguiendo el patrón del resto de los países sudamericanos, Enel Chile enfrenta multas millonarias en los últimos años por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), principalmente debido a cortes prolongados de energía durante eventos climáticos severos, como tormentas y vientos fuertes. En 2021, la empresa fue sancionada con \$3.900 millones de pesos por la lenta reposición del servicio tras un sistema frontal que afectó a miles de usuarios en la Región Metropolitana. La SEC ha señalado que estos incumplimientos violan las normativas de calidad del suministro eléctrico, ya que la empresa no ha logrado restablecer el servicio en los tiempos establecidos.

Además, Enel Chile recibió sanciones por deficiencias en la atención al cliente y falta de información oportuna durante cortes de energía, así como por proble-

mas en la comunicación de cortes programados y cambios en la facturación. La SEC ha exigido a la empresa mejorar su sistema de atención al usuario y garantizar mayor transparencia en la información, en cumplimiento con los derechos de los consumidores eléctricos.

La compañía también ha sido multada por falta de mantenimiento preventivo en su red eléctrica, lo que ha agravado la frecuencia de cortes, y por incumplimiento de inversiones comprometidas en la mejora de la infraestructura.

Estos incumplimientos han impactado negativamente la confiabilidad del servicio, lo que ha llevado a la SEC a exigir a Enel Chile que acelere el ritmo de sus inversiones para asegurar un suministro más seguro y constante en el país.

Multas y apelaciones

Enel ha optado por apelar las multas impuestas en los diferentes Estados de América Latina, argumentando que algunas sanciones no re-

flejan las inversiones ni las mejoras implementadas en sus operaciones.

En Brasil, por ejemplo, Enel tiene multas por más de 300 millones de reales (aproximadamente US\$ 60 millones) debido a apagones prolongados en São Paulo. La empresa ha confirmado que parte de las multas ha sido pagada, mientras que otras se encuentran en proceso de apelación, siguiendo el procedimiento administrativo brasileño.

En otros países, como Perú y Colombia, Enel también ha recurrido sanciones impuestas por incumplimientos en la calidad del servicio y falta de mantenimiento preventivo.

Enel sostiene que estos procesos de apelación forman parte de una estrategia para asegurar que las sanciones sean justas y que se tengan en cuenta las inversiones realizadas y el contexto operativo, especialmente frente a eventos climáticos adversos, que afectan la infraestructura.

En Chile, la compañía ha recurrido algunas de las multas relacionadas con cortes de servicio y deficiencias en la atención al cliente, argumentando ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que las sanciones no reflejan completamente las acciones correctivas y las inversiones en la mejora de la red eléctrica.

Máximas ganancias

La serie de multas

y sanciones que Enel ha enfrentado en varios países de Sudamérica por problemas de calidad del servicio, deficiencias en el mantenimiento de la red y falta de inversiones comprometidas sugiere la presencia de un patrón de operación coordinado enfocado en maximizar las ganancias a corto plazo, sacrificando la calidad del servicio.

Las estrategias comunes, como la reducción de Capex, demoras en la reposición del servicio y la atención deficiente al cliente, parecen más vinculadas a decisiones corporativas que a simples errores de gestión local.

Sin embargo, la magnitud y frecuencia de los problemas también dejan entrever cierto nivel de inoperancia de las gerencias locales, que no logran anticiparse adecuadamente a las crisis o manejar de forma eficiente las demandas regulatorias.

La combinación de ambas características—decisiones estratégicas corporativas y fallas operativas locales— indica un enfoque de Enel en la región que prioriza la reducción de costos y la optimización de utilidades sobre el cumplimiento de los estándares de servicio establecidos por los reguladores.

Mientras que Enel parece implementar un modelo de negocios regional con criterios de rentabilidad consistentes, la ineficiencia operativa de sus subsidiarias también contribuye a los reiterados incumplimientos.

YPF presentó el primer proyecto de energía renovable al RIGI

Impulsado por YPF, el parque solar fotovoltaico “El Quemado”, es el primer proyecto de energía eléctrica renovable presentado al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI).

Cabe destacar además que YPF anunció recientemente que en noviembre presentará al RIGI el primer proyecto de la industria de O&G. Se trata del oleoducto Vaca Muerta Sur, que requerirá una inversión de U\$S 2.500 millones y tendrá una capacidad de transporte de 360 mil barriles diarios para diciembre 2026, convirtiendo al país en uno de los principales exportadores de energía de la región.



El proyecto “El Quemado” fue anunciado por YPF Luz en julio 2024 y alcanzará una inversión total de U\$S 220 millones de dólares. El parque, que estará ubicado en el departamento de Las Heras, provincia de Mendoza, fue de-

sarrollado junto con EMESA (Empresa Mendocina de Energía) y se realizará en dos etapas hasta alcanzar una capacidad instalada total de 305 MW.

La potencia del parque equivale a la energía que utilizan más

de 233.000 hogares y evitará la emisión de más de 385.000 toneladas de dióxido de carbono al año. La puesta en marcha de la primera etapa se prevé para el primer trimestre de 2026, con un plazo de construcción de 18 meses.

Características del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado:

Capacidad instalada total: 305 MW.
Etapa I: 200W - Etapa II 105MW.
Inversión total: U\$S 220 millones.

Fecha de presentación al RIGI: 25/10/2024.

Características Técnicas:

- Factor de capacidad estimado: de 31,4 %.
- Potencia instalada: 305 MW.
- Energía equivalente a más 233.000 hogares.
- Ahorro de 385.000 toneladas de CO₂e al año.
- Paneles: 518.000 paneles fotovoltaicos bifaciales.
- Empleo en etapa de obra: más de 400 personas en pico de obra.
- Superficie: 530 hectáreas.
- El parque se interconectará al Sistema Argentino de Transporte Eléctrico (SADI) a tra-

vés una nueva subestación Transformadora.

- Fecha de puesta en operación etapa I: primer trimestre de 2026.

Acerca de YPF Luz

● YPF Luz (YPF Energía Eléctrica S.A.) es una compañía argentina, líder en generación de energía eléctrica, que opera desde 2013. Tiene más de 15 activos en 7 provincias con una capacidad instalada de 3,3 GW desde donde 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, Buenos Aires y Mendoza.

- YPF Luz tiene como misión generar energía rentable, eficiente y sustentable, que optimiza los recursos naturales para la producción de energía térmica y renovable.

Genneia abastecerá el 80 % de la demanda de Laboratorio CDV

Genneia, empresa líder en energías renovables en Argentina, y Laboratorio CDV, compañía dedicada a la elaboración de biológicos para la salud animal, anunciaron un acuerdo estratégico que contempla el 80 % de abastecimiento de energía limpia a las tres plantas elaboradoras de vacunas veterinarias ubicadas en el Parque Industrial de Pilar.

Con casi 40 años de experiencia en la investigación y elaboración a gran escala de biológicos para la sanidad animal, CDV cuenta con dos modernas plantas de producción organizadas según áreas de trabajo, diseñadas de acuerdo con normativas nacionales e internacionales de calidad y bioseguridad.

La reciente alianza entre ambas compañías se formalizó a través del sistema privado Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), estableciendo un con-



trato de suministro de energía verde para sus plantas durante un período de siete años, con la opción de ser renovados. La energía renovable provendrá de un conjunto de activos de Genneia, compuesto por parques eólicos y solares.

El consumo energético de ambas plantas es de 6.400 MWh por año, lo que equivale al consumo promedio de 17.225 ho-

gares. Esto significa que alrededor de 5.120 MWh consumidos son de origen renovable.

CDV está presente en múltiples mercados globales, ofreciendo una amplia variedad de productos y servicios enfocados en la prevención. Su portafolio incluye vacunas virales y bacterianas, vacunas contra la Fiebre Aftosa, además de reactivos y servicios de

diagnóstico.

Juan Roô - gerente General de Laboratorio CDV, destacó que *“en 2024, logramos que nuestras dos plantas operen con energía eléctrica proveniente de fuentes renovables gracias a los acuerdos de provisión de energía verde que firmamos en 2023, también se sumará en esta línea nuestra tercera planta en desarrollo que estará operativa en*

2025”. *“Esto nos permitirá aumentar la producción en beneficio de la sanidad animal, al mismo tiempo que preservamos el ambiente. Los altos estándares de calidad que ofrecemos en nuestras plantas de elaboración, alineados con las exigencias de los mercados internacionales, refuerzan nuestro compromiso con el concepto de ‘One Health’, una visión que reconoce la interconexión entre la salud humana, la salud animal y la salud del ecosistema”* agregó.

Por su parte, Gustavo Castagnino, director de Asuntos Corporativos, Regulatorios y Sustentabilidad | ESG de Genneia agregó: *“Estamos orgullosos de poder brindar energía verde a una de las compañías de sanidad animal más importantes de Latinoamérica.*

Esta acción nos permite continuar avanzando en un cambio cada vez más

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



sólido en materia de energías renovables para descarbonizar los procesos industriales”.

Genneia también acompañará el desarrollo de la Planta 3 del Laboratorio CDV. Tras una inversión de 80 millones de dólares, Laboratorio CDV tiene en una etapa avanzada de construcción su tercera Planta de elaboración de vacunas generales dentro del Parque Industrial Pilar, que estará operativa durante el primer semestre de 2025.

Juan Roô afirmó que: “Creemos que estamos dando un paso firme hacia la sostenibilidad al lograr que el 80% de todas nuestras operaciones provengan del consumo de energías renovables por parte de Genneia.

Esta incorporación se traduce en la reducción de emisiones ambientales, en donde la compañía ya cuenta con diversos parques certificados internacionalmente por Verified Carbon Standard (VCS).

Esto le permite entregar Certificados de Reducción de Emisiones de CO2 y, desde nuestra compañía, podremos compensar las emisiones productivas, logrando disminuir nuestra huella de carbono”.

CDV es un laboratorio argentino líder, especializado en la elaboración de biológicos para la prevención de enfermedades que afectan a los rodeos bovinos y ovinos del país, con más de 35 años de trayectoria en la Argentina.

También es uno de

los primeros centros de diagnóstico de enfermedades veterinarias y miembro de la Red de Laboratorios de SENASA.

Acerca de Genneia

Genneia es la compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sostenibles en Argentina, con un 19 % del total de la potencia instalada, alcanzando el 21 % de la generación de energía eólica y el 12 % de la solar. Con la entrada en operación del Parque Solar Tocota III, alcanzó 1.004 MW de energía renovable consolidando su liderazgo en el sector de energías limpias.

Con sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte, Villalonga, Pomona y Vientos de Necochea, Genneia cuenta con una capacidad total de 784 MW en energía eólica.

Actualmente, la empresa está en la fase final de construcción del Parque Eólico La Elbita en Tandil, un proyecto que contará con 36 aerogeneradores de última generación y una potencia de 162 MW.

Además, la compañía avanza en la construcción del parque solar en Malmargüe, con una capacidad de 90 MW, y ha iniciado la obra del parque solar Anchoris, con una capacidad de 180 MW.

Genneia ya cuenta con 220 MW de capacidad solar instalada en tres parques operativos, que suman un total de 520.000 paneles solares.

En Uruguay se presentó Kahiros, el proyecto de una planta de H2 verde



La ministra de Industria, Energía y Minería, Elisa Facio, presentó el plan de hidrógeno verde Kahiros, que se ubicará en un predio de 24 hectáreas en el km 298 de la ruta n.º 2, cerca de Fray Bentos. “Es el primer proyecto concreto de hidrógeno verde para que funcione en el país. Estimamos que para 2040 se exporten 1.300 millones de dólares entre hidrógeno y derivados”, indicó.

“Celebrar el anuncio del primer proyecto concreto de producción y uso de hidrógeno en Uruguay, llamado Kahiros, es un nuevo hito en el desarrollo de la industria y sus derivados. Seguimos con paso firme en la hoja de ruta del hidrógeno verde”, señaló Facio.

La ministra detalló que el proyecto es estratégico, ya que focaliza en descarbonizar áreas en que la reducción de emisiones es muy desafiante, como el transporte pesado, y trabaja con un sector clave para el país, como el forestal y la producción de celulosa.

Datos del proyecto

La fábrica estará operativa en Uruguay en 2026, tras una inversión de 38.600.000 dólares. Se ubicará en el kilómetro 298 de la ruta nacional n.º 2, próxi-

ma a la ciudad de Fray Bentos, departamento de Río Negro, en un predio de 24 hectáreas. El área directamente afectada ocupa unas 8,4 hectáreas, incluido el espacio necesario para instalar el parque solar fotovoltaico, la planta de hidrógeno y la hidrolinera. Comprende la implementación de una planta de hidrógeno modular, de escala reducida, integrada por una fotovoltaica de 4,8 megavatios pico (MWp) de potencia, un electrolizador PEM de 2 megavatios (MW), con una producción anual estimada de 76.700 kilogramos de hidrógeno, y una estación de hidrógeno para el almacenamiento y suministro de seis camiones. La producción diaria estimada es de 245 kilogramos, con un consumo de agua de unos 4,2 metros cúbicos, el equivalente a solo media hora de consumo diario total habilitado para el sitio de toma de agua identificado para el proyecto. El hidrógeno generado por el proceso será almacenado a alta presión y provisto a los camiones en una estación (HRS) que se prevé instalar junto a la planta de producción. Los referidos vehículos serán utilizados para el transporte de madera de Montes del Plata forestal, con una autonomía de 700 kilómetros y un tiempo de carga de 12 minutos.

INTERNACIONALES

Retrocedieron ganancias de petroleras en Septiembre

Sinopec Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) registró beneficios netos atribuidos de US\$ 6300 millones en los primeros nueve meses de este año, lo que supone un retroceso del 16,6% respecto del resultado contabilizado doce meses antes.

Los ingresos operativos del grupo ascendieron a US\$ 330.000 millones, un 4,2% menos que en el mismo periodo de 2023.

La capacidad de refinado de petróleo fue de 190,69 millones de toneladas, un 1,6% menos. Dentro de este capítulo, la producción de gasolina fue de 49,21 millones de toneladas, un 4,1% más, la de diésel 43,29 millones de toneladas, un 10,7% menos, y la de queroseno se situó en 24,10 millones de toneladas, un 10,5% más.

En el tercer trimestre, las ganancias de la empresa de hidrocarburos cayeron un 55,2%, mientras que la facturación bajó un 9,8%

TotalEnergies

TotalEnergies registró una caída del 23 % de su beneficio neto hasta septiembre, hasta US\$13.900 millones, afectado por el descenso del precios del sector. El resultado fue mejor en el tercer trimestre



del año, con un beneficio de US\$ 4.100 millones.

Al descenso generalizado del precio de precios en los mercados internacionales especialmente del gas, TotalEnergies añadió "la bajada muy fuerte" del margen del refinado en Europa, que alcanzó el 66 % durante el tercer trimestre. La producción de hidrocarburos (crudo y gas) en los nueve primeros meses del año fue de 2,43 millones de barriles equivalentes al día, con un descenso del 2%. En cambio, la producción de energía a partir de fuentes renovables se disparó un 45%, hasta los 19,6 TWh.

Shell

Shell registró un beneficio neto atribuido

de US\$ 15.166 millones en los nueve primeros meses de 2024, lo que representa un retroceso del 19,7% en comparación con el resultado contabilizado en el mismo periodo de 2023 por la multinacional, que ha anunciado un nuevo plan de recompra de acciones de US\$ 3.500 millones.

La petrolera indicó que la caída de sus ingresos atribuibles en comparación con los primeros nueve meses de 2023 reflejó los menores márgenes de refino, así como menores márgenes de comercialización y optimización de GNL, menores precios de GNL y gas.

En los nueve primeros meses del año su cifra de negocio alcanzó los US\$ 222.222 millones, un 8,6% menos que un

año antes, incluyendo una caída del 7,1% en el tercer trimestre, hasta US\$ 72.462 millones.

Exxon

ExxonMobil (NYSE: XOM) presentó los resultados del tercer trimestre por encima de las expectativas, ya que su producción de líquidos alcanzó un máximo de 40 años, lo que compensó las menores rentabilidades del petróleo y el gas y la debilidad de los márgenes de refino

Los beneficios de Exxon en el tercer trimestre cayeron con respecto al año anterior, debido a la caída de los precios del crudo y el gas natural y a la debilidad del sector del refino en todo el mundo. Sin embargo, los beneficios superaron las previsiones

de Wall Street gracias al aumento de la producción en Guyana, el Pérmico y los activos de Pioneer.

Exxon obtuvo unos beneficios de US\$ 8.610 millones en el tercer trimestre, un 5% menos que en el mismo periodo del año anterior. El beneficio por acción fue de US\$ 1,92, por encima de la estimación de consenso de 1,87

Las menores ganancias en comparación con el tercer trimestre del año pasado reflejaron descensos en los márgenes de refino de la industria y en los precios del gas natural desde los niveles históricamente altos de 2023. Las ganancias se vieron impulsadas por una mayor producción de petróleo y gas, incluido el fuerte crecimiento de la producción de los activos de Guyana y el Pérmico, incluidos los activos de Pioneer en el primer trimestre completo de integración de Pioneer tras la fusión.

Exxon señaló que en el tercer trimestre de 2024 registró sus mayores volúmenes de líquidos en 40 años.

Los beneficios de la división de productos energéticos, que incluye refino y ventas, se desplomaron en lo que va de año has-

ta septiembre, «devido a unos márgenes de refino de la industria significativamente más débiles, que disminuyeron desde niveles históricamente altos, ya que la oferta procedente de las ampliaciones de capacidad de la industria superó la demanda mundial récord», dijeron desde la petrolera.

Exxon y el otro gigante estadounidense del petróleo y el gas, Chevron, se vieron favorecidos por unos volúmenes de producción récord, que compensaron la mayor parte del impacto negativo del descenso de los precios del petróleo y el gas en comparación con hace un año y unos márgenes de refino muy débiles, especialmente en Europa.

BP

BP, por su parte, anunció una caída del 30% en su beneficio del tercer trimestre, hasta US\$ 2.300 millones el más bajo en casi cuatro años, lastreado por la debilidad de los márgenes de refino y los resultados del comercio de petróleo. El descenso fue menor de lo esperado en medio de una ralentización de la actividad económica mundial y de la demanda de petróleo, especialmente en China, pero aumenta la presión sobre el CEO Murray Auchincloss, que se ha comprometido a impulsar el rendimiento de BP frente a las preocupaciones de los inversores sobre su estrategia de transición energética.

Convenio CAF-OLADE para impulsar la integración energética en Sudamérica

CAF -banco de desarrollo de América Latina y el Caribe-, y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) firmaron un Convenio de Cooperación Técnica para impulsar la integración energética en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile. Este acuerdo tiene como objetivo contribuir a la transición energética justa a partir del aprovechamiento de los recursos gasíferos mediante la optimización y expansión de la infraestructura de transporte de gas natural.

En las últimas décadas, el panorama energético ha evolucionado con la incorporación de nuevas fuentes de aprovisionamiento y tecnología de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Chile, Argentina y Brasil.

El desarrollo de yacimientos no convencionales, como la formación Vaca Muerta en Argentina, y el impulso de recursos hidrocarbúricos en aguas profundas de Brasil, han abierto nuevas oportunidades en el sector energético.

Además, a partir de los años 2000, el desarrollo mundial del mercado de GNL impulsó en la región la instalación de plantas de regasificación en Chile y Brasil para asegurar un suministro energético constante.

El proyecto de integración gasífera re-



gional impulsado por CAF y OLADE buscará la creación de un balance de gas regional que optimice el uso de la infraestructura existente y proyectada. Además, se trabajará en escenarios de convergencia regulatoria que permitan una planificación estratégica adecuada a las necesidades energéticas y económicas de cada país, con el fin de avanzar hacia una integración más equitativa e inclusiva, que permita a todos los países de la región beneficiarse de una red energética eficiente y segura.

El trabajo se dividirá en 5 fases, cada una de las cuales culminará con una instancia presencial de validación y consenso por parte de los actores relevantes: (i) revisión y consolidación de estudios disponibles, (ii) elaboración de proyección de oferta y demanda, (iii) optimización de la infraestructura existente, (iv) optimización con nuevas infraestructuras y (v) elaboración de perfiles de proyecto.

“La integración energética regional es

un pilar fundamental para el desarrollo sostenible de América Latina. Esta alianza con OLADE nos permite aunar esfuerzos para crear una red energética más robusta y eficiente que beneficie a todos los países involucrados”, señaló Antonio Silveira, gerente de Infraestructura Física y Transformación Digital de CAF.

Por su parte, el secretario ejecutivo de la OLADE destacó: “nos enorgullece formalizar este convenio de cooperación con CAF. Esta alianza estratégica marca un hito en nuestro compromiso de impulsar la integración energética en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile. Este acuerdo subraya nuestra visión compartida de avanzar hacia una transición energética justa y sostenible”.

“Este convenio marca un hito en nuestro compromiso con una transición energética justa e inclusiva. El gas natural jugará un papel crucial como energía de transición, permitiendo reducir emisiones mientras aseguramos el

acceso a energía confiable y asequible para todos”, destacó Jorge Srur, Gerente Regional Sur de CAF.

La firma del convenio tuvo lugar en Asunción, Paraguay, en el marco de la IX Semana de la Energía, encuentro que reúne a los principales actores energéticos regionales para discutir los desafíos y oportunidades en la transformación del sector.

CAF -banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- tiene como misión impulsar el desarrollo sostenible y la integración regional, mediante el financiamiento de proyectos de los sectores público y privado, la provisión de cooperación técnica y otros servicios especializados. Constituido en 1970 y conformado en la actualidad por 21 países -19 de América Latina y el Caribe, junto a España y Portugal- y 13 bancos privados, es una de las principales fuentes de financiamiento multilateral y un importante generador de conocimiento para la región. Más información en www.caf.com

Diseño y confort en el corazón de Manaos

A principios de octubre una de las tiendas de conveniencia de la marca Convém, perteneciente al Grupo Dislub Ecuador, alcanzó el primer puesto del NACS Convenience Retailer of the Year Award, el evento internacional por excelencia en tendencias del retail.

El diseño de este proyecto estuvo a cargo de la empresa Balko que también desarrolló la imagen de marca de dichas tiendas y de las estaciones de servicio de Dislub energía y Ecuador energía. La entrega

del premio tuvo lugar en Las Vegas, un escenario emblemático para la industria, donde se reunieron líderes y profesionales de las principales marcas del sector.

Asistieron a este evento Gilberto Lucena y Xenia Rodrigues responsables del Grupo Forte; David Freidzon y Doca Lins en representación del Grupo Dislub Ecuador y Enrique Chardón, CEO de Balko. Convém compitió con proyectos de diversos países, como Argentina, Brasil, México, Colombia, Panamá, Chile, Uru-

guay y Perú. Cabe destacar que la propuesta de Convém destaca frente a otras tiendas por su esmerada oferta de productos premium que normalmente no se encuentran en otras tiendas de estaciones de servicio. A medida que las expectativas de los consumidores evolucionan, iniciativas como las de Convém son un ejemplo y marcan el camino hacia un futuro en el que la calidad, la comodidad y una oferta diferenciada serán fundamentales para el éxito de este tipo de emprendimientos.

Itaipú obtuvo el Récord Guinness por generación

La represa de Itaipú, que comparten Paraguay y Brasil, fue reconocida con el premio Récord Guinness por la "mayor producción acumulada de energía hidroeléctrica", después de haber superado los 3.038 millones de megavatios hora de energía generada desde que arrancó operaciones, en mayo de 1984.

Hace 8 meses, la central hidroeléctrica alcanzó la marca histórica de 3.000 millones megavatios hora (MWh), o lo que es lo mismo, 3.000 teravatios hora (TWh) de energía producida desde hace 40 años. La media anual de esta central durante su vida operativa llegó a los 75 TWh para alcanzar este récord.

La energía producida acumulada en estos casi 40 años de operaciones de Itaipú equivaldrían aproximadamente al total del consumo de Paraguay durante 136 años y de Brasil durante 5 años.

La hidroeléctrica, una de las mayores presas del mundo, posee 20 unidades generadoras y 14.000 MW de potencia instalada, con lo que abastece el 88,4 % de la energía del Sistema Interconectado Nacional de Paraguay, que implica que nueve de cada diez hogares paraguayos reciben su energía.

En cuatro décadas de generación, la central aportó a Paraguay cerca de 13.077,2 millones de dólares, en el marco del cumplimiento del Anexo C del tratado de Itaipú. El tratado establece que ambos países tienen derecho al 50 % de la energía generada por la represa, con el matiz de que si una de las partes no utiliza toda su cuota, tiene que vender el excedente al otro socio a precios preferenciales.

La represa es un gigante que tiene 7.744 metros de extensión y una altura máxima de 196 metros, equivalente a un edificio de 65 pisos.

> RETAIL Y LOCALES COMERCIALES

in
ig
f

Calidad percibida en cada detalle.





NACS
Convenience
Retailer of the Year
Latin America
2024 Winner

Tienda de conveniencia Convém para el Grupo Forte, ubicada en la ciudad de Manaos, Brasil. Desarrollada por Balko, una empresa del Grupo Balko. Ganadora del premio NACS Convenience Retailer of the Year Latin America 2024.

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