

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

Apagón a la española

50 años de
compromiso
con la región

50 ANOS | TB Cargo®

Página 11

Energía & Negocios **30** Internacional Años

Año XXXI N° 346 - Fundado en 1995 - Mayo de 2025 - Petróleo, Gas & Electricidad

www.energiaynegocios.com.ar



**Vista compra
activos de la
malaya Petronas**

Página 6

**Pampa y Tecpetrol
exportan gas
a Brasil y Bolivia**

Página 8 y 9

**Southern Energy
sumará otro barco
de licuefacción
para vender GNL**

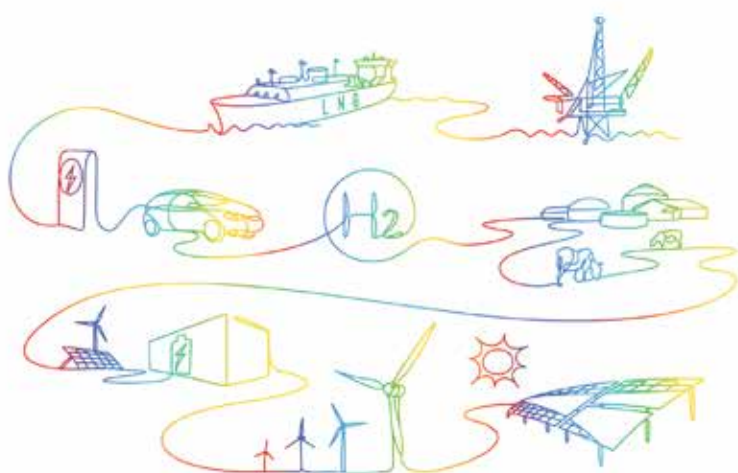
Página 10

Geopolítica del gas: del proyecto faraónico al GNL bonsai

La retirada de Petronas del proyecto de exportación de GNL en Argentina no fue una simple decisión empresarial. Más allá de los argumentos oficiales, detrás de la reducción del proyecto de exportación de GNL elaborado por YPF y Petronas, se perfilan factores geopolíticos de enorme magnitud que forzaron decisiones políticas en un entorno internacional cada vez más condicionado por la disputa energética. La planta que pudo posicionar a la Argentina en el mercado asiático, fue desactivada por imposiciones, omisiones y cambios en las posturas diplomáticas que rompieron la neutralidad histórica del país.

**Chevron advierte
sobre los riesgos
para EE.UU si
deja Venezuela**

Página 24



**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

PETRÓLEO&GAS

Geopolítica del gas: del proyecto faraónico al GNL bonsai

La retirada de Petronas del proyecto de exportación de GNL en Argentina no fue una simple decisión empresarial. Más allá de los argumentos oficiales, detrás de la reducción del proyecto de exportación de GNL elaborado por YPF y Petronas, se perfilan factores geopolíticos de enorme magnitud que forzaron decisiones políticas en un entorno internacional cada vez más condicionado por la disputa energética. La planta que pudo posicionar a la Argentina en el mercado asiático, fue desactivada por imposiciones, omisiones y cambios en las posturas diplomáticas que rompieron la neutralidad histórica del país.

El reciente anuncio de YPF sobre la exportación de gas natural licuado (GNL) marca un giro significativo en la estrategia energética de la compañía y del país. Horacio Marín, presidente de YPF, confirmó que se avanzará en un proyecto de menor escala, mediante la instalación de buques de licuefacción flotantes (FLNG), abandonando definitivamente la idea de construir una planta terrestre. Este enfoque modular permitirá exportar GNL con una inversión inicial más baja y menores riesgos financieros, en contexto internacional signado por la falta de financiamiento.

El proyecto volverá al puerto de Bahía Blanca, donde rige el Régimen de Fomento para Inversiones Estratégicas en Buenos Aires (RIGI bonaerense). Allí se instalará la planta flotante, con la posibilidad de trasladarla a otros países en caso de que las condiciones jurídicas locales se vuelvan desfavorables.

El primer buque, fruto de una alianza entre Pan American Energy, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y la noruega Golar LNG, entrará en operación comercial en 2027 con una capacidad de 2,45 millones de toneladas al año. Aunque pragmática, la

decisión de prescindir de una planta en tierra implica renunciar a consolidar un polo industrial permanente, apostando por una salida más pequeña y adaptable para ventas de menor escala.

Antecedentes de exportación

Durante la presidencia de Miguel Gutiérrez en YPF, la compañía concretó cinco exportaciones de GNL utilizando la unidad flotante de licuefacción Tango FLNG, instalada en el puerto de Bahía Blanca. Estas operaciones, realizadas entre 2019 y principios de 2020, marcaron el debut de Argentina en

el mercado internacional del GNL. Sin embargo, todas se realizaron a pérdida, dado que el precio internacional del GNL se ubicaba por debajo del umbral de rentabilidad, estimado en US\$ 10 por millón de BTU. Además, el contrato con la empresa belga Exmar, propietaria de la barcaza, implicaba pagos mensuales de entre 5 y 8 millones de dólares hasta 2029, lo que agravó la situación financiera del proyecto.

Ante este escenario, YPF decidió rescindir el contrato con Exmar en octubre de 2020, acordando el pago de US\$ 150 millones para evitar litigios arbitrales. Este acuerdo incluyó un pago inicial de US\$ 22 millones y el resto en cuotas mensuales. Según estimaciones del sector, las pérdidas acumuladas por estas exportaciones alcanzaron los US\$ 145 millones, y se proyectaba que podrían haber llegado a US\$ 800 millones si el contrato se mantenía vi-

gente hasta su finalización. Se espera que el nuevo proyecto no siga la misma suerte.

¿Por qué más chico?

La caída del ambicioso proyecto de instalación de una planta terrestre de GNL entre YPF y Petronas no sólo representó la pérdida de una oportunidad estratégica para Argentina, sino también la consecuencia directa de una decisión política intencionalmente mezquina y técnicamente desafortunada: trasladar la localización de la planta desde Bahía Blanca a Punta Colorada, en Río Negro, justo después de la sanción del Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI), que garantiza estabilidad normativa y fiscal por treinta años, concedido -precisamente- para atraer capitales de largo plazo.

Bahía Blanca tiene infraestructura portuaria consolidada, acceso a redes de transporte y cercanía a los

Energix
www.energix.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL ÉXITO DE SU NEGOCIO

centros industriales y financieros del país, mientras que Punta Colorada carece de conectividad básica y requería una costosa inversión en infraestructura logística primaria.

La decisión -según se publicitó- respondió al intento del presidente Javier Milei de quitarle al entramado político bonaerense inversiones y concentrarlas en provincias políticamente más afines o menos densamente organizadas.

Conciencia pura

En la Corporación América, la tarea de Milei se centró en la evaluación integral de proyectos estratégicos, analizando la viabilidad económica. Esta tarea implica calcular inversiones y retornos esperados, aplicar tasas de descuento apropiadas y realizar análisis de sensibilidad para anticipar la evolución de variables clave que puedan incidir en la rentabilidad del capital invertido y la formulación de estrategias de cobertura que preserven el valor patrimonial de la empresa.

Es decir, Javier Milei supo desde el primer momento, que el traslado de la planta impuesto a los malayos iba a significar el retiro del proyecto. La imposición, contraproducente desde la ra-



cionalidad económica, terminó por ahuyentar a Petronas no sólo del proyecto de GNL, sino también de su participación en la producción de Vaca Muerta, contribuyendo a la fama de poco confiable del país como receptor de grandes capitales.

La retirada significó también un severo golpe para el entramado empresarial argentino, así como para las provincias de Buenos Aires y Neuquén, e incluso para el propio gobierno de Javier Milei.

Si la inversión proyectada, estimada en US\$ 30.000 millones, se perfilaba como una de las más importantes en la historia económica del país, la pregunta que se impone es: ¿Fueron realmente razones de política doméstica las que explicaron el retiro de Petronas, o existieron factores más profundos y menos visi-

bles que inclinaron la balanza e impidieron que la inversión se radicara en la Provincia de Buenos Aires?

Petronas no es un actor improvisado: opera entre los grandes jugadores globales del sector y venía evaluando este proyecto desde hacía años, con pleno conocimiento de las proyecciones del mercado y con clientes ávidos de GNL. Por ello, surgen hipótesis que trascienden los argumentos trillados sobre el costo argentino o la inseguridad jurídica. Se trata, más bien, de razones geopolíticas deliberadamente silenciadas en el debate público, ya sea por desconocimiento, por temor a incomodar intereses externos o por el clásico reflejo nacional del "no te metás".

Política exterior

Por la diversidad de la población inmi-

grante, la Argentina ha mantenido una tradición de neutralidad en las relaciones internacionales, con tendencias al multilateralismo y la integración regional. Sin embargo, con la llegada de Javier Milei a la Casa Rosada, se inauguró un inédito período de insultos y diatribas contra los principales dirigentes del mundo.

Entre otros, el presidente calificó al Papa como "el representante del maligno en la Tierra", llamó "comunista y corrupto" a Lula da Silva y extendió sus agravios al presidente chino Xi Jinping y al mandatario español Pedro Sánchez y esposa.

Se tensó la relación con Brasil al punto de que durante un momento crítico de demanda invernal de gas, Argentina requirió importaciones desde Brasil y el Planalto optó por revisar el contrato, generando ner-

viosismo en el área de Energía. En cuanto a China, el gobierno argentino terminó reculando y renovando el swap de monedas, al tiempo que Horacio Marín viajó a Pekín a recomponer el vínculo. "Es un socio muy interesante; no exigen nada, sólo que no los molesten", declamados con China serán efectivos.

En cuanto a los conflictos en Medio Oriente, Argentina tradicionalmente apoyó una solución de dos estados entre Israel y Palestina, en cumplimiento de las resoluciones de las Naciones Unidas, coherente con el reclamo sobre Malvinas.

Una postura de neutralidad en los conflictos internacionales, facilita las relaciones diplomáticas y la cooperación entre empresas estatales. 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, Benjamín 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 Is-

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiasynegocios.com.ar
 Publicidad: publicidad@energiasynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.
 Sarmiento 1389 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107
 whatsapp +54 9 1176018323 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.energiasynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ - Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

rael y Hamás.

Otro tema que muy probablemente contribuyó a inclinar la balanza, fue la renuncia de Argentina a integrar el bloque BRICS, que incluye a Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica. El primer ministro de Malasia, Anwar Ibrahim, confirmó que su gobierno había presentado una solicitud formal para ingresar a este bloque. Malasia ve su adhesión al BRICS como una oportunidad para expandir su red económica y alinearse con los intereses de los países periféricos. La participación en el BRICS también refuerza el respaldo financiero para los países miembros, que hasta hace poco incluía a Argentina.

La combinación de vacíos informativos, cambios bruscos y omisiones discursivas permite inferir que podrían haber mediado presiones externas o decisiones alineadas con una eventual arquitectura geopolítica en el Atlántico Sur que se refuerza con la absolutamente inédita visita de dos comandantes del Comando Sur de EE.UU. el actual Alvin Holsey y la anterior, Laura Richardson. Así, la narrativa oficial parece no incluir todos los factores reales que configuraron el desenlace.

Razones geopolíticas

La voladura de los gasoductos Nord Stream 1 y 2 en el mar Báltico, en septiembre de 2022, constituye uno de los actos más elocuentes de la centralidad que el gas na-

tural ha adquirido en la geopolítica contemporánea. Estos ductos, que conectaban directamente a Rusia con Alemania, simbolizaban no solo una arteria energética vital para Europa, sino también una herramienta de influencia estratégica del Kremlin.

Su destrucción — en un contexto de creciente tensión por la guerra en Ucrania— evidenció que el control de la infraestructura gasífera no solo es un activo económico, sino también un instrumento de poder global cuya neutralización puede alterar equilibrios regionales, redefinir alianzas y desencadenar consecuencias económicas y diplomáticas de alcance estructural.

En la disputa por la energía, los gasoductos dejaron de ser simplemente canales de transporte para convertirse en objetivos estratégicos.

Desde una perspectiva geopolítica, la planta de GNL proyectada por YPF y Petronas en Argentina para abastecer a Asia podía ser considerada estratégica, y justamente por ello, su desactivación puede interpretarse como una acción con motivaciones que trascienden los argumentos planteados por Milei.

La planta no sólo pretendía monetizar el gas de Vaca Muerta en escala global, sino también posicionar a Argentina como un proveedor directo y competitivo de GNL para China, India, Japón y otros mercados asiáticos. Esa orientación —por fuera de los canales tradiciona-

les dominados por Estados Unidos, Qatar y Australia— suponía un cambio estructural en el mapa energético global. Si Argentina concretaba acuerdos a largo plazo con la demanda asiática, consolidando infraestructura propia de licuefacción y transporte, habría ganado autonomía energética, capacidad de acumulación de divisas y un rol geoeconómico que tensionaría su tradicional lugar periférico.

Es por esto que la interrupción del proyecto, tras la retirada de Petronas, no puede desvincularse de posibles presiones externas que, sin necesidad de asumir for-

mas explícitas, operan a través de amenazas veladas, incentivos, bloqueos financieros o decisiones diplomáticas silenciadas, en una especie de continuidad de la “doctrina de la contención”.

La historia reciente de América Latina ofrece numerosos ejemplos en los que proyectos energéticos que implicaban alianzas estratégicas entre países periféricos o una ruptura del orden energético establecido fueron frenados por vías indirectas. La planta de GNL argentina, orientada al Asia-Pacífico, representaba no sólo una oportunidad económica, sino una afirma-

ción de soberanía comercial y energética, y por eso, era también un blanco potencial para su desactivación.

Soft power

Si se aceptase la hipótesis de una intervención indirecta —como tantas veces ocurrió en la historia de América Latina— por parte del Departamento de Estado o de agencias asociadas a la política exterior estadounidense para desalentar o desarticular el acuerdo entre YPF y Petronas para la producción de GNL en Argentina, podrían esbozarse motivos de orden estratégico de peso, que trascienden

TECNOLOGÍA AL SERVICIO DE LA PRECISIÓN

Cuando se trata de algo tan valioso como la energía, la precisión en la medición y el control son tan importantes como la experiencia. Por eso, desde hace más de 20 años ofrecemos la más alta tecnología para que la transferencia de energía sea segura y confiable.

- TRANSPORTE, MEDICIÓN Y CONTROL DE PETRÓLEO Y DERIVADOS
- SOLUCIONES MIDSTREAM
- PRECISIÓN EN LA MEDICIÓN Y GARANTÍA EN LA CALIDAD DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS.

TMC & ENERGY SOLUTIONS

WWW.TMYC.COM.AR ☎ (+54 11) 5031-9800

el caso particular y remiten a lógicas estructurales de poder en el orden mundial.

En primer término, debe considerarse la centralidad que hoy adquiere el gas natural licuado como vector geopolítico. En su afán por consolidarse como el principal proveedor global de GNL, Estados Unidos no sólo apunta a ampliar su capacidad de exportación, sino también a evitar la emergencia de nuevos polos productivos que puedan disputar mercados estratégicos en Asia y Europa.

Un proyecto como el YPF y Petronas, constituía un riesgo latente: el surgimiento de una plataforma exportadora alternativa, fuera de los circuitos logísticos controlados por la potencia atlántica y con capacidad de abastecer directamente al hemisferio oriental. La contención de dicha posibilidad puede leerse como un acto preventivo de defensa de los intereses hegemónicos.

En segundo lugar, la consolidación de actores “no alineados” en Vaca Muerta —uno de los reservorios de shale gas más importantes del planeta— implica un doble desafío para los Estados Unidos: por un lado, debilita la primacía de las corporaciones estadounidenses ya presentes en la región; por el otro, sienta un precedente peligroso para el modelo de inserción internacional que Washington promueve. Un acuerdo estratégico entre una empresa nacional periférica (YPF) y una firma estatal del Sudes-



te Asiático (Petronas) desafiaba abiertamente las reglas implícitas del orden energético mundial. Era, en ese sentido, una afirmación de autonomía en un terreno donde, históricamente, las decisiones de fondo han sido supervisadas o condicionadas por las potencias centrales.

A ello se suma una dimensión regional insoslayable. El fortalecimiento de YPF como plataforma soberana de exportación con plantas licuefactoras propias y acceso directo al mercado global sin necesidad de intermediarios, hubiera implicado para Argentina una progresiva emancipación energética y financiera.

El control sobre la renta del GNL hubiese permitido acumular reservas, diversificar alianzas y reducir la dependencia respecto de organismos como el FMI, cuya influencia en las decisiones de política económica ha sido tradicionalmente funcional a los intereses de los países acreedores. Desde esta perspectiva, la concreción del proyecto con Petronas

hubiese representado una amenaza al dispositivo de disciplinamiento estructural que desde hace décadas pesa sobre las economías periféricas.

Además, la inserción creciente de actores asiáticos en el Atlántico Sur podría haber sido percibida como un avance inadmisibles en una zona históricamente bajo tutela indirecta del poder naval occidental. La lógica del “*patio trasero*”, aunque retóricamente superada, conserva una fuerza operativa no menor en la planificación estratégica estadounidense.

Un proyecto exitoso de GNL liderado por YPF-Petronas pu-

do haber impactado no solo en la estructura energética argentina, sino también en la simbología política regional. En tiempos de repliegue neoliberal, el éxito de una empresa estatal asociada a un actor soberano del Sur Global hubiese sido leído como una validación práctica del nacional-desarrollismo, en contraste con las recetas privatizadoras. Y eso, en el tablero ideológico regional, representa un desafío que excede largamente los intereses de mercado.

En suma, si hubo presiones indirectas —por canales diplomáticos, financieros o a través de los consabidos mecanismos

de influencia multilateral— estas se enmarcan en una lógica de defensa de hegemonía, contención del multipolarismo energético y preservación del statu quo en el control de los recursos estratégicos del continente. No sería la primera vez, los antecedentes sobran. Como en otras coyunturas del siglo XX, América Latina vuelve a ser escenario de una disputa silenciosa por el control de su futuro energético.

Financiamiento

La escasez crónica de inversión en infraestructura en América Latina no responde a una falta de proyectos, sino a un orden financiero internacional que penaliza a las economías periféricas. La arquitectura de crédito multilateral impone condiciones que desincentivan las obras de largo plazo con alto impacto soberano. Mientras Asia ha construido sus propios bancos de desarrollo, la región latinoamericana sigue dependiendo de fondos externos orientados a proyectos extractivos

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

Grosby THIELE YOKE

Vista avanza y se consolida con la compra de activos de la malaya Petronas

o privatizables. Invertir en infraestructura significa crear poder territorial, y ese poder es visto con recelo por los centros financieros globales. En lugar de represas, polos industriales o plantas de licuefacción, se promueven iniciativas de baja densidad estratégica. La financiación de largo plazo queda relegada por un modelo de concesiones y endeudamiento selectivo que perpetúa la dependencia estructural de la región.

En suma, la desactivación del proyecto YPF-Petronas no puede leerse aisladamente. Es el síntoma de un entramado de lógicas geopolíticas, diplomáticas y financieras que condicionan las posibilidades de desarrollo autónomo de los países periféricos. La planta de GNL, más que un proyecto industrial, representaba una bifurcación estratégica: o continuar con el modelo de subordinación externa, o construir autonomía a través de la energía. La decisión de cerrar esa vía no fue un error político o puramente técnico. Fue, más bien, el desenlace de una disputa silenciosa por el lugar que Argentina puede o no puede ocupar en el nuevo orden mundial.

Equipo de Redacción

La adquisición de los activos de Petronas en Vaca Muerta consagra a Vista Energy como la segunda productora de petróleo del país, detrás de YPF, y consolida el ascenso de la compañía liderada por Miguel Galuccio en el tablero energético argentino. La salida de la estatal malaya, en un contexto signado por los errores políticos internos y tensiones geopolíticas, abre una nueva etapa en la configuración del negocio del shale oil nacional. En paralelo, la influencia estratégica de Schlumberger —empresa de la cual Galuccio es director no ejecutivo a nivel global— proyecta sobre Vista una gravitación que excede el vínculo habitual entre proveedor y operadora.



La petrolera dirigida por Miguel Galuccio anunció la compra de los campos de la malaya Petronas en Vaca Muerta y se convirtió así en la segunda productora de petróleo del país, detrás de YPF.

Petronas, a través de su filial Petronas E&P Argentina S.A., participaba activamente en el desa-

rollo de hidrocarburos no convencionales en la formación Vaca Muerta, en asociación estratégica con YPF. Su presencia se había concentrado en tres bloques clave: La Amarga Chica, Aguada Federal y Bandurria Norte, todos ubicados en la provincia de Neuquén.

La joya operativa del portafolio fue

sin duda el bloque La Amarga Chica, donde la sociedad con YPF permitió desplegar una infraestructura productiva de primer orden.

A finales de 2024, este bloque alcanzó una producción conjunta cercana a los 80.000 barriles equivalentes de petróleo por día (boe/d), de los cuales más de 71.000

barriles diarios correspondían a petróleo crudo. Se trataba, en efecto, de uno de los polos de shale oil más dinámicos de la cuenca neuquina.

Los bloques Aguada Federal y Bandurria Norte, también compartidos con YPF, mostraban un crecimiento sostenido. En particular, Aguada Federal había registrado



en julio de 2024 una producción diaria de 6.600 barriles de petróleo, lo que representó un incremento mensual del 135%. Estos desarrollos ilustraban la expansión de Petronas más allá del bloque insignia, consolidando su presencia en la ventana de shale oil más prolífica del país.

La actividad de Petronas no se limitaba al subsuelo. En La Amarga Chica, disponía de capacidad instalada para transportar hasta 57.000 barriles por día y exportar hasta 48.000 barriles diarios, integrando su producción a la red de oleoductos de Oldelval y a la terminal OTE.

Este componente logístico aseguraba la viabilidad comercial del proyecto, tanto para abastecimiento interno como para exportación.

La acción de Vista se disparó luego de que Galuccio anunciara que compró por US\$ 1.500 millones los campos de la petrolera malaya en el corazón de Vaca Muerta.

Petronas recibió 7.297.507 acciones de Vista, equivalentes a algo más de US\$ 300 millones. Vista anunció que llevan invertidos más de US\$ 6.000 millones en la Argentina desde el inicio de sus operaciones en 2018.

La operación entre la empresa de Galuccio y la malaya totalizó cerca de US\$ 1.500 millones de dólares. Vista abonó US\$ 900 millones en efectivo al cierre de la operación y pagará otros US\$ 300 millones en dos

pagos iguales en los años 2029 y 2030.

La inversión que no fue

La frustrada inversión conjunta entre YPF y Petronas para desarrollar una planta de gas natural licuado (GNL) en la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, representaba una de las iniciativas más ambiciosas de la historia del sector energético argentino. Con un volumen estimado en US\$ 30.000 millones y una capacidad proyectada de hasta 30 millones de toneladas anuales, el proyecto preveía la construcción de un complejo industrial para procesar el gas natural de Vaca Muerta y exportarlo a gran escala.

La planta constituía el eslabón industrial clave para transformar al país en un actor relevante en el comercio internacional de GNL, y había sido precedida por varios años de cooperación técnica, estudios de factibilidad y compromisos estratégicos entre ambas compañías estatales. Se trataba no solo de una inversión de magnitud sin precedentes, sino también de un salto cualitativo en la inserción energética de Argentina en los mercados asiáticos y europeos.

No obstante, hacia fines de 2024, Petronas decidió retirarse del proyecto, generando un profundo impacto en el panorama energético nacional. Aunque la empresa malaya no emitió un comunicado detallando los motivos de su repliegue, diver-

sas lecturas apuntan a una combinación de factores geopolíticos y diplomáticos.

El comprador

Vista Energy cotiza en las bolsas de Nueva York y de México, presenta una estructura accionaria diversificada entre inversores institucionales internacionales, fondos soberanos, accionistas individuales y el público general.

El principal accionista de Vista es Al Mehwar Commercial Investments LLC, con una participación aproximada del 13,47% del capital social, seguido de cerca por el Abu Dhabi Investment Council, fondo soberano de los Emiratos Árabes Unidos, que posee el 13,1% de las acciones. Estas dos entidades concentran más de una cuarta parte de la propiedad de la compañía.

El fundador y actual presidente y CEO, Miguel Galuccio, mantiene una participación

personal del 6,36%, que equivale a más de 6,2 millones de acciones. Junto a él, otros miembros clave del equipo fundador también figuran entre los principales accionistas: Pablo Vera Pinto, director financiero de Vista, posee el 1,54%, y Juan Garoby, director de operaciones, controla aproximadamente el 1,47% del capital.

Entre los principales inversores institucionales se encuentran firmas de gestión de activos de escala global, como Capital Research and Management Company (3,44%), Brookfield Corporation (2,34%), JPMorgan Asset Management (2,25%) y Mirae Asset Global Investments (1,72%). Asimismo, Morgan Stanley Investment Management posee cerca del 1,52%.

Según estimaciones, las instituciones financieras concentran alrededor del 50,4% del capital accionario, mientras que los accionistas inter-

nos (es decir, el equipo directivo y fundadores) suman cerca del 10,6%. El público general, a través del mercado accionario, representa aproximadamente el 26% de la propiedad, mientras que los fondos soberanos, principalmente de Medio Oriente, controlan otro 13,1%.

En paralelo Miguel Galuccio no ocupa un cargo ejecutivo en Schlumberger Argentina S.A. pero desde 2017, forma parte del Consejo de Administración de SLB (Schlumberger Limited) como director no ejecutivo independiente. Aunque no tiene una función operativa en Schlumberger Argentina, su posición en el consejo de administración de la empresa matriz le permite influir en las decisiones estratégicas a nivel local. Por su parte connoisseurs del mercado local afirman que la influencia de Schlumberger en Vista va más allá de la de un simple proveedor.

www.aer.com.ar

ENERGÍA PARA TODAS LAS INDUSTRIAS EN TODO EL PAÍS.

22

aer.com

GRUPOS ELECTRÓGENOS - COMPRESORES Y EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AIRE - SOLUCIONES EN OIL & GAS

0800 348 1007 ROSARIO C.A.B.A. NEUQUÉN

Pampa Energía realizó su primera exportación de gas a Brasil

Pampa Energía, la tercera productora de gas no convencional de la cuenca neuquina, y principal generadora privada de energía eléctrica del país, realizó su primera exportación de gas natural a Brasil, equivalente a 110.000 metros cúbicos/día, a partir de un acuerdo con la comercializadora brasileña Tradener, y la asistencia de la consultora local Giga.

Horacio Turri, director ejecutivo de Exploración y Producción de E&P de Pampa, afirmó que "Este logro es el resultado del trabajo sostenido que venimos realizando en los últimos años. Exportar gas a nuestros países

limítrofes nos posiciona como un actor relevante en la región y refuerza nuestro compromiso de transformar los recursos de Vaca Muerta en valor para el país".

Para este envío se utilizó la infraestructura de transporte que conecta Argentina, Bolivia y Brasil. Además, "esta operación marca el inicio de una estrategia que busca consolidar múltiples exportaciones de gas durante 2025 para ampliar la presencia del gas argentino en la región», se destacó.

En la actualidad Pampa cuenta con dos acuerdos vigentes de exportación de gas natural con clien-

tes de Brasil, por un volumen total de 2 millones de metros cúbicos por día. Con estos avances, la compañía refuerza su compromiso de convertirse en uno de los principales proveedores de gas de la región.

Sobre la producción de gas de Pampa

Pampa produce un promedio de 14,5 millones de metros cúbicos/día a través de sus yacimientos El Mangrullo y Sierra Chata. Durante el pico invernal de 2024, la producción alcanzó los 17 millones de metros cúbicos/día, lo que le permitió incrementar su participación

en el mercado interno y avanzar en nuevas oportunidades de exportación.

Sobre Tradener

Tradener es la primera comercializadora de energía de Brasil y, desde hace 26 años, se destaca por su actuación pionera y la búsqueda constante de soluciones innovadoras en el sector energético.

Desde 2022, también actúa en la importación de gas natural desde Bolivia y cuenta con reservas propias, operando como productora y comercializadora de gas, lo que amplía su relevancia en el mercado.

En el ámbito internacional, la empresa es una referencia en la exportación de energía eléctrica a países vecinos, con operaciones regulares hacia Uruguay y Argentina desde 2006.

Además, posee activos propios de generación de energía distribuidos en siete Estados brasileños, con parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y una termoeléctrica, totalizando 172 MW en operación. Este portafolio diversificado le garantiza a Tradener flexibilidad, seguridad y capacidad de respuesta ante las demandas del mercado.

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.

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

Tecpetrol exportó gas natural a Brasil vía Bolivia de la mano de EDGE y de MGAS

Tecpetrol, productora líder en gas no convencional en Argentina, realizó exportaciones en modalidad interrumpible para fomentar la integración energética regional, a través de dos comercializadoras de gas natural, la del grupo Cosan y la del grupo J&F.

A través de un acuerdo con EDGE, empresa brasilera promotora de la transición energética y en particular del mercado libre de gas, y otro con MGAS, gestora e importadora de gas, la compañía Tecpetrol -brazo energético del Grupo Techint- se sumó a las exportaciones de gas natural argentino con destino a Brasil vía Bolivia. Para ello se utilizó el sistema de gasoductos existente en los tres países.

Ricardo Markous, CEO de Tecpetrol, destacó que *“Nuestro principal objetivo es abrir nuevos mercados regionales, generando y haciendo subir la demanda para la oferta creciente de gas en el país, en particular con el potencial que desata Vaca Muerta. Hay una oportunidad enorme, y se están realizando y planeando ampliaciones de capacidad de transporte, que nos permitirán abastecer en forma competitiva y segura a todos nuestros países vecinos”*.

Los volúmenes aproximados de estas primeras exportaciones de Tecpetrol fue-

ron del orden de 150 Mm3/d para EDGE y de 100 Mm3/d para MGAS. Tecpetrol tiene una capacidad de producción total propia de 25 MMm3/d en Argentina, donde opera dos yacimientos gasíferos

convencionales en la Cuenca Noroeste y el principal yacimiento de gas no convencional en la Cuenca Neuquina (Fortín de Piedra), desarrollado en tiempo récord y que provee más del 16 % del

gas que se consume en el país. Se espera que Vaca Muerta produzca 246 millones de m3/día al 2030, una vez desarrollados los mercados regionales y los proyectos de LNG.

Tecpetrol es una

empresa del Grupo Techint. Es líder regional de energía, y trabaja para el desarrollo de los países de América Latina, con una filosofía de compromiso a largo plazo con las comunidades vecinas.

CONSTRUIMOS EL PRESENTE Y EL FUTURO

80 años diseñando y construyendo los proyectos más desafiantes alrededor del mundo para los segmentos de oil & gas, energía, minería, plantas petroquímicas e industriales, downstream, y obras civiles de infraestructura y arquitectura.

Reversión Gasoducto Norte (RGN),
Córdoba, Argentina.



TECHINT
Ingeniería y Construcción

techint.com

Southern Energy sumará un segundo barco de licuefacción al proyecto de exportación de GNL

La compañía Southern Energy, propiedad de Pan American Energy, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y Golar LNG, anunció que instalará otro buque de licuefacción en Río Negro y avanza en el proyecto para posicionar a la Argentina como nuevo proveedor en el mercado mundial de GNL.

Los dos buques, denominados "Hilli Episeyo" y "MKII" podrán producir 6 millones de toneladas anuales de gas natural licuado y se prevé que operen todo el año a partir de la construcción de un gasoducto específicamente dedicado a la provisión del gas a procesar.

Al respecto se informó que Southern Energy y Golar LNG firmaron un acuerdo por 20 años para la instalación del segundo buque de licuefacción en el Golfo San Matías, provincia de Río Negro, que producirá GNL destinado a los mercados de exportación. Entonces, el buque "MKII", se suma al "Hilli Episeyo", el primer barco acordado entre las partes, y en



conjunto tendrán una capacidad de producción de 6 millones de toneladas anuales de GNL, equivalentes a 27 millones de metros cúbicos día de gas natural.

La compañía prevé que las dos terminales flotantes de licuefacción puedan operar todo el año, para lo cual se requerirá la construcción del gasoducto dedicado entre Vaca Muerta (NQN) y el Golfo San Matías.

Con la firma de este acuerdo, Southern Energy, propiedad de PAE, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y Golar LNG, cumple con la primera fase del proyecto "Argentina LNG", que pre-

vé contar con la participación de toda la industria gasífera, y cuyo objetivo es convertir a la Argentina en un país exportador de GNL a través de distintas etapas durante los próximos años.

Las exportaciones de GNL comenzarán en 2027 con el inicio de la operación del "Hilli Episeyo", se ratificó. El buque "MKII", propiedad de Golar LNG, actualmente se encuentra en construcción en un astillero en China y se estima que llegará a la Argentina en 2028, previéndose el inicio de la operación comercial hacia finales de ese año. Dicho barco tendrá una capacidad de producción de

3,5 millones de toneladas anuales de GNL, equivalente a casi 16 millones de metros cúbicos día de gas natural. A partir del acuerdo firmado, los socios de Southern Energy tendrán la siguiente participación accionaria: PAE (30 %), YPF (25 %), Pampa Energía (20 %), Harbour Energy (15 %) y Golar LNG (10 %).

Asimismo, Southern Energy informó que avanzó con la decisión final de inversión (FID, según sus siglas en inglés) relacionada a la instalación del "Hilli Episeyo", con lo cual confirmó una inversión cercana a U\$S 7.000 millones a lo largo de los 20 años de opera-

ción en toda la cadena de valor, que además permitirán viabilizar mayores inversiones adicionales de desarrollo en Vaca Muerta.

El proyecto, que presentó su solicitud de adhesión al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), ya cuenta con el certificado de Autorización de Libre Exportación de Gas Natural Licuado por un plazo de 30 años, - otorgado por la Secretaría de Energía de la Nación-, como así también tiene aprobado el Estudio de Impacto Ambiental por parte de la provincia de Río Negro. El anuncio de Southern Energy fue destacado por el ministro de Economía, Luis Caputo, quien mencionó a través de X la inversión que implica el proyecto y que "con los dos barcos en producción, Argentina estará exportando GNL por U\$S 2.500 millones por año por los próximos 20 años". "Esto implicará la construcción de un nuevo gasoducto dedicado para abastecer los buques de licuefacción en la costa rionegrina", remarcó.

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

**DONDE HAY ENERGÍA,
HAY UNA HISTORIA.**

Te acompañamos en tu hogar, en cada emprendimiento que comienza y también cuando cargás el auto para recorrer nuevos caminos.

Formamos parte de tu vida, todos los días. Y nos llena de orgullo poder hacerlo.

Camuzzi, más que energía.

f i c in camuzzigas.com.ar

Apagón a la española

El gran blackout que afectó a España y Portugal a fines de abril, está directamente vinculado con los desafíos técnicos que presenta la estabilidad de redes eléctricas con alta penetración de energías renovables. Dos enseñanzas dejan el corte: que el costo de la energía no generada es altísimo y que la transición energética no puede prescindir de una arquitectura técnica y normativa que acompañe la evolución de la matriz de generación.

Las investigaciones preliminares sobre el apagón que afectó a España y Portugal el 28 de abril de 2025 revelan que dicho evento fue el resultado de una secuencia de fallas encadenadas, cuyas consecuencias expusieron con crudeza ciertas vulnerabilidades estructurales del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de fuentes renovables.

Todo comenzó con la pérdida súbita de generación, que se manifestó en al menos tres incidentes registrados en el sur y suroeste de la península. Uno de estos cortes, particularmente significativo, tuvo lugar apenas 19 segundos antes del colapso generalizado, lo que refleja la extrema fragilidad de la situación previa al apagón.

Esta pérdida abrupta de potencia provocó una caída brusca de la frecuencia del sistema de 50hz (en 49,5 o 50,5 hz), lo cual, a su vez, activó los mecanismos automáticos de protección, conduciendo a la desconexión de la interconexión eléctrica con Francia. Para una mayor comprensión: En los sistemas eléctricos con frecuencia nominal de 50 Hz, el rango seguro de operación se sitúa entre 49,8 y 50,2 Hz, mientras que la zona de alerta se extiende entre 49,5 y 49,8 Hz por



debajo, y 50,2 a 50,5 Hz por encima.

Cuando la frecuencia cae por debajo de 49 Hz o supera los 51 Hz, se ingresa en un umbral de emergencia, donde se activan mecanismos automáticos de protección. Si la frecuencia continúa descendiendo y alcanza valores entre 48,5 y 48 Hz, el sistema puede entrar en riesgo de colapso total, aunque el punto exacto de quiebre depende de la arquitectura y la resiliencia específica de cada red.

El origen

Se produjo una desconexión masiva de generación renovable, fenómeno desconocido, potenciado por el hecho de que, en el momento del incidente, la energía solar representaba cerca del 60% de la generación total. Esta proporción tan elevada, si bien co-

herente con los objetivos de transición energética, implicaba una baja inercia del sistema, lo cual limitó de forma crítica su capacidad de respuesta frente a las perturbaciones.

La elevada participación de las energías renovables contribuyó a exponer debilidades técnicas latentes. Entre estas, destacan dos en particular. En primer lugar, la ausencia de inercia rotacional, propia de las centrales térmicas o hidráulicas, ya que las plantas solares y eólicas conectadas mediante inversores no aportan masa rotante al sistema. En segundo lugar, la desconexión automática de los inversores, que, ante variaciones de frecuencia o tensión fuera de rango, están programados para retirarse del sistema como medida de autoprotección.

Esta conducta, aun-

que comprensible desde un punto de vista técnico individual, puede resultar catastrófica si se produce de manera simultánea a gran escala.

Todo caro

Para prevenir eventos similares en el futuro, distintos especialistas y organismos han propuesto una serie de medidas orientadas a reforzar la resiliencia del sistema eléctrico ante un entorno cada vez más dominado por fuentes de energía no gestionables. Entre estas acciones se incluye la implementación de inercia sintética, mediante tecnologías capaces de emular el comportamiento dinámico de los generadores tradicionales, como los convertidores avanzados y los condensadores síncronos. Asimismo, se subraya la necesidad de desarrollar sistemas

de almacenamiento de energía, especialmente baterías de gran capacidad, que permitan absorber excedentes y devolver energía al sistema en momentos críticos. Todo caro.

Otra recomendación clave es la mejora de las interconexiones internacionales, especialmente con Francia, de modo que se reduzca la condición de "isla energética" de la península ibérica, facilitando una mayor capacidad de soporte mutuo ante contingencias. Se propone también una revisión exhaustiva de los protocolos de desconexión de inversores, con el objetivo de evitar retiradas masivas ante perturbaciones de baja severidad que pueden actuar como catalizadores de colapsos más amplios.

En definitiva, el apagón español dejó al descubierto la urgente necesidad de modernizar y adaptar la infraestructura eléctrica a los desafíos que impone la transición energética.

La estabilidad del sistema ya no puede basarse exclusivamente en paradigmas heredados del pasado, sino que debe incorporar nuevas tecnologías, enfoques regulatorios y capacidades de respuesta acordes a una matriz que incorpore permanentemente energía no gestionable

Sincronismo y generación renovable

La pérdida de sincronismo, también conocida como salida de fase, es una condición técnica crítica en los sistemas eléctricos interconectados. En estos entornos, todos los generadores deben operar en armonía, coincidiendo en frecuencia, tensión y ángulo de fase. Cuando uno de ellos pierde esa correspondencia, deja de girar al unísono con el sistema, lo que genera una serie de efectos electromecánicos y eléctricos de alto riesgo. Entre las primeras manifestaciones se encuentran las potencias parásitas, es decir, corrientes activas y reactivas que circulan sin utilidad efectiva, produciendo sobrecalentamientos en generadores, transformadores o líneas, y reduciendo la eficiencia general del sistema. Además, la interacción desfasada entre el campo magnético del estator y el rotor introduce una torsión mecánica irregular, capaz de provocar vibraciones severas, daños estructurales y pérdida de control de la máquina. Frente a estos riesgos, los sistemas de protección están diseñados para detectar la pérdida de sincronismo mediante relés específicos que, al activarse, desconectan automáticamente el generador de la red y, en algunos casos, bloquean su reconexión hasta restablecer las condiciones nominales. Sin embargo, las consecuencias no se agotan en el equipo afectado. En



redes de gran escala, una pérdida de sincronismo puede provocar oscilaciones de frecuencia o tensión, distorsiones en la calidad de la energía —como el parpadeo lumínico o flicker— e incluso apagones o desconexiones en cascada que comprometen la integridad del sistema completo. Por ello, se trata de una falla grave, que exige respuestas automáticas e inmediatas.

En este contexto, la integración de generación renovable introduce desafíos particulares. A diferencia de los generadores térmicos o hidráulicos, los sistemas fotovoltaicos y eólicos modernos no operan como máquinas sincrónicas en sentido físico. Se conectan a la red mediante inversores electrónicos o convertidores de potencia, que emulan el comportamiento sincrónico por medio de algoritmos de seguimiento, en lo que se conoce como control grid-following. Esta arquitectura implica la ausencia de masa rotante, y con ella, la imposibilidad de aportar inercia

al sistema o de mantener la fase en forma convencional. Aunque no puedan “salir de fase” como los generadores clásicos, sí pueden experimentar fenómenos análogos: su desacoplamiento o desconexión ante condiciones anómalas puede equivaler funcionalmente a una desincronización. Estos riesgos se presentan, por ejemplo, ante perturbaciones como caídas de tensión, oscilaciones de frecuencia o cortocircuitos. En tales casos, los inversores suelen activar sus mecanismos de protección y se desconectan automáticamente para evitar daños. Esta conducta, si se repite de manera simultánea en múltiples unidades, puede agravar la inestabilidad general, sobre todo si los equipos carecen de capacidad de fault ride-through, es decir, de resistencia frente a fallas transitorias. Otro desafío estructural proviene de la incapacidad de los inversores para contribuir a la estabilidad de frecuencia en momentos de desequilibrio entre carga y generación. Al no po-

seer inercia rotacional, no amortiguan las variaciones, lo que puede acelerar la pérdida de sincronismo, especialmente en redes donde las renovables desplazan a las fuentes tradicionales. Frente a estas limitaciones, la evolución tecnológica ha comenzado a ofrecer soluciones prometedoras. Destacan los inversores del tipo grid-forming, que no solo siguen las condiciones de la red, sino que pueden establecer una referencia autónoma de frecuencia y tensión, lo que les permite operar en entornos frágiles o incluso formar redes aisladas. Asimismo, algunos parques eólicos de nueva generación incorporan convertidores controlados por software que reproducen dinámicamente el comportamiento de una máquina sincrónica, incluyendo la entrega de inercia virtual. Esta estrategia, conocida como “sincronía sintética”, constituye un paso decisivo hacia sistemas eléctricos más resilientes y adaptados a las exigencias de la transición energética.

Responsabilidades

La empresa responsable de administrar el despacho eléctrico en España es Red Eléctrica de España (REE), que ejerce las funciones de Operador del Sistema Eléctrico y Transportista de alta tensión. En el contexto del apagón, su eventual responsabilidad se examina desde dos planos complementarios: el técnico-operativo y el regulatorio.

Como operador central del sistema, REE desempeña un conjunto de funciones esenciales para el sostenimiento del equilibrio y la estabilidad del servicio eléctrico. Entre sus atribuciones se encuentran: garantizar, en tiempo real, la correspondencia entre la generación y la demanda de electricidad; mantener la estabilidad de parámetros críticos como la frecuencia, la tensión y la inercia del sistema; ejecutar el despacho económico y técnico de la generación disponible; coordinar las interconexiones internacionales —notablemente con Francia y Portugal—; y supervisar la respuesta de todos los generadores, tanto convencionales como renovables, frente a condiciones anómalas o perturbaciones.

En primer lugar, se identificó una respuesta tardía o insuficiente de la REE frente a eventos de pérdida súbita de generación. Se registraron al menos tres eventos de este tipo, uno de los cuales ocurrió apenas segundos antes del colapso total. Ello pone en cuestión la eficacia de

los sistemas de monitorización y control automático, como el AGC (Control Automático de Generación) o la activación de reservas secundarias, cuya reacción debió haber sido más veloz o contundente.

En segundo lugar, se observa una gestión inadecuada del riesgo sistémico derivado de la baja inercia, producto de una alta participación de generación solar y eólica. Esta condición reduce la capacidad de amortiguación del sistema frente a desequilibrios bruscos. REE, en su rol de operador, debió haber previsto tal vulnerabilidad y disponer anticipadamente de generación rotante de respaldo (como hidráulica o térmica), o activar reservas estratégicas para sostener el sincronismo.

Un tercer aspecto relevante es la posible falta de mecanismos de contención parcial del colapso. En sistemas eléctricos avanzados, es posible "aislar" secciones de la red (islanding) para evitar que una falla se propague y derive en un apagón total. La eficacia o ineficacia de los esquemas de defensa del sistema (conocidos como SIPS, por sus siglas en inglés) está siendo objeto de análisis, ya que su no activación o su limitada capacidad de respuesta pudo haber agravado la situación.

Se destaca la desconexión automática de la interconexión con Francia, causada por una caída brusca de frecuencia. Esta desconexión dejó a la Península Ibérica operando en forma aisla-



da, exponiendo una debilidad estructural largamente advertida: España sigue siendo una "isla energética" con insuficiente capacidad de intercambio eléctrico con el resto de Europa, una limitación reconocida incluso por la propia REE desde hace años.

Desde el punto de vista institucional, REE es responsable técnica del sistema eléctrico nacional y debe rendir cuentas tanto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como ante el Ministerio para la Transición Ecológica. La ministra Teresa Ribera y la secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen, han manifestado públicamente que REE deberá justificar sus decisiones operativas, en especial por no haber activado reservas adicionales en un contexto de riesgo creciente. Cualquier posible sanción o responsabilidad legal quedará sujeta a lo que determine la auditoría oficial en curso.

En síntesis, la REE incurrió en responsabilidades técnicas al no haber anticipado ni

contenido con eficacia la inestabilidad progresiva del sistema. Esto comprende fallas en la supervisión de eventos críticos, en la gestión de una red con escasa inercia derivada de la penetración renovable, y en la coordinación operativa de interconexiones y mecanismos de defensa del sistema. Sin embargo, debe subrayarse que varias de estas limitaciones no son exclusivamente atribuibles a REE, sino también al marco regulatorio, a la insuficiencia de inversiones estructurales y a debilidades en la planificación energética nacional que, en conjunto, condicionan su margen de maniobra.

Costos y pérdidas

El costo de la energía no suministrada (ENS) constituye una estimación económica del perjuicio que experimentan los usuarios del sistema eléctrico cuando, por diversas razones, se interrumpe el suministro. Su propósito esencial es cuantificar el valor económico y social de aquella

electricidad que, debido a fallas, apagones o desconexiones, no llega efectivamente a consumirse. En lugar de representar un costo técnico o contable, el ENS refleja una valoración económica del impacto real que dicha interrupción genera sobre la actividad de los usuarios, entendiendo por ello una pérdida tangible de bienestar, productividad o ingresos. No se trata, por tanto, del precio que se paga por la energía, sino del valor que ésta tiene en términos de su utilidad.

El cálculo del ENS se construye a partir de tres variables fundamentales. En primer lugar, se considera la cantidad de energía no suministrada, expresada habitualmente en kilovatios hora (kWh) o megavatios hora (MWh). Por ejemplo, si una planta industrial que demanda 10 MW por hora sufre un corte total de una hora, la energía no suministrada asciende a 10 MWh.

En segundo término, se estima el valor unitario del ENS, que se expresa en dólares o euros por kWh.

Este valor representa la pérdida económica por cada unidad de energía no entregada y varía en función de múltiples factores: el tipo de usuario (residencial, comercial, industrial, hospitalario), la naturaleza de la actividad afectada y la existencia o no de medios de respaldo (como generadores autónomos o sistemas de almacenamiento). Dicha estimación puede provenir de encuestas, análisis sectoriales o modelos de simulación de interrupciones productivas.

La tercera variable clave es la duración y el momento del corte. No posee el mismo impacto un corte de una hora en horas de bajo consumo (por ejemplo, de madrugada) que una interrupción de varias horas durante el pico de la actividad económica. Además, también se pondera si la interrupción fue programada o imprevista, lo que puede modificar sensiblemente el valor asignado al ENS.

La formulación básica del ENS es sencilla:

Costo ENS = Energía no suministrada (kWh) × Valor ENS (US\$/kWh)

Esta métrica es utilizada por distintos actores del sistema eléctrico. Los operadores de red la emplean como insumo fundamental para decidir dónde y cuándo realizar inversiones: si reforzar una línea eléctrica implica un costo de un millón de dólares, pero evita interrupciones valoradas en tres millones por ENS, la inversión se justifica plenamente. Por su parte, los entes reguladores la consideran al defi-

nir estándares de calidad de servicio, como los índices SAIDI (duración media de interrupciones) o SAIFI (frecuencia media de interrupciones). En los análisis de riesgo, el ENS sirve para estimar el impacto económico potencial de grandes apagones o eventos catastróficos. Incluso en los mercados eléctricos organizados, donde existen mecanismos de despacho por confiabilidad, el ENS influye en la programación de generación y reservas.

Un ejemplo ilustrativo: supongamos un corte de dos horas que afecta simultáneamente a 100 industrias medianas, cada una con un consumo promedio de 500 kWh por hora. La energía no suministrada asciende entonces a $100 \times 500 \times 2 = 100.000$ kWh. Si el valor ENS para ese sector industrial se estima en 4 dólares por kWh, el costo económico total del corte alcanza los 400.000 dólares.

En definitiva, el costo de la energía no suministrada permite medir con precisión cuánto pierde una economía o una sociedad cuando no dispone de electricidad, y se convierte en una herramienta decisiva a la hora de tomar decisiones sobre planificación energética, inversión en infraestructura y fijación de estándares de calidad del servicio.

Similitudes y enseñanzas

Cabe recordar el apagón de Australia del Sur en 2016 que fue un colapso eléctrico similar al de Espa-

ña. Ambos episodios son emblemáticos en la historia reciente de la transición energética, pues ilustran con crudeza los riesgos técnicos que pueden emerger en sistemas eléctricos con alta participación de fuentes renovables si no se acompaña dicha transformación con una infraestructura y una regulación adecuadas.

El 28 de septiembre de 2016, una intensa tormenta azotó el estado australiano de Australia del Sur, provocando el colapso de varias torres de transmisión de alta tensión. Esta pérdida física de infraestructura desencadenó una secuencia de desconexiones en la red.

En cuestión de segundos, el sistema sufrió oscilaciones de frecuencia de gran magnitud, que activaron los sistemas de protección de numerosos parques eólicos conectados al sistema regional. La mayoría de estos generadores —conectados a través de inversores electrónicos— no estaban configurados para tolerar múltiples fallas secuenciales (low fault ride-through), por lo que respondieron con desconexiones automáticas masivas. Esta retirada de capacidad de generación, en un contexto de creciente fragilidad, precipitó el apagón total del estado en menos de un minuto.

Una situación con notables similitudes con el caso que nos ocupa. Las consecuencias institucionales de ambos eventos también presentan paralelismos. En Australia, el apagón de 2016

derivó en una profunda revisión del marco normativo: se endurecieron los requisitos de conexión a la red, se exigió a los inversores mayor capacidad de fault ride-through, y se promovió la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala, entre los que destaca la célebre y carísima Tesla Big Battery de Hornsdale. En el caso español, el colapso de 2025 ha reactivado debates sobre la isla energética que

representa la península ibérica, la necesidad de mejorar las interconexiones con Europa y la urgencia de modernizar los esquemas de defensa del sistema para hacer frente a un modelo de generación cada vez más descentralizado y variable.

En definitiva, ambos apagones ponen de relieve una enseñanza común: la transición energética no puede prescindir de una arquitectura técnica y normativa que acom-

pañe la evolución de la matriz de generación. La incorporación masiva de energías renovables, si bien deseable y necesaria desde el punto de vista ambiental, debe ir de la mano de un rediseño profundo de los sistemas de control, protección, almacenamiento e interconexión.

De lo contrario, el riesgo de inestabilidad sistémica seguirá presente, aunque la energía provenga del sol o del viento.

ON ES UN MONTÓN

AXION energy

Carrefour

TICKETEK

Movistar Arena

QUANTUM

JetSMART

Spot

Castrol

YA TENÉS TU DESCUENTO EN COMBUSTIBLE

AXION energy

DESCUENTOS & BENEFICIOS PENSADOS PARA VOS

Consultar bases, condiciones y toques de descuento de la promoción en onaxionenergy.com o en www.axionenergy.com

El gobierno decretó la privatización total de ENARSA

Por Santiago Magrone

A través del Decreto 286/2025, el Gobierno Nacional puso en marcha el proceso de privatización total de la empresa estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA), y considera que con esta decisión “se ha dado un paso importante para mejorar la eficiencia del Estado y fortalecer el rol del sector privado en el desarrollo energético del país”. Al respecto, comunicó que

“en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos, se inicia el proceso de privatización total de ENARSA, que se llevará a cabo mediante la separación de las actividades y bienes de cada una de sus unidades de negocio”.

Como primera etapa, se autoriza la venta del 100 % de las acciones de ENARSA en CITELEC S.A., empresa controlante de Transener, responsable de la transmisión eléctrica



en todo el país. Esta operación se realizará mediante concurso público nacional e internacional.

El gobierno argumentó que “durante años, ENARSA requirió transferencias millonarias del Tesoro para sostener una estructura que no logró resultados eficientes ni en calidad de servicio ni en administración. Este proceso apunta a ordenar el funcionamiento del Estado y permitir que el sector privado, con capacidad de inversión y experiencia, asuma la

gestión de actividades clave como la transmisión eléctrica”.

“La medida busca mejorar el servicio, fomentar la competencia y garantizar precios reales y sostenibles para todos los argentinos. El sector privado no solo puede hacerlo mejor, sino que además es el motor natural de la inversión, el empleo y la innovación”, sostiene la Administración Milei.

El origen

ENARSA fue creada en el año 2004 me-

diante la sanción de la Ley 25.943, promulgada por el Poder Ejecutivo a cargo de Néstor Kirchner con el decreto 1529/2004, teniendo como objetivos detallados llevar a cabo el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, el transporte, el almacenaje, la distribución, comercialización e industrialización de estos y sus derivados.

energía eléctrica. Fue concebida entonces como una herramienta de política energética desde el Estado, lo que explica, en parte, la decisión política contraria ahora dispuesta.

Ya en el año 2017, durante el gobierno de Mauricio Macri, el nombre ENARSA fue cambiado a IEASA (Integración Energética Argentina S.A.) y se intentó activar un proceso similar de ventas accionarias, por caso las acciones de CITELEC, pero hubo desacuerdos incluso en el seno del entonces ministerio de Energía y Minería (MINEM).

En 2022, gobierno de Alberto Fernández, IEASA trocó en ENARSA, y la empresa tuvo una muy activa participación en la coordinación del proceso de construcción del Gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner (GPNK-Etapa I), denominación que en la era Milei trocó a Gasoducto Perito Moreno.

La titularidad de la

COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K

“dejenos manejar su presión..”

www.casucci-sa.com

“la elección lógica”

empresa ENARSA está repartida de la siguiente manera:

El 97,94 % pertenece al Estado nacional; Provincia de Chubut, Formosa y Río Negro 0,20 % cada una; Provincia de Buenos Aires, Córdoba, Corrientes, Chaco, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, San Juan, Santa Cruz, Santiago del Estero y Tierra del Fuego 0,12 % cada una, Nucleoeléctrica Argentina S.A. 0,01 por ciento.

En los considerandos del Decreto se puntualiza que ENARSA “desarrolla su actividad comercial en diversos sectores que comprenden los hidrocarburos y sus actividades asociadas y el desarrollo de infraestructura para la generación y el transporte de energía eléctrica”.

Y en este sentido se describe que la empresa estatal “tiene participación accionaria en una gran cantidad de compañías”, en las siguientes proporciones:

COMPANÍA INVERSORA EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CITELEC S.A., 50 por ciento; ENARSA SERVICIOS S.A. 100 %; ENARSA PATAGONIA S.A., 90 %; VIENTOS DE LA PATAGONIA S.A., 80 %; TER-



MOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A. 68,83 %; TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A. 65 %; ENARSA AEROPUERTOS S.A., 20 %; PARQUE EÓLICO ARAUCO S.A. con participación estatal mayoritaria, 1,07 %; NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A., 1 %; HIDROELÉCTRICA ARGENTINA S.A. unipersonal, 100 %; CERROS COLORADOS HIDROELÉCTRICA ARGENTINA S.A., 98 %; ALICURÁ HIDROELÉCTRICA ARGENTINA S.A. 98 %; PIEDRA DEL ÁGUILA HIDROELÉCTRICA ARGENTINA S.A., 98 %; y CHOCON HIDROELÉCTRICA ARGENTINA S.A. 98 por ciento.

El decreto privati-

zador puntualiza que conforme surge de los estados contables de ENARSA, en el año 2023 el Estado Nacional realizó aportes a la empresa por la suma aproximada de \$ 1.234.888.578.000 (pesos un billón doscientos treinta y cuatro mil ochocientos ochenta y ocho millones quinientos setenta y ocho mil). No hay detalle referido a tal erogación.

Y en otro de los considerandos se puntualiza que “con el fin de asegurar la continuidad de las operaciones de la empresa de manera eficiente y competitiva, resulta imprescindible promover e incrementar la incorporación de inversores privados, considerándose la privatización total de ENARSA co-

mo el medio más idóneo para alcanzar tal fin”.

Al respecto se describe en el decreto que “en virtud de la multiplicidad de actividades que lleva adelante la citada empresa y de los diferentes regímenes jurídicos aplicables a cada una de ellas, resulta necesario desarrollar un proceso de privatización por etapas, garantizando la continuidad de la prestación de los servicios y de la ejecución de las obras en curso que ENARSA tiene a su cargo”.

“El Estado se enfoca en lo que debe hacer: organizar, regular y cuidar el buen funcionamiento del sistema energético. Este es un paso concreto hacia una Argentina más

moderna, más eficiente y con mejores servicios para su gente”, se remarcó.

CITELEC

El decreto hace hincapié en que “se considera oportuno iniciar el procedimiento de privatización, como primera etapa, con la venta de las acciones que integran el capital social de COMPANÍA INVERSORA EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CITELEC S.A. de titularidad de ENARSA”.

CITELEC S.A. es la accionista controlante de COMPANÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER S.A., siendo titular del 52,65 % del capital accionario total, al ser tenedora de todas las acciones clase A -que representan el 51 % de dicho capital- y del 1,65 % de las acciones clase B. Asimismo, CITELEC S.A. es accionista minoritaria en las compañías TRANSENER INTERNACIONAL LTDA y EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A. (TRANSBA S.A.).



- 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



OLADE: El comercio energético y la suba de aranceles en EE.UU.

Un estudio de la Organización Latinoamericana de la Energía OLADE reveló que las exportaciones energéticas entre América Latina y el Caribe (ALC), y los Estados Unidos (EE.UU) han registrado un crecimiento, alcanzando los U\$S 146.587 millones en 2023, más del doble de los U\$S 68.031 millones reportados en el año 2020.

Además, el análisis indica que EE.UU tiene un superávit en el comercio energético con ALC, con exportaciones que son al menos el doble de sus importaciones desde la región.

La estructura comercial revela que el 80 % de las exportaciones estadounidenses hacia ALC son petróleo y derivados, y poco menos del 20 % es gas natural. Mientras, casi todas las ventas de ALC a EE.UU son petróleo.

Del total de exportaciones de ALC a EE.UU, casi el 10 % corresponde a productos energéticos. Por su parte, el 20 % de



lo que exporta EE.UU a ALC son productos energéticos.

El aumento de 10 % en los aranceles en EE.UU tendría un impacto comercial de 0.08 % de su PIB.

Entre las estrategias sugeridas para afrontar esta situación en ALC se encuentran la diversificación de mercados, particularmente hacia Europa y Asia, así como el fortalecimiento de proyectos de integración regional.

También se subraya la necesidad de avanzar hacia matrices energéticas más sostenibles y autosuficientes, lo que aumentaría la resiliencia de la región ante posibles crisis externas.

El estudio de OLADE subrayan la relevancia de establecer políticas preventivas y de diversificación que resguarden los intereses energéticos y económicos de América Latina y el Caribe frente a los cambios en

las políticas comerciales de EE.UU.

Por otra parte, as tendencias energéticas en la región permiten entender el comportamiento de los mercados de energía y su impacto en la economía y la sostenibilidad de los países de América Latina y el Caribe. La inflación energética mensual aumentó 3.3 veces, pasando de 0.26 % en enero de 2025 a 0.86 % en febrero del mismo año. A pesar de la

caída del 5.3 % en los precios del petróleo respecto a enero, esta disminución no se ha traducido en menores tarifas de combustibles en la región.

Cabe indicar que el precio del petróleo explica aproximadamente el 60 % de la variación de este índice. Es decir, este mes son las tarifas eléctricas para los sectores industrial y residencial las que explican principalmente el alza del índice, como consecuencia de la reducción de subsidios en varios países de América Latina y el Caribe. En febrero de 2025, la inflación energética anual en América Latina y el Caribe alcanzó el 3.16 % en comparación con febrero de 2024. Aunque se trata de una de las cifras más altas de los últimos cuatro meses, se mantuvo por debajo de la inflación total, que fue del 4.10 %.

En el mismo mes, la inflación energética interanual en los países de la OCDE descendió a 3.62 %, tras haber registrado 4.0 % en enero.

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



Avanza la construcción del Parque Solar El Quemado

YPF Luz describió el avance de ingeniería y obra del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado, ubicado en Las Heras, a 53 km de la ciudad de Mendoza. Este mes se concretó la instalación de la 'Golden Tracker'. Se trata del montaje estructural y funcional de la primera fila de paneles solares que tendrá el primer proyecto renovable en ingresar al RIGI.

Este avance requirió del trabajo coordinado de varios equipos y proveedores, y consistió en la instalación completa de un tracker, con su conexión eléctrica y la verificación funcional del movimiento de los paneles. Esta fila inicial actúa como modelo de referencia para el resto de los paneles.

La calidad y precisión con la que se instala la Golden Tracker es crucial porque establece el estándar técnico que guiará la instalación



masiva de los más de 500.000 paneles fotovoltaicos bifaciales que tendrá El Quemado, se explicó.

De esta manera, el proyecto solar más grande de Argentina avanza según su planificación y tiempos estipulados, consolidando las etapas de la obra bajo los más altos estándares de calidad y ejecución técnica.

La compañía inauguró hace unas se-

manas el Parque Eólico General Levalle, de 155 MW, en Córdoba y alcanzó así una capacidad instalada total de 3,4 GW.

Este año continúa construyendo dos proyectos renovables más como El Quemado y el Parque Eólico CASA, de 63 MW, en Olavarría; con el objetivo de superar los 3,8 GW de potencia instalada total, de los cuales más de 1GW serán renovables.

Hernán Pardo asume como Director General de Camuzzi



Los directorios de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. han designado a Hernán Pardo como Director General de ambas compañías a partir del 01 de mayo del corriente.

Hernán Pardo es Ingeniero Electromecánico con orientación en energía, graduado en la Universidad de Belgrano. Es Máster en Dirección de Empresas por la Universidad del Salvador y cuenta con un "Senior Management Program" de la Universidad de San Andrés/ESADE.

Posee más de 30 años de experiencia en la industria energética y de los servicios públicos. Inició su carrera profesional en EDENOR S.A. en el año 1993, ocupando distintos cargos de responsabilidad en áreas como control de gestión, planificación y presupuesto, medio ambiente, abastecimiento y logística.

En 2003 se trasladó a Francia, para ocupar la posición de Gerente de la Plataforma de Abastecimiento de "Ile de France" con responsabilidades en el área de Paris y Gran Paris de Électricité de France (EDF), empresa multinacional francesa de servicios eléctricos.

Dos años más tarde, regresó al país para ocupar posiciones gerenciales en el área técnica, de abastecimiento, logística y servicios de EDENOR S.A. En el 2016 asumió como Director de Abastecimientos y Servicios de Pampa Energía, cargo que ocupó hasta su actual designación en Camuzzi.

Por su parte Jaime Barba - actual Presidente de ambas distribuidoras de gas fue ratificado en su cargo en el marco de las asambleas y directorios celebrados en ambas compañías.

Características del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado

Capacidad instalada total: 305MW.

Etapas: Etapa I: 200 MW - Etapa II: 105MW.

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: 511.000 fotovoltaicos bifaciales.

Plazo total de construcción: 18 meses.

Empleo en etapa de obra: más de 400 personas en pico de obra.

Superficie de instalación: más de 600 hectáreas. El parque se interconectará al Sistema Argentino de Transporte Eléctrico (SADI) a través de una nueva estación transformadora de 220/33kV.

Fecha de inicio de operación: primer trimestre de 2026.

Jaime Barba fue reelecto presidente de ADIGAS

La Asociación de Distribuidores de Gas de la República Argentina (ADIGAS) renovó, en Asamblea ordinaria, su Consejo de Administración para el período 2025-2027 siendo reelecto como titular de la organización que nuclea a las nueve distribuidoras de gas natural por redes del país, el actual presidente de Camuzzi, Jaime Barba. Lo acompañarán como vicepresidentes 1° y 2°, respectivamente, el Gerente General de Naturgy BAN, Gerardo Gómez y el director de Gasnea, Carlos Castro. El detalle de la conducción surgida de la Asamblea es el siguiente:

Presidente: Jaime Barba (Camuzzi)

Vicepresidente 1°: Gerardo Gómez (Naturgy BAN)

Vicepresidente 2°: Carlos Castro (Gasnea)

Secretario: Dante Dell'Elce (Litoral Gas)

Tesorero: Sebastián Mazzucchelli (Metrogas)

Vocales: Claudio Encinas (Camuzzi)

Natalia Rivero (Ecogas)
Ariel Sánchez (Naturgy NOA)

Síndico titular:
Mariano Belinco (Camuzzi)

Perfil del nuevo Presidente Jaime Barba es abogado graduado en la Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales de la Universidad Nacional del Litoral – Santa Fe, y cuenta con estudios de posgrado en el IAE y el CEDEF. Posee una vasta trayectoria en el sector energético. Entre 1996 y 2004 se desempeñó en la Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos Sociedad Anónima (EDEERSA), ocupan-

do distintos cargos de responsabilidad, hasta asumir la Presidencia y Dirección General de la misma. Posteriormente trabajó en la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR). Fue Gerente General de EMDERSA y Presidente de Empre-

sa Distribuidora Norte S.A. (EDEN), Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. (EDESA), Empresa Distribuidora de Electricidad de San Luis S.A. (EDESAL), Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A. (EDELAR), además de Director y miembro

del Comité Ejecutivo de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Se incorporó a Camuzzi en el año 2017 y es, actualmente, Presidente de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur y Gerente General de las com-

pañías. Adicionalmente es miembro de la Comisión fiscalizadora del Paraná Rowing Club, integrante del Consejo Directivo y Presidente de la Subcomisión de Asuntos Legales de la Unión Argentina de Rugby y durante 2023, integró el Consejo Directivo de World Rugby.

SECCO

INDUSTRIA ARGENTINA

CREAMOS FUTURO

GENERACIÓN DE ENERGÍA | COMPRESIÓN DE GAS | PRODUCCIÓN INDUSTRIAL

MÁS DE 85 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS

Caídas en Residencial y Comercial

La demanda de electricidad bajó 2,5 % en marzo

La demanda de energía eléctrica en marzo último bajó -2,5 % en comparación con la del mismo mes de 2024 al alcanzar los 11.652,2 GWh a nivel nacional. El primer trimestre del año la demanda acumuló una leve suba de 0,8 por ciento.

Por su parte, las distribuidoras de Capital y GBA tuvieron un ascenso de la demanda de 4,3 % en el tercer mes del año. No obstante, descendieron los consumos residenciales y comerciales, mientras aumentaron los industriales a nivel nacional.

Datos de Marzo 2025

En marzo de 2025, la demanda neta total del MEM fue de 11.652,2 GWh; mientras que el año anterior había sido de 11.948,9 GWh¹. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -2,5 por ciento.

En marzo, existió un decrecimiento intermensual de -9,8 % respecto de febrero de 2025, que había alcanzado los 12.911,7 GWh (febrero tiene 28 días, 3 menos que enero).

Aún se mantiene el día 10 de febrero de 2025 como el registro del máximo histórico de demanda de potencia en el SADI con una marca de 30.257 MW a las 14:47 y una temperatura en GBA de 37,9 °C, lo que superó el récord anterior de 29.653 MW del 1 de febrero de 2024.

En cuanto a la demanda residencial de marzo, se alcanzó el 45 % del total país con una caída de -4,8 % respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda comercial descendió -1,9 %, siendo el 28 % del consumo total. Y la demanda industrial representó el 27 %, con una leve suba en el mes del orden del 0,8 %, aproximadamente.

Consumo de los últimos meses

La demanda eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido febrero de 2025): 5 meses de baja (abril, -0,4 %; junio, -7 %; septiembre, -6,6 %; diciembre de 2024, -2,2 %; y marzo de 2025, -2,5 %) y 7 meses de suba (mayo de 2024, 12,9 %; julio, 6 %; agosto, 3,5 %; octubre, 2,2 %; noviembre de 2024, 0,2 %; enero de 2025, 4 %; y febrero de 2025, 0,5 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba de 0,9 por ciento.

Consumo mensual regional

En cuanto al consumo por provincia, en marzo, 17 fueron las provincias y/o empresas que marcaron descensos: Santiago del Estero (-20 %), Tucumán y Jujuy (-17 %), San Juan (-15%), La Rioja y Formosa (-14 %), Salta (-13 %), Catamarca y Mendoza (-11 %), San Luis (-10 %), Chaco (-9 %), Córdoba (-8 %), EDES (-4 %), Río Negro, Santa Fe, Entre Ríos y La Pampa (-3 %).

Por su parte, 10 pro-

vincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo: Neuquén y Santa Cruz (5 %), Chubut (3 %), EDELAP, Misiones y EDEN (2 %), EDEA y Corrientes (1 %), entre otros.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron 31 % del consumo del país y totalizaron un ascenso conjunto de 4,3 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una suba de 4,5 %, mientras que en EDESUR la demanda ascendió 3,9 por ciento.

En cuanto a las temperaturas, el mes de marzo de 2025 fue levemente más caluroso en comparación con marzo de 2024. La temperatura media fue de 23,4 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 23,3 °C, y la histórica es de 21,7 °C.

Datos de Generación

La generación térmica es la principal fuente utilizada para satisfacer la demanda, aunque se destaca que por primera vez el aporte de las energías alternativas (fotovoltaica

y eólica) ocupa el segundo lugar al superar a la generación hidráulica.

En marzo, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 2.054 GWh, lo que representa una variación del -16 % respecto a 2024.

Por su parte, la potencia instalada es de 43.555 MW, donde el 58 % corresponde a fuente de origen térmico y un 38 % de origen renovable (alternativa e hidráulica).

Asimismo, el despacho térmico fue similar, al mismo tiempo que el consumo de combustible también terminó siendo similar si se compara mes a mes a nivel del total.

Así, en este tercer mes del año siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 57,63 % de los requerimientos.

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas cubrieron el 16,83 % de la demanda, las nucleares proveyeron el 5,88 %, y las generadoras de fuentes alternativas cubrieron el 16,85 % del total. Por otra parte, la importación de electricidad representó el 1,20 % de la demanda total.



CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

- ® MARCAS y PATENTES
- ® DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES
- ® PROPIEDAD INTELECTUAL

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5° C - C1057AAG - C.A.B.A.
(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3961-2620)
Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7° OF. 5° (0351 - 4219637 / 4282390)
www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@planmail.com.ar



energía humana en acción™

Nuevos desafíos en estaciones de servicio

La vertiginosa evolución tecnológica implica una constante revisión de las soluciones implementadas en los comercios; las estaciones de servicio y sus tiendas de conveniencia no son ajenas a estas cuestiones y por ello las claves de un futuro sostenible se basan en su capacidad de adaptación por lo que un diseño minimalista y modular, adaptable y apoyado en las nuevas tecnologías, se plantea como una solución adecuada.

El Arq. Ernesto Sister de Balko nos explica que: "Para este tipo de negocios

la hiperpersonalización, la omnicanalidad y la sostenibilidad ambiental son la clave para atender al cliente actual. En los proyectos que realizamos se evidencia cada vez más la inversión en tecnología que incorporan el uso de IA para registrar datos y comportamientos que permiten comprender las preferencias de los compradores". Estas nuevas tecnologías para "leer al usuario" ayudan a confeccionar una experiencia de compra integrada anticipando sus comportamientos. Al mismo tiempo agilizan el proceso de pa-



go en tienda, monitorean el flujo de clientes y detectan amenazas potenciales. Sis-

ter agrega que: "Debemos tener en cuenta que los consumidores actuales están cada vez más conscientes de los problemas ambientales y buscan marcas que adopten prácticas sustentables, como reducir su huella de carbono y utilizar materiales reciclados". Esto se suma a la "neuroarquitectura", una nueva tendencia que estudia cómo los espacios físicos que habitamos influyen en nuestro cerebro, nuestras emociones y nuestro comportamiento; reforzando en los clientes una experiencia de compra agradable.

TGN más cerca de sus clientes corporativos

Con el lanzamiento del Portal de Clientes, se abre un nuevo capítulo en la relación de TGN con sus clientes corporativos. Con unos pocos clics, podrán acceder a una multiplicidad de trámites y consultas, facilitándose de este modo una gestión rápida, simple y amigable.

Expertos en conexiones, también con las personas, TGN ha buscado con esta herramienta traducir y hacer efectiva la importancia y la prioridad que la comunicación asume en la relación con sus clientes.

Este nuevo espacio de encuentro favorece una interacción ágil y dinámica brindando la posibilidad de completar gestiones varias, entre las cuales:

- Dar de alta un reclamo y realizar su seguimiento.



- Generar solicitudes y/o pedidos de información.

- Visualizar archivos y notificaciones

Además, los clientes podrán generar distintos usuarios y roles para los integrantes de su organización.

Todo apunta a mejorar la experiencia a través de una tecno-

logía que lleva la relación al siguiente nivel, en un marco de disponibilidad 24/7, con un ida y vuelta siempre abierto a la recepción de sugerencias.

TGN invita a su comunidad de clientes a ingresar a <https://infoclientes.tgn.com.ar/>

Acerca de TGN

TGN es la operado-

ra regional de ductos y proveedora de soluciones confiables para el desarrollo de proyectos energéticos.

Opera y mantiene 11.256 km de gasoductos de alta presión y 22 plantas compresoras y es la responsable de transportar el 40% de gas inyectado en gasoductos troncales argentinos a través de los Gasoductos Norte

y Centro Oeste.

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

Su sólida experiencia en la industria y un equipo de profesionales altamente calificado le permite 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 SouthernCone Energy Holding Company Inc. y el 20% restante cotiza en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (BYMA).

Los clientes de Shell podrán comprar snacks sin bajar del auto

Raizen, licenciataria de la marca Shell, anuncia la implementación de su innovador concepto de venta de bebidas y snacks en playa. Diseñado para mejorar la experiencia del cliente en el momento de carga de combustible, acerca la variada oferta de la tienda al surtidor, creando una nueva ocasión de consumo, con la calidad y el cuidado que distinguen a Shell.

Shell Select, la marca de tiendas de conveniencia de Shell, ha desarrollado este proyecto durante un año, partiendo de prototipos en ocho estaciones, sobre los que aplicó mejoras y ajustes hasta llegar a la versión óptima, mostrando resultados prometedores.

Estación Shell Select busca expandir las mejores prácticas de venta de productos en la playa, ofreciendo conveniencia, variedad de productos, exhibición atractiva y promociones especiales. La estación incluye un conjunto "todo en uno"

que integra muebles de facturación, heladeras fast lane, exhibidores de snacks, depósitos y cartelería digital bajo los más altos estándares de seguridad y eficiencia operativa.

Shell Select reafirma su liderazgo en la búsqueda constante por anticiparse a las expectativas de sus clientes y ser ese lugar más en su día.

Sebastián Pérez Olgati, Director de Retail de Raizen Argentina, comentó: "Nos enorgullece ser líderes a nivel mundial con este nuevo concepto de compra en playa. La estación Shell Select enriquece la experiencia del cliente, ofreciendo una ocasión de compra única, rápida y memorable sorprendiéndolo en cada uno de los puntos de contacto". Raizen Argentina se creó en octubre de 2018 a partir de la compra, por parte de Raizen, del negocio de Downstream de Shell Argentina. Sus accionistas mayoritarios son Shell plc y el grupo Cosan de Brasil. Entre sus activos

se encuentran la Refinería de Buenos Aires, ubicada en Dock Sud, la planta de Lubricantes localizada en Barracas, la red de más de 880 estaciones de servicio, los negocios de combustibles ma-

ritimos, combustibles de aviación, asfaltos, químicos y especialidades, así como las actividades de suministro y distribución en el país. Mediante un acuerdo de licencia de marca, Raizen utiliza

la marca Shell, lo que permite a los clientes el acceso a productos y servicios de altísima calidad, que han caracterizado a la marca en sus más de 110 años de historia en el país.



> BASES Y CAMPAMENTOS OIL & GAS



Llevamos confort a las áreas más remotas.

Base Pan American Energy en Lindero Atravesado Oriental - Vaca Muerta, Neuquén. Realizado por Balko, una empresa del Grupo Balko.

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



China pone en marcha el primer reactor nuclear de torio operativo del mundo

El país asiático logra un hito en energía limpia con un reactor experimental que promete una revolución energética más segura y sostenible

China se ha convertido en la primera nación en operar con éxito un reactor nuclear de torio, marcando un punto de inflexión en la carrera global por dominar esta prometedora tecnología energética. Según informaron medios estatales, científicos chinos lograron recargar combustible en un reactor experimental de sal fundida alimentado con torio, que continúa operando de forma estable en el desierto de Gobi. El anuncio fue realizado por Xu Hongjie, científico jefe del proyecto, durante una reunión a puertas cerradas en la Academia China de Ciencias, celebrada el 8 de abril. Según el diario oficial Guangming Daily, se trata de la primera operación prolongada y estable de un reactor de este tipo a nivel mundial, lo que sitúa a China a la vanguardia de una posible nueva revolución energética.

El reactor utiliza sal fundida como portador de combustible y refrigerante, y torio — un elemento radiactivo más abundante y, según muchos expertos, más seguro que el uranio— como fuente de energía. Está diseñado para producir de manera sostenible 2 megavatios de potencia térmica.

El reactor utiliza sal fundida como portador de combustible y refrigerante, y torio — un elemento radiactivo más abundante y, según muchos expertos, más seguro que el uranio— como fuente de energía. Está diseñado para producir de manera sostenible 2 megavatios de potencia térmica.



Energía del futuro

El torio es considerado por científicos y defensores de la energía nuclear como una alternativa viable y menos riesgosa al uranio, debido a su mayor abundancia en la corteza terrestre y su capacidad de generar menos residuos radiactivos. Un informe del Servicio Geológico Nacional de China señaló en enero que una sola mina rica en torio en Bayan Obo, Mongolia Interior, podría abastecer las necesidades energéticas del país durante decenas de miles de años.

Durante la reunión del 8 de abril, Xu comparó el avance chino con la fábula de Esopo La liebre y la tortuga, sugiriendo que China ha tomado el relevo de Estados Unidos en esta carrera tecnológica. “Los conejos a veces cometen errores o se vuelven perezosos. Es entonces cuando la tortuga aprovecha su oportunidad”, dijo, aludiendo al abandono del proyecto de reacto-

res de sal fundida por parte de EE.UU. en la década de 1970.

Herencia americana

Aunque el desarrollo de reactores de sal fundida comenzó en Estados Unidos en los años 60, fue dejado de lado en favor de los sistemas basados en uranio. “Estados Unidos dejó su investigación disponible al público, esperando al sucesor adecuado”, explicó Xu. “Nosotros fuimos ese sucesor”.

El equipo liderado por Xu en el Instituto de Física Aplicada de Shanghai pasó años estudiando documentos desclasificados de EE.UU., replicando sus experimentos e innovando sobre ellos. “Dominamos cada técnica registrada en la literatura —y luego fuimos más allá”, aseguró.

El proyecto chino comenzó con estudios teóricos en los años 70, pero fue recién en 2009 cuando la dirección de la Academia de Ciencias encargó

formalmente a Xu la misión de llevar la tecnología a la realidad. En dos años, el equipo pasó de unas pocas docenas de investigadores a más de 400.

La construcción del reactor experimental arrancó en 2018. Según medios estatales, la dedicación fue extrema: muchos científicos renunciaron a sus vacaciones y algunos pasaron más de 300 días al año en el sitio. En octubre de 2023, el reactor alcanzó la criticidad (una reacción nuclear autosostenida) y en junio de 2024 logró operar a plena potencia. Cuatro meses después, el equipo realizó con éxito una recarga de combustible sin detener el funcionamiento, consolidando su estatus como el único reactor de torio en operación en el mundo.

Proyección futura

El éxito del reactor experimental no es el final del camino. Ya está en marcha la construcción de un re-

actor de sal fundida mucho mayor, que podría alcanzar la criticidad en...

El éxito del reactor experimental no es el final del camino. Ya está en marcha la construcción de un reactor de sal fundida mucho mayor, que podría alcanzar la criticidad en 2030. Esta versión más avanzada está diseñada para generar 10 megavatios de electricidad.

Además, la industria estatal china de construcción naval ha presentado diseños conceptuales para buques portacontenedores impulsados por energía de torio, lo que abriría la puerta al transporte marítimo sin emisiones.

Mientras tanto, en Estados Unidos, los esfuerzos por reactivar el desarrollo de reactores de sal fundida siguen mayormente en fase de planificación, a pesar del apoyo bipartidista en el Congreso y de iniciativas del Departamento de Energía. “En el juego nuclear no hay atajos”, advirtió Xu. “Se necesita resistencia estratégica: enfocarse en una sola cosa durante 20 o 30 años”. Y recordó que el reactor alcanzó su potencia máxima el 17 de junio de 2024, exactamente 57 años después de la primera detonación de una bomba de hidrógeno por parte de China. “Ahora queremos replicar ese impacto disruptivo en el sector energético”, concluyó.

Chevron advierte sobre los riesgos para EE.UU si abandona Venezuela

Mike Wirth, presidente de Chevron, aseguró que si la petrolera detiene sus operaciones en Venezuela, la seguridad energética y la “creciente influencia de China” podrían afectar a los intereses estadounidenses., según informa AP

Mike Wirth, presidente ejecutivo de Chevron, se expresó ayer en contra de la decisión de Washington de que la compañía deje de operar en Venezuela una vez que la licencia expedida por el ex presidente de EE.UU. Joe Biden que permitía a la empresa operar en el país latinoamericano expire. Chevron, que solo tiene permiso para exportar petróleo venezolano a Estados Unidos, ha estado bajo presión de la Administración de Donald Trump para detener las extracciones en Venezuela. Sin embargo, Wirth dijo estar en desacuerdo con la medida, debido a sus preocupaciones por la seguridad energética y la “creciente influencia de China en Occidente.

“Hemos visto este mismo método anteriormente en África, en América Latina y en Asia Central. Y China ha creado una presencia y una influencia más fuerte [...] mediante el uso de sus activos económicos y su posición para hacerlo”, aseguró Wirth. Wirth advirtió que si la compañía deja de extraer crudo en Venezuela, esto traerá profundas implicaciones para la seguridad energética. “Las

refinerías de la costa del Golfo [de México] está diseñadas para este tipo específico de petróleo, por lo que es muy importante para la seguridad energética” del país norteamericano, “los cambios en las

normas significan que ahora el petróleo no fluirá a EE.UU., lo que nos hará menos seguros”.

Wirth señaló que China es el mayor comprador de crudo venezolano, subrayan-

do que “muy recientemente”, funcionarios del Gobierno de Venezuela han estado en China “alentando” al país a “comprar más”, por lo que si Chevron detiene sus operaciones, se crearía “un va-

cío que las empresas chinas y rusas podrían llenar”. Si nos fuéramos, como han hecho otros, la producción de petróleo continuará y las empresas de EE.UU. serán sustituidas.

iAPG

A O G
XV ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2025

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 - 11.9.2025
La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza: **iAPG**
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza: **messe frankfurt**