

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

Las política de Trump y su impacto en la industria petrolera argentina

Página 6

50 años de
compromiso
con la región

50 ANOS | TB Cargo

Energía & Negocios **30** Internacional Años

Año XXXI N° 343 - Fundado en 1995 - Febrero de 2025 - Petróleo, Gas & Electricidad

www.energiaynegocios.com.ar

YPF exportará
GNL a la India

Página 10

Incorporación de
baterías al SADI

Análisis de la
convocatoria y
sus Implicancias

Página 14

La balanza energética
arrojó un superávit
de U\$S 5.668 millones
en 2024

Página 8

El GNL en Argentina y América Latina

Un puente hacia el futuro energético



El GNL está redefiniendo el panorama energético de América Latina, ofreciendo una solución intermedia hacia un futuro más sostenible. La región tiene el potencial de convertirse en un líder global, tanto en producción como en consumo, siempre que logre superar sus desafíos internos y capitalizar sus ventajas competitivas. Con una inversión continua en infraestructura, innovación tecnológica y sostenibilidad, América Latina está en el camino correcto para consolidarse como un pilar en el mercado global de GNL.

ENARGAS actualizó
el reglamento para
almacenadores
de gas natural

Página 7

Caída sostenida
en las ventas de
combustibles

Página 8

Energía, DeepSeek
y lo que vendrá:
¿Cambia el paradigma?

Página 9



TotalEnergies acompaña
a la sociedad en
la transición energética.

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



PETRÓLEO&GAS

El gas natural licuado en Argentina y América Latina: un puente hacia el futuro energético

El GNL está redefiniendo el panorama energético de América Latina, ofreciendo una solución intermedia hacia un futuro más sostenible. La región tiene el potencial de convertirse en un líder global, tanto en producción como en consumo, siempre que logre superar sus desafíos internos y capitalizar sus ventajas competitivas. Con una inversión continua en infraestructura, innovación tecnológica y sostenibilidad, América Latina está en el camino correcto para consolidarse como un pilar en el mercado global de GNL.

En un escenario global cada vez más comprometido con la transición hacia energías limpias, el gas natural licuado (GNL), se erige como un actor clave para garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad. América Latina, rica en recursos naturales y con una geografía diversa, desempeña un papel fundamental en este contexto, tanto como importador como exportador de GNL.

La importancia global del GNL también radica en su flexibilidad para adaptarse a las necesidades de distintas regiones y sectores.

Desde su capacidad de cubrir la demanda pico de invierno en

países templados hasta su rol en la generación de energía en regiones con limitadas opciones renovables, el GNL se ha convertido en un recurso estratégico. Además, su transporte por buques permite llegar a mercados donde las infraestructuras tradicionales de gas no existen, ampliando así su relevancia.

Contexto global del GNL

En 2023, el comercio global de GNL alcanzó un récord de 401 millones de toneladas (Mt), lo que representa un incremento del 2,1% respecto al año anterior. Este crecimiento refleja el aumento en la demanda

de fuentes de energía más limpias y flexibles, impulsado por la transición energética global. Estados Unidos, Australia y Qatar se consolidaron como los principales exportadores, mientras que China, Japón y Corea del Sur lideraron las importaciones. En este contexto, América Latina y el Caribe aportaron el 2,9% del comercio global, un porcentaje modesto pero en ascenso constante.

Importaciones de GNL en América Latina

Actualmente, América Latina cuenta con 12 terminales de importación de GNL: dos en Chile, ocho en Bra-

sil, una en Colombia y una en Argentina.

Esta infraestructura, que incluye 10 unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRUs) y dos terminales terrestres en Chile, es crucial para mantener el suministro de energía durante períodos de condiciones climáticas extremas.

En 2023, las importaciones de GNL en América Latina y el Caribe crecieron un 15% respecto al año anterior, impulsadas por la necesidad de complementar la generación hidroeléctrica y garantizar el suministro energético en países como Chile, Argentina y Puerto Rico.

Chile se mantuvo como el mayor importador de la región, con 2,5 Mt anuales. Sin embargo, registró una ligera caída del 2,3% debido a su transición hacia energías renovables.

A pesar de ello, el GNL sigue siendo vital para estabilizar su matriz energética, especialmente durante períodos de baja generación solar o eólica.

Argentina incrementó sus importaciones en un 11,1%, alcanzando 0,5 Mt, a pesar de contar con mayores reservas de gas natural. Este crecimiento se explicó por la necesidad de cubrir fluctuaciones en la demanda interna, especialmente durante el invierno.

Puerto Rico experimentó un crecimiento espectacular del 67,8%, alcanzando 1,7 Mt gracias a la puesta en marcha de una planta de energía de 150 MW.

Otros países como Colombia, El Salvador y Panamá también mostraron aumentos significativos en sus importaciones debido a factores climáticos y competitividad de precios. Colombia, por ejemplo, casi multiplicó por diez sus importaciones debido a la sequía inducida por el fenómeno de El Niño, que afectó su generación hidroeléctrica. Por otro lado, Brasil registró la mayor caída en importaciones, pasando de 1,9 Mt a 0,7 Mt, favorecida por condiciones hidroeléctricas positivas.



Exportaciones de GNL desde América Latina

América Latina también destaca como exportadora de GNL, con países como Perú, Trinidad y Tobago, y más recientemente, Argentina, liderando esta actividad. En 2023:

Perú incrementó sus exportaciones en un 10,6%, consolidándose como un proveedor confiable en el mercado global. La planta de Pampa Melchorita, con una capacidad de 4,45 Mt/año, sigue siendo una de las instalaciones más eficientes de la región.

Trinidad y Tobago, por el contrario, redujo sus exportaciones un 3,9% debido a ajustes en la oferta y mantenimiento de sus instalaciones.

El caso argentino

Vaca Muerta sigue siendo el pilar central de la producción de gas natural en Argentina, representando el 65% de la producción total del país.

En los últimos años, ha recibido una inversión récord de US\$10.000 millones, consolidándose como un actor clave en la producción de gas natural en la región. La producción total de gas natural en Argentina es de aproximadamente 150 Mcm/día.

La ampliación del



Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno (anteriormente conocido como el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner) ha aumentado significativamente la capacidad de transporte de gas natural en Argentina.

Este desarrollo financiado con el impuesto a las grandes fortunas, contribuyó a reducir las importaciones de GNL y aumentar sus capacidades de exportación. Se prevé aumentar las exportaciones de gas natural a Chile a aproximadamente 10 Mcm/día y se está explorando la posibilidad de reanudar exportaciones a Brasil.

En noviembre de 2024, Argentina completó el proyecto de Reversión del Gasoducto del Norte, permitiendo el suministro de gas de Vaca Muerta a siete provincias del norte y reduciendo la dependencia de las importaciones

desde Bolivia.

Aunque el proyecto enfrentó retrasos, lo que resultó en una reanudación temporal de las importaciones de gas boliviano, representa un avance importante hacia la autosuficiencia energética y la mejora de las capacidades de exportación.

¿Y las inversiones?

No obstante, y pesar de la urgente demanda global de energía, las grandes multinacionales, incluidas las europeas, han evitado comprometerse con inversiones significativas en infraestructura de Gas Natural Licuado (GNL) en Argentina.

La volatilidad política y regulatoria del país es uno de los principales argumentos de los potenciales inversores.

Además, los cambios impredecibles en normativas y control

de precios, ha erosionado la confianza de los ejecutivos.

La intervención estatal y las restricciones a la repatriación de capitales refuerzan esta incertidumbre, mientras que las limitaciones en los permisos de exportación y la imposibilidad de firmar contratos de suministro a largo plazo dificultan la viabilidad de proyectos de gran envergadura.

En un sector que exige estabilidad y planificación estratégica, estos factores resultan disuasorios para los inversionistas internacionales.

Con la sanción de la "Ley Bases" y la inclusión del El Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones (RIGI) cuyo objetivo es promover el desarrollo económico, la competitividad y la estabilidad económica, se prevé un aumento de la inversión privada.

Un tigre en retirada

A pesar de estos obstáculos, avanzó un proyecto de inversión de US\$ 30.000 millones pensado entre YPF y la malaya Petronas, para la construcción de una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en Bahía Blanca. El proyecto se trabajó durante casi 8 años hasta que la malaya, inesperadamente, decidió retirarse del proyecto.

Aunque no hubo explicación oficial, la impericia política y las posiciones extremas adoptadas por el gobierno de Javier Milei persuadieron a los malayos de suspender el proyecto. La decisión arbitraria del presidente Javier Milei de mudar el lugar de construcción del proyecto de Bahía Blanca a Río Negro -a pesar de años de trabajo y de la elaboración de finos números- detonó la relación con los inversores malayos.

¿Hubo presiones internacionales para detonar el acuerdo? Imposible saberlo, pero no es una conclusión desatinada, pero el alineamiento del gobierno de Javier Milei con Israel, en contraste con la postura pro-palestina de Malasia, y la renuncia de Argentina a unirse al bloque BRICS, también hayan influyeron en la decisión. Todo ello refleja cómo las decisio-

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar
Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.
Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107
whatsapp +54 9 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.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

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

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

nes políticas y geopolíticas pueden afectar la concreción de inversiones clave.

A ello se suman los desafíos macroeconómicos estructurales que afectan a la Argentina.

La persistente inflación, la volatilidad cambiaria y el alto riesgo de default han convertido al país en un destino financiero poco atractivo, encareciendo el crédito y restringiendo el acceso a financiamiento internacional.

En contraste, mercados como Estados Unidos, Qatar y Australia ofrecen reglas de juego más claras y un horizonte de estabilidad que favorece el desarrollo del GNL. Incluso en Sudamérica, Brasil y Guyana han logrado captar mayores flujos de inversión en el sector energético, desplazando a Argentina como un potencial nodo exportador de gas.

La Ley Bases busca generar un marco más predecible y atractivo para la inversión privada, especialmente en sectores estratégicos como el energético.

En teoría, ofrece

Terminales de importación y exportación



incentivos clave, como estabilidad fiscal y contractual, reducción de cargas impositivas y mayor seguridad jurídica para los inversores. Estas medidas podrían mejorar la percepción de Argentina como destino de inversiones en infraes-

tructura de GNL, facilitando la firma de contratos de largo plazo y asegurando la repatriación de capitales, dos de los principales obstáculos que han frenado el interés de las multinacionales.

Sin embargo, su efectividad depende

de la implementación real y del nivel de confianza que genere en el sector privado. A pesar de sus disposiciones favorables, persisten dudas sobre su capacidad para garantizar estabilidad en el tiempo, especialmente si futuros gobiernos revierten sus medidas o introducen cambios regulatorios.

Además, la Ley Bases no resuelve por sí sola los problemas estructurales de la economía argentina, como la inflación crónica, el acceso restringido a divisas y el alto riesgo país, factores que siguen encareciendo el financiamiento de grandes proyectos.

Apuesta de Golar

A pesar de los tropiezos, no todo es des-

confianza. La noruega Golar GNL, en colaboración con Pan American Energy (PAE), lleva adelante un ambicioso proyecto para exportar Gas Natural Licuado (GNL) desde Argentina. El plan contempla la instalación del buque de licuefacción flotante "Hilli Epi-seyo" en el Golfo San Matías, provincia de Río Negro, con una capacidad de producción de 2,4 millones de toneladas anuales de GNL, equivalentes a 11,5 millones de metros cúbicos diarios de gas natural. Se prevé que las operaciones comerciales comiencen en 2027.

Pampa Energía se ha sumado al proyecto, adquiriendo una participación del 20% en Southern Energy, la empresa creada por PAE y Golar para llevar adelante esta iniciativa. Pampa se compromete a suministrar el 22,2% del gas natural necesario desde sus yacimientos en la cuenca neuquina, donde se encuentra la formación Vaca Muerta. La inversión total estimada para los próximos diez años es de US\$ 2.900 millones. YPF, también anunció planes para unirse a esta iniciativa para exportar gas a partir de 2027.

Más allá de la incertidumbre económica y política, la falta de infraestructura adecuada y de asociaciones estratégicas con actores globales también ha frenado el avance del GNL en el país. La ausencia de plantas de licuefacción operativas y la necesidad de modernizar el sistema de transporte de gas elevan significativamente

mente los costos iniciales.

YPF, a pesar de sus esfuerzos por atraer socios extranjeros, no ha logrado consolidar alianzas decisivas, no obstante, el presidente y CEO de YPF, Horacio Marín, culminó recientemente una gira de más de 20 días por países de Asia, enfocada en promover el proyecto "Argentina GNL". Durante este recorrido, YPF acercó posiciones para eventuales acuerdos de exportación de hasta 15 millones de toneladas anuales de gas natural licuado (GNL), lo que representaría ingresos estimados en US\$ 7.000 millones anuales para el país.

Proyectos sudamericanos

La región está viendo un auge en proyectos de infraestructura GNL, que abarcan desde plantas de licuefacción hasta terminales de regasificación:

Acajutla GNL, El Salvador: Iniciado en 2022, combina regasificación con generación eléctrica, con una capacidad de 2,1 Mt/año.

Energy Costa Azul, México: Un proyecto de licuefacción con

capacidad de 12,4 Mt/año en su segunda fase, liderado por Sempra Infrastructure.

Atlantic GNL, Trinidad y Tobago: Operativo desde 1999, este complejo cuenta con una capacidad total de 14,8 Mt/año.

En paralelo, países como Guyana y Surinam están explorando proyectos de licuefacción para monetizar sus recientes hallazgos de hidrocarburos.

El proyecto conjunto Guyana-Suriname GNL, con una capacidad proyectada de 12 Mt/año, podría consolidarse como un nuevo actor en el mercado global.

Oportunidades

A pesar del progreso, la región enfrenta algunos retos significativos. La volatilidad de los precios internacionales, los conflictos sociales y las barreras regulatorias son algunos de los obstáculos que podrían limitar el desarrollo del sector. Sin embargo, también existen oportunidades, como la expansión de mercados emergentes y el crecimiento de la demanda en Asia y Europa, que podrían consolidar a América Latina

como un actor clave en el mercado global de GNL.

Innovación y sostenibilidad

La transición energética en América Latina también está impulsada por la innovación tecnológica. El desarrollo de unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés) ha sido clave para reducir los costos y aumentar la eficiencia. Estas unidades permiten a los países importar GNL de manera más rápida y flexible, adaptándose a las fluctuaciones en la demanda.

En términos de sostenibilidad, el GNL se considera un combustible de transición, ya que emite menos CO₂ que el carbón y el petróleo.

Sin embargo, su uso no está exento de críticas, especialmente en relación con las emisiones de metano durante su producción y transporte. América Latina, como todo los países del Tercer Mundo, enfrenta el desafío de implementar medidas más estrictas para reducir estas emisiones y alinearse con los objetivos climáticos globales.

PECOM operador del 50 % de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido

PECOM formalizó la cesión de la concesión del 50 % del área "Campamento Central-Cañadón Perdido" en la provincia de Chubut, luego de la aprobación formal por parte del Gobierno provincial.

De esta manera, con la incorporación realizada en octubre 2024 de "El Trébol-Escalante", se completa la adquisición de las áreas adjudicadas a PECOM por YPF en el Proyecto Andes. La producción total de las áreas es de 10.250 bbl/día de petróleo (incluye el 100 % de Campamento Central-Cañadón Perdido).

Asimismo, se encuentran en marcha las presentaciones complementarias ante las autoridades competentes.

PECOM profundiza con esta adquisición su retorno a la actividad como operador, a través de un modelo productivo sustentado por el trabajo mancomunado con los gremios y las empresas de servicios locales, el diálogo permanente con las autoridades provinciales y municipales, el apoyo a las comunidades cercanas, y el valor agregado de su recurso diferencial: sus colaboradores.

Esta adquisición robustece el camino iniciado en octubre pasado por PECOM. "El regreso de PECOM como operador se fortalece con esta nueva etapa. Los primeros meses de gestión de El Trébol-Escalante nos permiten ser muy optimistas. Y el inicio de las operaciones en CC-CP consolida nuestra posición en la región, focalizados en poner en práctica nuestro modelo innovador para la maximización del factor de recobro en campos maduros", señaló Gustavo Astie, CEO de PECOM.

En agosto de 2015 PECOM volvió al sector energético, consolidándose como uno de los principales proveedores de servicios, obras y productos para la industria de oil&gas, energía eléctrica y minería. Hoy reafirma su rol de operador.

Haciendo historia.
Construyendo futuro.

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

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

Las política de Trump y su impacto en la industria petrolera argentina

La llegada de Donald Trump a la Casa Blanca podría representar una oportunidad inesperada para la industria petrolera y gasífera argentina, incluso ante la posibilidad de una caída inicial en los precios internacionales del crudo.

Desde su primer día en el cargo, Trump dejó en claro su intención de transformar el panorama energético estadounidense. La declaración de emergencia energética, su compromiso con el impulso de la producción de hidrocarburos y la amenaza de aranceles al petróleo canadiense son solo algunas de sus primeras acciones en este sentido. Estas medidas no solo afectan el mercado energético estadounidense, sino que también repercuten en el comercio internacional, incluida Argentina, que recientemente alcanzó un superávit comercial energético sin precedentes en casi dos décadas.

En 2024, Argentina logró un superávit comercial energético de 5.668 millones de dólares, impulsado por un incremento del 22,3% en sus exportaciones y una reducción del 49,4% en sus importaciones. Este hito se debe a tres factores clave: la riqueza del yacimiento de Vaca Muerta, el segundo más grande del mundo en su tipo; una política económica favorable a la inversión privada impulsada por el gobierno de Javier Milei; y la creciente demanda chi-



na de crudo argentino, convirtiendo al gigante asiático en su principal comprador.

El contraste con la administración anterior en Estados Unidos es notable. Mientras el gobierno de Joe Biden promovía subsidios para fabricantes de baterías de vehículos eléctricos y fomentaba el desarrollo de turbinas eólicas marinas, la nueva administración de Trump apuesta por la flexibilización de los permisos de perforación y el aumento de la producción de hidrocarburos. Si bien esto podría ejercer presión a la baja sobre los precios internacionales del petróleo, la realidad es que el impacto dependerá de múltiples factores, incluida la voluntad de las grandes petroleras de expandir significativamente su producción.

En este sentido, los analistas concuerdan

en que la política de “perforar, perforar, perforar” promovida por Trump podría reducir los precios del crudo, pero también destacan que las empresas no siempre siguen automáticamente el camino que dicta la política gubernamental. Según el Buenos Aires Herald, un aumento en la producción estadounidense podría llevar el precio del Brent a 65 dólares por barril. Sin embargo, las principales petroleras han demostrado cautela en sus planes de expansión, lo que podría mitigar este efecto.

En el caso de Argentina, el desarrollo de Vaca Muerta ha sido notable en los últimos años. Su producción ha crecido de menos de 90.000 barriles diarios a casi 400.000 barriles por día al cierre del tercer trimestre de 2024, con una tasa de crecimiento anual del

35%. Las proyecciones indican que este volumen podría alcanzar el millón de barriles diarios hacia finales de la década, consolidando a Argentina como un actor clave en el mercado energético regional.

Más allá del impacto en los precios, la política exterior de Trump también juega un rol fundamental en la configuración de los mercados energéticos. Su enfoque de dominación energética estadounidense y el uso del petróleo y el gas como herramientas geopolíticas podrían generar nuevas oportunidades para productores alternativos, como Argentina que podría reconfigurar el comercio energético global, beneficiándose con la provisión de recursos estratégicos.

Sin embargo, hasta el momento, Trump no ha impuesto sancio-

nes significativas a Rusia o Irán, sino que ha dirigido su atención a Canadá, cuestionando la necesidad de importar crudo de su vecino del norte. No obstante, el petróleo argentino, al ser liviano y dulce, no representa una alternativa directa al crudo canadiense, que es en su mayoría pesado y azufrado. A pesar de los desafíos iniciales, la administración Trump podría representar una ventaja a largo plazo para la industria petrolera argentina. Primero, porque el mercado petrolero global no responde exclusivamente a órdenes presidenciales, sino a la dinámica de la oferta y la demanda. Segundo, porque la resiliencia de la demanda de crudo ha demostrado ser resistente ante intentos de transformación acelerada del sistema energético global. Y tercero, porque la reciente retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París ha provocado un efecto dominó en el sector financiero y político, con bancos y gobiernos reconsiderando sus compromisos ambientales.

Aunque la presidencia de Trump puede traer desafíos para los productores de petróleo en términos de precios en el corto plazo, las oportunidades que genera en términos de acceso a mercados, estabilidad regulatoria y reconfiguración geopolítica podrían, en última instancia, beneficiar a la industria petrolera y gasífera argentina.

ENARGAS actualiza el reglamento para almacenadores de gas natural

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) aprobó el “Reglamento para el Almacenaje de Gas Natural – Actualización 2025”. Este reglamento, sancionado mediante la Resolución 41/2025, introduce cambios significativos en los requisitos y procedimientos aplicables a las personas jurídicas que prestan servicios de almacenaje o desempeñan actividades relacionadas con el almacenaje móvil de gas natural.

La regulación encuentra su marco legal en la Ley 24.076, que regula la industria del gas natural, y su Decreto Reglamentario 1738/92. Esta legislación otorga al ENARGAS amplias facultades para dictar reglamentos destinados a garantizar la seguridad, calidad y eficiencia en las actividades vinculadas al transporte, distribución y almacenamiento del gas. La actualización del reglamento busca adaptarse a los avances tecnológicos y a las crecientes exigencias del sector, así como a las necesidades de los distintos actores del mercado.

De acuerdo con los considerandos de la resolución, el nuevo reglamento fue objeto de un proceso de consulta pública. Entre los principales participantes se incluyeron empresas como Transportadora de Gas del Sur, YPF S.A., Galileo Technologies y Camuzzi Gas Pampeana, ade-



más de otras organizaciones y particulares interesados. Este proceso permitió recoger y analizar sugerencias que enriquecieron el texto final.

Alcance y exclusiones

El reglamento establece los procedimientos y requisitos que deben cumplir las personas jurídicas, tanto de derecho público como privado, que operen en el almacenaje de gas natural. Esto incluye el almacenaje fijo en tanques de Gas Natural Licuado (GNL) o Gas Natural Comprimido (GNC); el almacenaje móvil mediante recipientes transportables y la infraestructura para la carga y descarga de gas a granel.

No obstante, quedan excluidas del reglamento las estaciones de expendio de GNC para uso vehicular, la infraestructura a bordo de buques metaneros, las instalaciones destinadas a la produc-

ción en yacimientos de hidrocarburos y las instalaciones de almacenamiento que forman parte de redes de distribución o transporte. Estas exclusiones responden a la necesidad de delimitar las competencias regulatorias y evitar superposiciones con otros ámbitos normativos.

Novedades

La actualización introduce varias innovaciones relevantes. Se crea el “Registro de Almacenaje de Gas Natural de la República Argentina”, donde deben inscribirse todos los operadores que realicen actividades de almacenaje. Este registro será un requisito indispensable para operar. Los operadores se clasifican en distintas categorías, tales como almacenadores de GNL, almacenadores de GNC/GNP a granel y almacenadores subterráneos. Cada categoría tiene requisitos específicos de

habilitación.

Una de las novedades más destacadas es la introducción de la figura del Responsable Técnico de Almacenaje (RTA). Se exige la designación de un profesional de la ingeniería como responsable técnico.

Este deberá garantizar la seguridad y operatividad de las instalaciones, además de estar debidamente certificado por los colegios profesionales correspondientes.

Se refuerzan las obligaciones de los almacenadores en cuanto a la seguridad de las instalaciones, incluyendo auditorías periódicas y la adopción de planes de mantenimiento y el ENARGAS podrá realizar auditorías sorpresivas y aplicar sanciones que van desde apercibimientos hasta multas significativas o suspensiones de la actividad.

Los almacenadores deben abonar anualmente una tasa destinada a financiar las

actividades de fiscalización y control del ENARGAS. Este aporte es proporcional al volumen de actividad desarrollada por cada operador.

Implicancias

La implementación de este reglamento podría generar impactos significativos en la industria del gas natural. Por un lado, establece un marco más claro y riguroso para las actividades de almacenaje, promoviendo mayores estándares de seguridad y eficiencia. En términos ambientales, la normativa también refuerza el compromiso con la protección del entorno, estableciendo procedimientos claros para la gestión de riesgos y la respuesta a incidentes. Esto es especialmente relevante en un contexto donde la sostenibilidad adquiere un peso creciente en la agenda pública y empresarial.

El “Reglamento para el Almacenaje de Gas Natural – Actualización 2025” representa una actualización de la regulación del sector del gas en Argentina. Al mismo tiempo, pone de manifiesto el compromiso con la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad en esta actividad clave para el desarrollo energético del país.

El desafío ahora radica en garantizar su efectiva implementación y en que todos los actores involucrados se adapten a las nuevas disposiciones.

YPF firmó Memorándum de Entendimiento para la exportación de GNL a la India

YPF firmó un Memorándum de Entendimiento (MOU) con las empresas Oil and Natural Gas Corporation (OIL), Gas Authority of India Limited (GAIL) y Oil and Natural Gas Corporation Videsh Limited (OVL) de la India para la exportación de GNL con un objetivo estimado de hasta 10 millones de toneladas al año.

Además, el acuerdo contempla la cooperación en litio y otros minerales críticos y la exploración y producción de hidrocarburos, se comunicó.

Durante la firma del acuerdo en la ciudad de Nueva Delhi participaron el ministro de Petróleo y Gas Natural, Hardeep Singh Puri; el secretario de Petróleo y Gas, Pankaj Jain; el director ejecutivo de desarrollo de



negocios de OIL, Ranjan Goswami; el director ejecutivo de LNG de GAIL, Satyabarta Bairagi; el vicepresidente de desarrollo de negocios de OVL, Swati Sathe; y el presidente y CEO de

YPF Horacio Marín.

“Es una enorme satisfacción poder avanzar con India en este acuerdo para abastecerlos potencialmente de gas. Estamos convencidos de que el país tiene una oportu-

nidad de convertirse en un exportador de energía y lograr el objetivo buscado por toda la industria de generar ingresos por 30.000 millones de dólares en los próximos 10 años”, destacó el presidente de YPF.

“Quiero agradecer el compromiso y la dedicación del Embajador argentino en la India y todo su equipo, que desde el primer momento se involucraron y contribuyeron a alcanzar este objetivo” concluyó Marín.

La firma del MOU cerró exitosamente la gira que inició el presidente de YPF en el arranque de enero por Israel, Corea y Japón con la finalidad de generar interés y abrir esos mercados al gas producido en Vaca Muerta.

Detalle de las empresas

GAIL es una de las

principales empresas de gas de la India, con la operación de más de 16.000 kilómetros de gasoductos. Es responsable de la gestión de los contratos de compra de GNL en el país. <https://www.gailonline.com/>

OIL es la empresa integrada de petróleo y gas de la India. Con participación del Estado y más de 60 años de operaciones, la compañía produce más de 3 millones de toneladas año de crudo.

Se ubica como la tercera productora de petróleo de la India <https://www.oil-india.com/>

OVL es la segunda petrolera más grande de la India. Es una subsidiaria de la estatal Oil and Natural Gas Corporation Ltd (ONGC) con operaciones en 17 países. Su producción representa casi el 15 % del total de la India <https://ongcvides.com/>

Acerca del proyecto Argentina LNG

Argentina LNG es un proyecto para la licuefacción de gas para su exportación a los mercados mundiales. Comprende desde la producción de gas en bloques dedicados en Vaca Muerta, su transporte a través de gasoductos dedicados hasta una terminal de procesamiento (offshore/onshore) en Río Negro, en las costas del Océano Atlántico.

La balanza energética 2024 arrojó un superávit de U\$S 5.668 M

Argentina registró en diciembre último un superávit de la balanza comercial energética de U\$S 852 millones de dólares y, así, acumuló U\$S 5.668 millones en el año gracias al crecimiento de las exportaciones y una importante reducción de las importaciones, destacó la Secretaría de Energía.

Durante 2024 las exportaciones de combustibles y energía crecieron 22,3 %, alcanzando los U\$S 9.677 millones. Este valor representa 12,1 % de las exportaciones totales de Argentina. Además, el país al que más se exportó energía fue Chile, por U\$S 2.844 millones, 74,1 % más que en 2023. A su vez, las importaciones de combustibles y lubricantes se redujeron 49,4 % interanual en este período, totalizando U\$S 4.009 millones.

En particular, en diciembre, las exportaciones sumaron U\$S 1.032 millones.

Por su parte, las importaciones totalizaron los U\$S 180 millones, lo que significa una caída de 42,9 % con respecto al mismo mes de 2023. El sector energético se consolida como uno de los motores de crecimiento para el país.

Caída sostenida en las ventas de combustibles

El mercado de combustibles en Argentina cerró 2024 con cifras que reflejan un claro escenario de contracción económica. Según los datos revelados, las ventas anuales alcanzaron los 16,86 millones de metros cúbicos, lo que representa una caída del 8,9 % respecto al 2023, cuando se despacharon 18,51 millones de metros cúbicos

El análisis por productos destaca que la nafta Premium sufrió la mayor contracción interanual, con una caída del 18,76 %. Le siguieron el gasoil común, que descendió un 13,13 %, el diésel de menor cantidad de azufre (-6,45 %) y la nafta súper (-2,89 %) (Gráfico 2: Variación de ventas por producto).

En términos mensuales, diciembre mostró una caída intermensual del 1,66 %, y en comparación con el mismo mes de 2023, la baja fue del 5,67 %.

Impacto regional: las provincias más afectadas

El retroceso en las ventas se replicó en todas las provincias del país, aunque algunas sufrieron más que otras. Formosa lidera la lista de las más afectadas con una reducción del 27,17 %,

seguida por Misiones (-25,29 %), Corrientes (-19,85 %) y Entre Ríos (-15,85 %).

En contraste, las jurisdicciones que lograron minimizar el impacto fueron la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), con una caída del 1,49 %, y las provincias de Río Negro y Tierra del Fuego, ambas con un descenso del 4,35 %

(Gráfico 3: Ventas por provincias - Variación interanual). El liderazgo de YPF y los desafíos para las empresas

En el ámbito empresarial, YPF se mantuvo como líder del mercado con un total de 9,16 millones de metros cúbicos vendidos, aunque sufrió una contracción interanual del 8,18 %. Otras compañías también registraron caídas significativas: REFINOR, con un retroceso del 29,65 %, fue la más golpeada, mientras que SHELL (-5,06 %) y GULF (-6,24 %) lograron aminsonar el impacto (Gráfico 4: Ventas por empresas y variación interanual). Un panorama complejo para 2025

Las cifras reflejan un mercado en contracción que exige estrategias innovadoras y medidas contundentes para revertir esta tendencia.

El sector de combustibles enfrenta no solo desafíos económicos, sino también la necesidad de adaptarse a un contexto global donde la sostenibilidad y la transición energética cobran cada vez mayor relevancia.

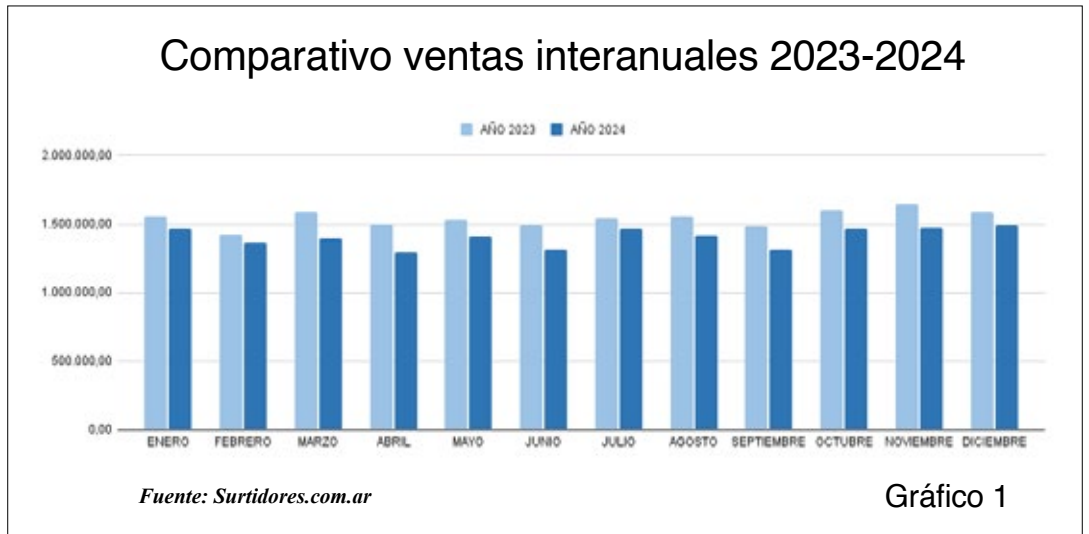


Gráfico 1

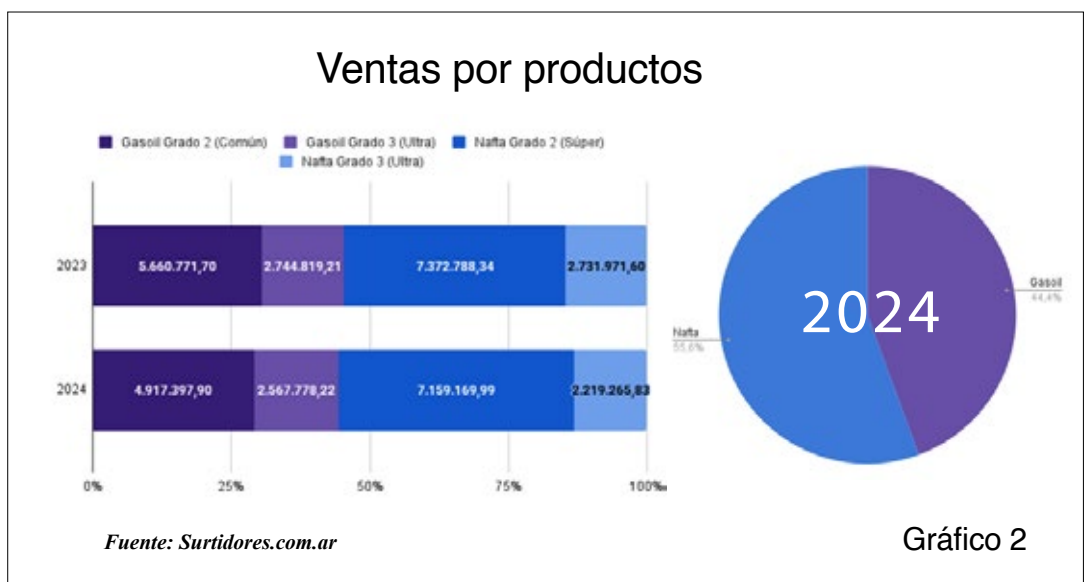


Gráfico 2

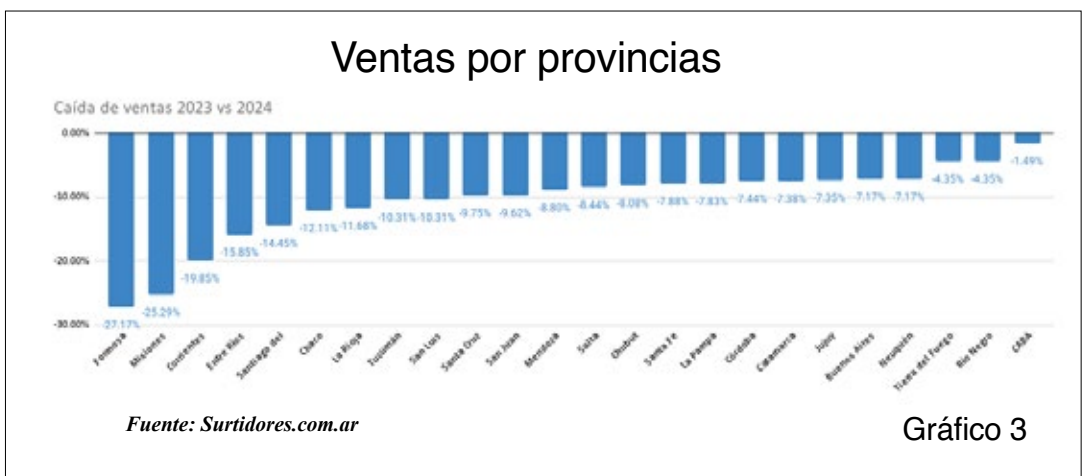


Gráfico 3

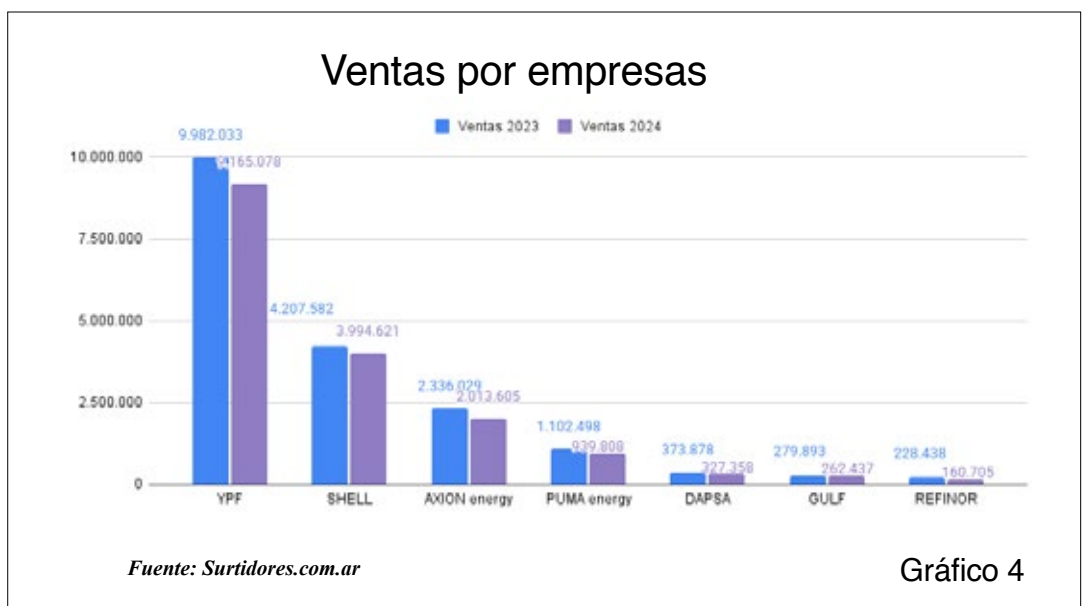


Gráfico 4

Gráficos adicionales, como el desglose por provincias y empresas, podrían complementar esta información para brindar un panorama visual más detallado sobre las tendencias del 2024.

Energía, DeepSeek y lo que vendrá: ¿Cambia el paradigma?

Por Pablo Bianchi
Martínez

El reciente lanzamiento de DeepSeek sacudió no sólo al mundo de la inteligencia artificial sino también a los mercados energéticos globales.

La startup china presentó R1, su modelo de IA que, aparentemente, demostró una eficiencia sin precedentes, requiriendo solo 2000 chips de Nvidia para su entrenamiento, una cifra drásticamente menor a la utilizada por compañías como OpenAI o Gork.

Este lanzamiento desencadenó una ola de incertidumbre en el sector energético, donde muchas compañías habían apostado por un crecimiento exponencial del consumo eléctrico dada a la expansión de la IA.

Cabe destacar que otro factor importante de DeepSeek es que fue presentado bajo la licencia de código abierto, es decir, cualquiera con know how puede utilizarlo y manipularlo de forma "gratuita", la vara



de ingreso al uso de estas tecnologías era bastante alta en términos de costos materiales y operativos y esto podría reducirlo drásticamente.

Hasta ahora el auge de las inteligencias artificiales se había asociado a un incremento de la demanda eléctrica.

Muchos data centers de todo el mundo ampliaron sus capacidades, y empresas como Microsoft, Google y Amazon habían invertido fuertemente en infraestructura para soportar las nuevas demandas energéticas.

Se proyectaba que los centros de da-

tos podrían representar hasta el 12% del consumo eléctrico de EE.UU. en 2028, y que la demanda mundial podría duplicarse en cuestión de pocos años.

Eficiencia Energética

El anuncio de DeepSeek generó una ola de ventas masivas en los mercados bursátiles. Empresas energéticas que habían basado sus proyecciones en la demanda de IA vieron desplomarse sus acciones: Constellation Energy perdió el 20% de su valor, mientras que operadores de gasoduc-

tos y proveedores de uranio como Cameco también sufrieron caídas considerables.

El motivo es claro: si DeepSeek realmente puede reducir el consumo energético de la IA (algunos optimistas afirman más de un 65%), muchas de las previsiones que apuntaban a un boom eléctrico podrían estar sobreestimadas.

Morgan Stanley, por ejemplo, revisó su proyección para Asia-Pacífico, calculando que el consumo de energía podría ser un 0.78% menor si las eficiencias de DeepSeek se adoptan masivamente.

La eficiencia de los

nuevos modelos de IA podría llevar a una adopción masiva de aplicaciones de inteligencia artificial, lo que finalmente resultaría en un aumento del consumo energético en lugar de una reducción.

La llamada „Paradoja de Jevons“ sugiere que cuando una tecnología se vuelve más eficiente, su uso se expande, por tanto, termina incrementando la demanda total.

Si la demanda de electricidad crece menos de lo esperado, podría desacelerarse la inversión en infraestructura energética y alterar la estrategia de los gigantes del sector.

Al mismo tiempo, si la Paradoja de Jevons se cumple y la accesibilidad de IA dispara su adopción, la crisis actual podría convertirse en una oportunidad inesperada.

Mientras se recalcula el futuro, una sola certeza emerge de este sismo financiero: la demanda de energía va a incrementar, sea a pequeños pasos o a trancos largos.

COMPLEMENTOS DESDE 10K HASTA 60K

"dejenos manejar su presión.."

www.casucci-sa.com

"la elección lógica"

El impacto de las tarifas y subsidios en el AMBA: un panorama a enero 2025

En medio de un escenario socioeconómico desafiante, el informe mensual del Observatorio de Tarifas y Subsidios del IIEP (UBA-CONICET) que dirige Julián Rojo, realiza un análisis detallado de cómo los cambios en las tarifas y los subsidios impactaron en los hogares del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).

En enero de 2025, un hogar promedio sin subsidios necesitó destinar \$144.775 mensuales para cubrir servicios esenciales como energía eléctrica, gas natural, agua potable y transporte. Este valor refleja un incremento del 3% respecto a diciembre de 2024 y un asombroso 345% frente al mismo mes del año anterior.

La canasta de servicios públicos

La canasta de servicios públicos, compuesta por energía eléctrica, gas natural, agua potable y transporte, registró un comportamiento dispar entre los distintos rubros. El gasto en energía eléctrica tuvo un alza del 10,9% mensual debido a aumentos en el cargo fijo (4%) y en

el consumo estacional durante el verano. Por su parte, el gasto en agua potable aumentó un 1%, mientras que el gas natural mostró una leve caída del 0,9% en términos mensuales. El transporte, que representa el mayor peso en la canasta (39%), se mantuvo estable en enero.

En el desglose inte-

ranual, el informe resalta incrementos significativos: el transporte lideró con un aumento del 382%, seguido por el gas natural (559%), el agua potable (321%) y la energía eléctrica (270%). Estos aumentos se deben principalmente a ajustes tarifarios y a la eliminación de subsidios en ciertos segmentos.

Subsidios

Uno de los puntos más relevantes del informe es la reducción de los subsidios reales en un 39% durante 2024. Este descenso afectó principalmente a los sectores de transporte (-39%), energía (-38%) y agua (-59%), marcando un cambio en la política fiscal del

Estado. En términos generales, los usuarios del AMBA cubren el 53% de los costos de los servicios, mientras que el 47% restante es asumido por el Estado. El desglose por segmento muestra disparidades notorias. Los hogares de altos ingresos (N1) cubren el 93% de los costos eléctricos y el 87% del gas natural, mientras que los sectores de bajos ingresos (N2) solo aportan el 26% y el 31%, respectivamente.

Esto evidencia cómo los subsidios están diseñados para beneficiar a los sectores más vulnerables.

En el caso del transporte público, la situación es particularmente crítica. El costo técnico del boleto en el AMBA es de \$1.314, superando en un 42% el valor regulado de \$927. Esto implica una presión adicional para los subsidios, que deben compensar la brecha entre los costos operativos y las tarifas que pagan los usuarios.

Desigualdades estructurales

El informe también destaca la disparidad

Continúa en página 12

GRAFICO Nº 1: canasta de los servicios públicos con estacionalidad y sin subsidios | AMBA

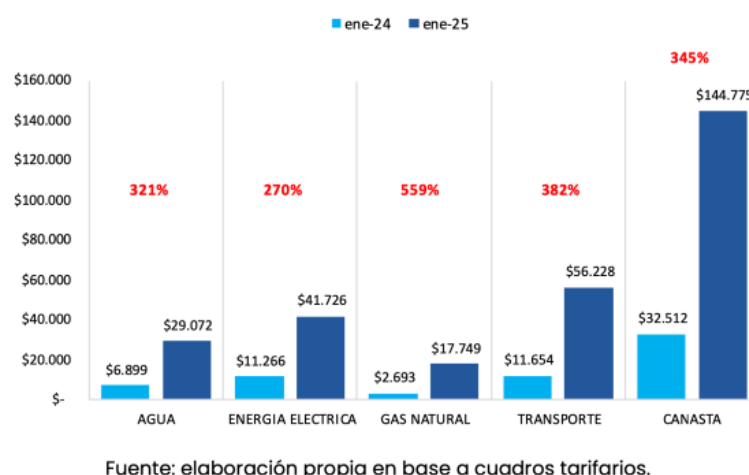
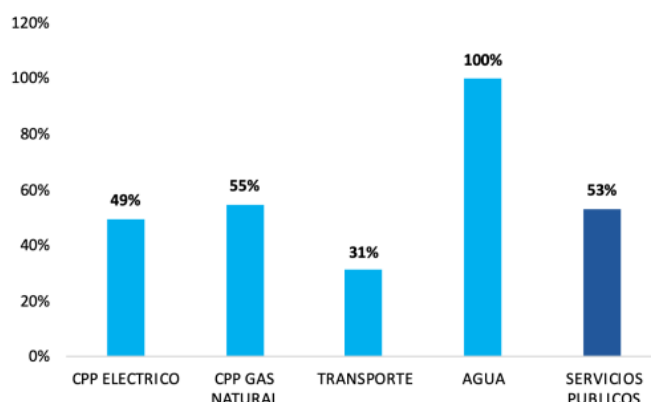


GRAFICO Nº 2: cobertura promedio de costos de los servicios públicos residenciales | enero 2025 - AMBA



Tarifas de gas, con tope

Las empresas de Transporte y Distribución de gas han solicitado al Gobierno un incremento en las tarifas del 45%, lo que implicaría un impacto del 15% en las facturas de los usuarios. Además, buscan establecer un esquema de ajustes mensuales para que sus ingresos no pierdan valor frente a la inflación y puedan garantizarse los fondos necesarios para inversiones en el sector.

Paralelamente, algunas distribuidoras han manifestado su oposición a la propuesta del Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) de separar las tasas municipales de las facturas de gas, argumentando que esta medida podría generar complicaciones en la administración del servicio y afectar la continuidad del suministro en caso de pagos parciales por parte de los usuarios.

Estos planteos serán debatidos en la audiencia pública convocada para el jueves 6 de febrero a partir de las 9 de la mañana, en la que se presentarán documentos de respaldo elaborados por empresas como Transportadora de Gas del Norte (TGN), Transportadora de Gas del Sur (TGS), Metrogas, Naturgy, Camuzzi, Ecogas, Litoral Gas y Gas Nea.

El Gobierno, por su parte, ha anticipado que el tope para los aumentos tarifarios será del 9,9% a partir de abril, cifra inferior a la solicitada por las empresas. Esta decisión supone que las propuestas de las compañías serán rechazadas y que deberán ajustar sus planes de inversión a una disponibilidad de ingresos más limitada.

Sin embargo, el principal objetivo del sector privado no es únicamente la aprobación de los aumentos requeridos,



sino la normalización del esquema tarifario a través de la Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT), que proporcionaría estabilidad al servicio durante los próximos cinco años, hasta el 31 de diciembre de 2029. Esto permitiría a las empresas recuperar su condición de “sujetos de crédito”, accediendo nuevamente a financiamiento de bancos internacionales y fondos de inversión, lo que facilitaría la operación, mantenimiento y posible expansión de las redes de gas, además de mejorar su valuación en el mercado.

En este contexto, Naturgy, empresa operadora de Gas Natural Buenos Aires Norte (BAN) y Gasnor en diversas provincias del norte argentino, reveló que en 2024 sus ingresos por Valor Agregado de Distribución (VAD) aumentaron un 15%, luego de un largo período de congelamiento tarifario. La firma propuso una fórmula polinómica para indexar las tarifas en función de la inflación y los costos de operación, pero esta metodología fue suspendida por el Gobierno, lo que generó una diferencia del 47,2% respecto a la evolución de precios prevista.

Metrogas y Camuzzi, por su parte, han solicitado la aplicación de incrementos automáticos mensuales en las tarifas. TGS, en cambio, propuso que la actualización de tarifas se base en una fórmula polinómica compuesta en un 40% por la evolución de los salarios, un 30% por la inflación mayorista y un 30% por el costo de la construcción.

El desglose de costos en la factura final de gas muestra que el transporte representa un 16%, la producción o importación un 27%, el margen de distribución un 34% y los impuestos un 23%. En función de esto, TGS solicitó un incremento del 22,7% en sus márgenes, lo que, según sus estimaciones, se traduciría en un aumento del 3,6% en la factura promedio de los usuarios de Metrogas, excluyendo impuestos.

Los usuarios de Gasnor en Tucumán experimentarían un aumento del 5,9%, mientras que los de Litoral Gas en Santa Fe enfrentarían una suba del 13% solo en concepto de transporte e impuestos. Camuzzi, en tanto, requirió un incremento del 45,8% en su margen de distribución y destacó el perjuicio fiscal que le genera el régimen de zona fría, dado que debe pagar el IVA sobre el 100% del gas mientras que solo puede cobrar entre el 50% y el 70% del valor del combustible, afectando su balance financiero.

Metrogas expresó su disconformidad con la propuesta del Ministerio de Economía de separar las tasas municipales de las facturas, argumentando que ello podría generar inconvenientes en la administración del servicio, así como dificultades para la gestión financiera de las distribuidoras.

Viene de página 11

de tarifas entre las provincias. Mientras que un usuario promedio del AMBA paga tarifas significativamente subsidiadas, en localidades como Bariloche el costo del transporte público alcanza los \$1.613. Estas diferencias se explican por la ausencia de un marco nacional de subsidios para el interior, donde los gobiernos pro-

vinciales y municipales deben asumir mayores responsabilidades financieras. En el sector eléctrico, también se observan variaciones marcadas.

La factura final promedio en el AMBA para un hogar de ingresos altos (N1) es 1,8 veces superior a la de un hogar de ingresos bajos (N2), reflejando una segmentación en la aplicación de subsidios.

Para un hogar de ingresos altos en el AMBA, los servicios energéticos representan el 5,1% de su ingreso mensual promedio. En contraste, para los hogares de bajos ingresos, este porcentaje se eleva al 6,8%, evidenciando una mayor carga relativa en los sectores más vulnerables.

Además, la canasta de servicios en su conjunto equivale al 11,7% del salario promedio

registrado en enero de 2025. El informe del Observatorio de Tarifas y Subsidios subraya la necesidad de un debate profundo sobre la sostenibilidad del sistema de servicios públicos en Argentina.

Mientras que los ajustes tarifarios buscan reducir el peso fiscal del Estado, también incrementan la presión sobre los hogares, especialmente en los sectores más

vulnerables. El futuro del sistema dependerá de encontrar un equilibrio entre tarifas justas, sostenibilidad fiscal y acceso equitativo a servicios esenciales.

En este contexto, las políticas de subsidios deberán ser revaluadas para garantizar que los recursos se destinen de manera eficiente, promoviendo tanto la inclusión social como la sostenibilidad económica.

El ENRE convocó a Audiencia Pública por tarifas de Transporte

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad convocó a Audiencia Pública para el 25 de febrero “con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones” sobre las propuestas tarifarias presentadas por las compañías transportistas de energía eléctrica en alta y media tensión de todo el país, para el próximo período de cinco años, dentro del Proceso de Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT).

Esto, previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas concesionarias en dicho quinquenio. A través del Decreto 1023 de noviembre de 2024 se prorrogó la emergencia del Sector Energético Nacional declarada por el Decreto 55/2023, y la fecha límite para la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios hasta el 9 de julio de 2025.

Mediante la Resolución 74/2025, el ENRE convocó a participar de la Audiencia a las compañías TRANSENER, TRANSBA, TRANSPA, DISTROCUIYO, EPEN, TRANSNEA, TRANSNOA, y TRANSCOMAHUE,

La visualización y participación en la Audiencia Pública referida se realizará mediante una plataforma digital y se transmitirá en simultáneo a través de una plataforma de streaming, la que será informada en la



página web del ENRE (<https://www.argentina.gov.ar/enre>).

La Audiencia Pública será presidida por el Interventor del ENRE, Osvaldo Ernesto Rolando y, en forma conjunta y/o alternada y/o sucesiva por María Cristina Tonnelier y/o Marcelo Ángel Biach.

Podrán participar en la Audiencia toda persona física o jurídica, pública o privada que invoque un derecho subjetivo, interés simple o derecho de incidencia colectiva, conforme los requisitos previstos en el Procedimiento de Audiencia Pública aprobado por Decreto 1172/2003, adoptado por Resolución ENRE 30/2004.

Las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas podrán participar por medio de sus representantes, acreditando personería, admitiéndose la in-

tervención de un solo orador en su nombre. Deberán inscribirse vía web en el Registro de Participantes.

El ENRE habilitará, a partir de las CERRO HORAS del día 8 de febrero de 2025 y hasta las 23,59 del 22 de febrero de 2025, el Registro de Participantes al que se podrá acceder a través de la página web del ENRE (<https://www.argentina.gov.ar/enre>).

La convocatoria también será comunicada a la Secretaría de Energía, a CAMMESA, a las asociaciones de usuarios registradas en el Registro Nacional de Asociaciones de Consumidores (RNAC), a la Comisión de Usuarios Residenciales (CUR), a la Asociación de Distribuidores (ADEERA), a la Asociación de Grandes Usuarios (AGUEERA), a la Asociación de Generado-

res (AGEERA), a la Asociación de Transportistas (ATEERA) y a la Asociación de entes reguladores eléctricos (ADERE).

En los considerandos de la Resolución ahora oficializada se explica que “atento a las prórrogas y modificaciones” de los plazos efectuadas para la RQT en los últimos meses, el nuevo “Crono-

grama para la revisión tarifaria del transporte de energía eléctrica en el año 2024-2025” aprobado por Resolución ENRE 7/2025, se otorgó la posibilidad a las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica de efectuar las modificaciones que consideren necesarias a su presentación de la Remuneración Anual Pretendida para el quinquenio 2025-2029.

En tal sentido, las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica han realizado las presentaciones digitalizadas (TRANSENER S.A.), (TRANSBA S.A.), (TRANSPA S.A.), (DISTROCUIYO S.A.), (TRANSNEA S.A.), (TRANSNOA S.A.) y (TRANSCOMAHUE S.A.), que complementan las presentaciones previamente realizadas. En esta oportunidad, el EPEN no realizó presentación alguna, se indicó.

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

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

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5º C - C1057AAG - C.A.B.A.
(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3951-2620)
Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7º OF. 5º (0351 - 4219637 / 4282390)
www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@planmail.com.ar

Incorporación de Baterías al SADI: Análisis de la Convocatoria y sus Implicancias

Por Charles Massano *

En noviembre de 2023, la Secretaría de Energía, emitió la Resolución 906/2023 ¹ fundamentando su decisión en el proceso de transición energética, las disposiciones de la Ley N° 27.191 (Energías Renovables) y la intención de fomentar la industria del litio, además de considerar las ventajas para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (aunque sin referirse explícitamente al SADI), convocó a la presentación de “manifestaciones de interés” para la provisión, instalación, operación y explotación comercial de sistemas de almacenamiento de electricidad.

Estos sistemas debían ser capaces de almacenar energía generada y conectada a dicho sistema, para luego entregarla en los momentos en que fuese necesario.

Las condiciones de operación, disponibilidad y explotación de ese equipamiento y sus servicios, serían dispuestas por contratos ad hoc a suscribir con CAMMESA (como comprador) en el marco de las disposicio-

Ejemplo para 100MW. Tecnología: Batería

Potencia	100	MW
Horas día	4	
Días año promedio	125	
Horas año	500	
MWh/año	50,000	
Remuneración variable	10	USD/MWh
Penalidad x pérdidas	20	USD/MWh

Costo anual unitario 100MW y 50000MWh año

Costo fijo USD/MW	Pérdidas / Costo anual		Costo anual neto total USD	
	10%	15%	10%	15%
15,000	18,000,000	18,000,000	18,400,000	18,350,000
17,000	20,400,000	20,400,000	20,800,000	20,750,000
Cálculo unitario: USD/MWh			368.00	367.00
			416.00	415.00

nes de la Resolución N° 906/2023 dictada por esa Secretaría (que formalizó la convocatoria), y la de las normas que fuesen a ordenar el proceso de recepción de manifestaciones de interés (denominadas “AlmaMDI”), adjudicación y contratación de los servicios requeridos.

Concluido el proceso de recepción de convocatorias, y tal lo dispone la normativa, CAMMESA elevó un informe a la Secretaría de Energía con un resumen de las características de las ofertas recibidas. Es de notar que la propia convocatoria pospone la reglamentación de los servicios de almacenamiento de electricidad para eta-

pas posteriores a la evaluación de las AlmaMDIs^{1,2}

También que, según el Anexo de “*Términos de Referencia*”, los futuros almacenadores será “agentes del MEM” (Art. 2, “*Destinatarios*”).

Ese Anexo no tiene Art. 3°.

Debemos también considerar que esta iniciativa fue propiciada durante el período presidencial anterior, de características ideológicas diametralmente opuestas al actual.

Eso explicaría la solución (que no juzgamos necesariamente inadecuada) de que CAMMESA sea la contraparte en los contratos por el servicio de almacenaje³.

El Informe CAMMESA

El informe que CAMMESA elevó a la SE en cumplimiento de las disposiciones del Art. 5° de la ResSE 906/2023, brinda la siguiente información:

- Con una demanda pico en AMBA de cerca de 11 mil MW, se necesitan cerca de 4 mil MW de generación “interna”. Reducir esa necesidad impone completar las ET Plover y Smith y las instalaciones de líneas de AT asociadas a ellas (ResSE 507/2023).

- La incorporación de baterías puede mejorar la cobertura de demandas de punta; pero no sustituye la necesidad de incorporar nueva generación “in situ” que sustituya a la parte más vetusta de la existente.

- Los sistemas de baterías recomendados son del tipo “stand alone”, destinados a “peak shaving” y se vinculan a la red con independencia de la ubica-

ción de la generación (no están destinados a almacenar excesos de oferta de unidades de generación determinadas, sino del sistema particular de transporte y distribución al que se vinculen). Su despacho deberá ser realizada por el encargado del despacho eléctrico, y en tanto estén destinadas al AMBA, coordinado por SACME.

- CAMMESA calculó que en el sistema de EAT y AT del AMBA (aunque en otras publicaciones se menciona a líneas de 33 KV), se necesitan baterías capaces de suministrar de manera instantánea un total de 500 MW de potencia (no necesariamente de manera simultánea), y hacerlo al menos 4 horas diarias.

- Las MDI en general ofrecen desplegar los equipos en menos de 1 año. Los módulos serían de 10 a 150 MW.

Se requerirían de 100 a 150 ciclos anuales.

- Las pérdidas operativas de cada ciclo son del 10 al 15 %.

- Estos sistemas colaboran con las tareas de control de tensión y frecuencia.

- Los equipos son provistos en contenedores.

- Vida útil: 15 a 20 años. Degradación al final: 30% de la potencia inicial, considerando un ciclo diario de carga/descarga.

- La tecnología está en etapa de costos descendentes.

- Los precios ofertados en las MDI rondan

USD 15 a 17 mil/MW/mes, por 4 hs diarias de disponibilidad, por hasta 150 días (ciclos) anuales, más USD 10/MWh como cargo variable.

- Se aplicaría un descuento de USD 20/MWh por pérdidas.

- Se le asigna menor "valor" a las ofertas en nodos no críticos, y CAMMESA calculó USD -1500/MW/mes para los de criticidad media y USD -4500/MW/mes para los de criticidad mínima. Esos importes son la mínima diferencia aceptable (en menos) para equiparar una oferta en un nodo crítico con las ofertas en los demás nodos.

Algunas consideraciones

Esta sería la primera vez que se incorporan baterías al SADI. A pesar de ello, se elige hacerlo con un quantum de potencia que está

lejos de ser experimental (500 MW) y comprometiendo una remuneración que podría superar los USD 90 millones anuales. Y por 10 años.

Al mismo tiempo, existen proyectos de expansión del sistema de EAT y AT del AMBA que son parte de las medidas de solución definitiva del suministro de energía y potencia al AMBA. Pero cuya eficacia depende además de que las distribuidoras refuercen sus sistemas de distribución en AT (132 KV y 220 KV) y en tensiones menores, y de transformación. Porque sin las obras de distribución, y como ya hemos constatado en los hechos, los cortes de suministro no sólo se van a mantener, sino que eventualmente se harán más prolongados y afectarán más usuarios.

Las obras en el sistema de EAT ("Plo-

mer" y "Smith") podrían llevar cuatro años en concretarse. NO deberían transcurrir 10 años, que es el período que se pretende comprometer con quienes resulten adjudicados en el proceso que empezó con las AlmaMDI.

Incorporar más generación "interna" en el AMBA requiere de mayor suministro de gas. Las obras que TGS realizará para utilizar la capacidad del gasoducto Perito Moreno y que incorporarían hasta 14 MMm3/d aguas abajo de Saliqueló en el sistema de tramos finales de esa transportista, podrán suministrar parte del gas necesario, que serían entre 11 y 14 MMm3/día (considerando los 4 mil MW mencionados por CAMMESA). Pero con las obras de EAT y AT mencionadas, ese gas no sería necesario (no todo). Y las baterías a instalar para reforzar la potencia disponible en

los nodos que vinculan Transener con las distribuidoras, tampoco serían indispensables.

Las baterías prestan servicios muy valiosos a los sistemas de AT y de tensiones menores. Se menciona la estabilización de tensión y regulación de frecuencia con aporte de potencia reactiva. Por lo tanto, su instalación es recomendable, ya que a diferencia de los bancos de capacitores, proveen capacidad de almacenaje efectiva durante al menos varias horas del día.

Pero debemos preguntarnos por qué la SE avanzó en un programa de gran escala de instalación de esta solución nunca probada en la red eléctrica argentina, sin haber, al menos públicamente, considerado otras soluciones para el corto plazo (mientras se podría avanzar en ensayos con baterías de potencias menores),

como la instalación de generación mediante motores de combustión interna que utilicen gas natural y excepcionalmente gas oil como combustible. ¿Por qué la Res SE 906/2023, que fue emitida durante una administración con un paradigma opuesto en lo referente a las ventajas sobre la eficiencia del sistema de la libre competencia y la interacción entre oferta y demanda, no fue corregida o reemplazada por otra que no dispusiese como única alternativa para el suministro temporal de potencia y energía adicional a la instalación de baterías de gran potencia?

Alternativas

Según informó CAMMESA, los precios ofertados en las MDI rondan USD 15 a 17 mil/MWmes, por 4 hs diarias de disponibilidad, más USD 10/

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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

MWh como cargo variable.

El siguiente cuadro expone una estimación de los costos a asumir por parte del sistema con 100 MW de potencia en baterías, con los datos del informe de CAMMESA elevado a la SE en cumplimiento de las disposiciones del Art. 5° de la Res SE 906/2023 (aunque aún no conocemos cuál sería el mecanismo de traslado de estos costos a las tarifas, si hay o no subsidios previstos -se asume que no- y si el servicio y su costo va a direccionarse exclusivamente al AMBA -asumimos que sí).

Las horas de despacho efectivo de las baterías influyen en los costos unitarios; pero esa influencia se relativiza si se considera que lo que se paga es la disponibilidad y se evalúa la energía no suministrada (que puede superar a la que corresponde al despacho efectivo de las baterías), que podría resultar muy superior al costo del servicio de las baterías.

Pero como para esta función también podrían utilizarse motores de combustión alimentados con gas natural, en un esquema similar a los ya empleados por CAMMESA para con-

Nuestra interpretación de las cifras de estas dos fuentes se reduce en los siguientes cuadros: 1,2,3

Datos EIA: motor de CI con generador acoplado		
Potencia	21	MW
Heat rate	8,295	BTU/KWh
Heat rate	0.008295	MMBTU/KWh
Heat rate	2,090	Kcal/KWh
Conexión Eléctrica	1	milla
Conexión Eléctrica	720,000	USD
Conexión gas	0.50	milla
Conexión gas	50,000	USD
Reguladora Gas	75,000	USD
Vida útil	30	años

Presupuesto EIA	USD	
EPC sin fee		19,230,000
Fee EPC		1,923,000
Total EPC	21,153,000	
Servicios provistos por inversor		1,586,000
Terreno		300,000
Máquina		11,974,000
Interconexión eléctrica		720,000
Conexión gas		125,000
Costos para inversor	14,705,000	
Contingencias		2,869,000
Total	38,727,000	
Costo/KW	1810	
Costo O&M fijo	35.16	USD/KW/año
Costo variable sin comb	5.69	USD/MWh

Presupuesto EIA	USD	
EPC sin fee		19,230,000
Fee EPC		1,923,000
Total EPC	21,153,000	
Servicios provistos por inversor		1,586,000
Terreno		300,000
Máquina		11,974,000
Interconexión eléctrica		720,000
Conexión gas		125,000
Costos para inversor	14,705,000	
Contingencias		2,869,000
Total	38,727,000	
Costo/KW	1810	
Costo O&M fijo	35.16	USD/KW/año
Costo variable sin comb	5.69	USD/MWh

tratar potencia de respaldo para cubrir picos de demanda e indis-

ponibilidades (el caso emblemático -pero no el único- fue la Res SE 21/2016), entonces deberían considerarse los costos de esa tecnolo-

gía para comparar con las baterías.

Según la EIA, el costo de capital de un motor de 21MW instalado y conectado es de cerca de USD 1810 el KW. Y su costo de operación y mantenimiento sin combustible es de USD 6,4/MWh más USD 35160/MW/año⁵.

Los MCI están disponible durante la mayor parte de las horas anuales. Este tipo de tecnología, en general, no es utilizada para generación de base⁶. Pero es una solución tecnológica ya probada en nuestro país y muy utilizada globalmente como sistema de peak shaving y para proveer servicios auxiliares a la potencia.

Las adjudicaciones de la Res SE 21/2016 resultaron en pagos mensuales de cerca de USD 22 mil por MW en promedio, y precios por KWh generado, sin combustible, de entre USD 8,0 y 14,5 (también en función del combustible a utilizar). Se requería un rendimiento térmico no menor a 2500 Kcal/KWh.

Nuestra interpretación de las cifras de estas dos fuentes se reduce en los siguientes cuadros: 1,2,3

Hemos asumido que las instalaciones se ubicarán dentro de los

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



terrenos donde están las ET existentes y que por lo tanto los costos del terreno son cero y los de la interconexión eléctrica son menores a los estimados por EIA. También que los de interconexión con la red de gas son algo mayores.

Con dos tasas de descuento distintas hemos logrado las siguientes cifras para mensualidades capaces de amortizar la inversión:

Hemos asumido un costo del gas en PIST de USD 3,5/MMBTU (aunque ha habido operaciones a USD 3,0/MMBTU), un contenido energético de cada m³ de gas de 9300 Kcal y una conversión de equivalencia de 27,09 m³ de gas por cada MMBTU. Asimismo, tomamos un costo por los servicios de transporte y distribución de gas obtenidos del cuadro tarifario de Naturgy BAN para la tarifa ID de USD 8,0/MW y USD 11581/año (transporte más distribución), considerando el "heat rate" propuesto por EIA.

Para los 50 mil MW/h anuales que surgen del máximo despacho requerido por la convocatoria AlmaMDI, las cifras de costo por MWh que hemos obtenido son las siguientes:

La primera impresión es que, para estas cifras de despacho, las baterías obtienen costos por MWh menores a los motores. Pero el factor de uso (FU) implícito en el despacho máximo requerido para las AlmaMDI es menor al 6.0 % del máximo uso posible de la potencia.

Tomando como referencia la alternativa

Alternativa con MCI	
Anualidades y mensualidades	
Tasa de descuento anual	8.5%
Tasa de descuento anual	10.0%
Anualidad 1MW VU:30 años, 1era tasa	\$156,723.63
Anualidad 1MW VU:30 años, 2da tasa	\$178,667.62
Mensualidad 1MW VU:30 años, 1era tasa	\$13,060.30
Mensualidad 1MW VU:30 años, 2da tasa	\$14,888.97

MCI: Costo anual unitario para 100 MW y 50000 MWh/año		
Alternativas	Costo fijo mensual USD/MW	Costo fijo anual USD/100 MW
Costo ajustado 1era tasa	13,060	19,188,363
Costo ajustado 2da tasa	14,889	21,382,762
RSE21/2016	22,000	26,400,000
Costo ajustado 1era tasa	Cálculo unitario:	426.71
Costo ajustado 2da tasa	Total USD/MWh con	470.60
RSE21/2016	gas a precio mayor y heat rate EIA	575.75

de AlmaMDI de menor mensualidad (USD 15000/mes), y con un despacho algo superior, de cerca del 7,0%, la alternativa MCI de menor costo (descontando los flujos al 8,5% anual), ya es más conveniente. Con un despacho del 8,0%, la alternativa de MCI de mayor costo (flujos descontados al 10% anual) ya es más conveniente a la de baterías con mensualidades de USD 15000.

La alternativa de mayor costo de las tres, que es la que surge de los guarismos promedio de los contratos correspondientes a la ResSE 21/2016, es más conveniente que la alternativa de baterías de mayor mensualidad, a partir de un 9,13% de FU. A partir de un 10,3% de FU, cualquier alternativa de las comparadas es más conveniente que la de baterías. Debemos mencionar que la ResSE 21/2016, no se limitaba a soluciones

de MCI, sino que incluía a cualquiera que tuviese un heat rate no superior a 2500 Kcal/KWh.

El siguiente gráfico sirve para comparar las distintas alternativas. (gráfico 1)

Las dos columnas a la izquierda del gráfico corresponden al costo por MWh del servicio de baterías, para un despacho de 50 mil MW/año, y para las mensualidades de USD 15 mil y de USD 17 mil. Debe notarse que las baterías no son aptas para despachos mayores a los requeridos, por ejemplo, por la convocatoria AlmaMDI.

Cabe aclarar que, teniendo en cuenta los datos de EIA sin adaptar, el costo de inversión para MCI es de USD 1810,0/KW; que con un 10% anual para descontar flujos, resulta en una mensualidad de USD 16 mil/MW, inferior a los USD 22 mil/MW de la Res SE 21/2016. Y ésta última tiene costos unitarios

sin combustible superiores a los de EIA (de USD 5,69/MWh contra los USD 10,5/MWh que asumimos para la ResSE 21/2016). Así que en cualquier caso, para FU de 10% y más, las soluciones con MCI parecen más convenientes que las de baterías. Obviamente, es mejor disponer de potencia que puede despacharse "más", que aquella que sólo puede despacharse en algunas horas. El costo, acorde a nuestras estimaciones, no parecería ser la variable de mayor peso para la elección. Existirían otras, que en general hacen a cuestiones ambientales tales como espacio, ruido y emisiones. Aunque esas circunstancias corresponderán a cada ubicación de los sistemas de provisión de potencia requeridos.

Interrogante

Hemos planteado el interrogante acerca de por qué se sostuvo

una convocatoria que se limitaba a requerir propuestas económicas sobre incorporación de baterías (no hay limitantes de antigüedad o tecnología), y no se la redefinió requiriendo propuestas de suministro de potencia y energía inmediatas por un número mínimo de horas diarias en los momentos en que se convocase a despacho, y por un número mínimo de días de disponibilidad continua y anual; remuneradas por mensualidades y con limitantes sobre costos máximos y promedio para la energía efectivamente suministrada. Y no se dejaron las cuestiones ambientales (si acaso ese hubiese sido un argumento para requerir baterías), como tema a resolver entre los oferentes y las autoridades con jurisdicción en la materia. Si aceptamos que las baterías se pueden instalar más rápido que los MCI, la premura podría haber sido la razón.

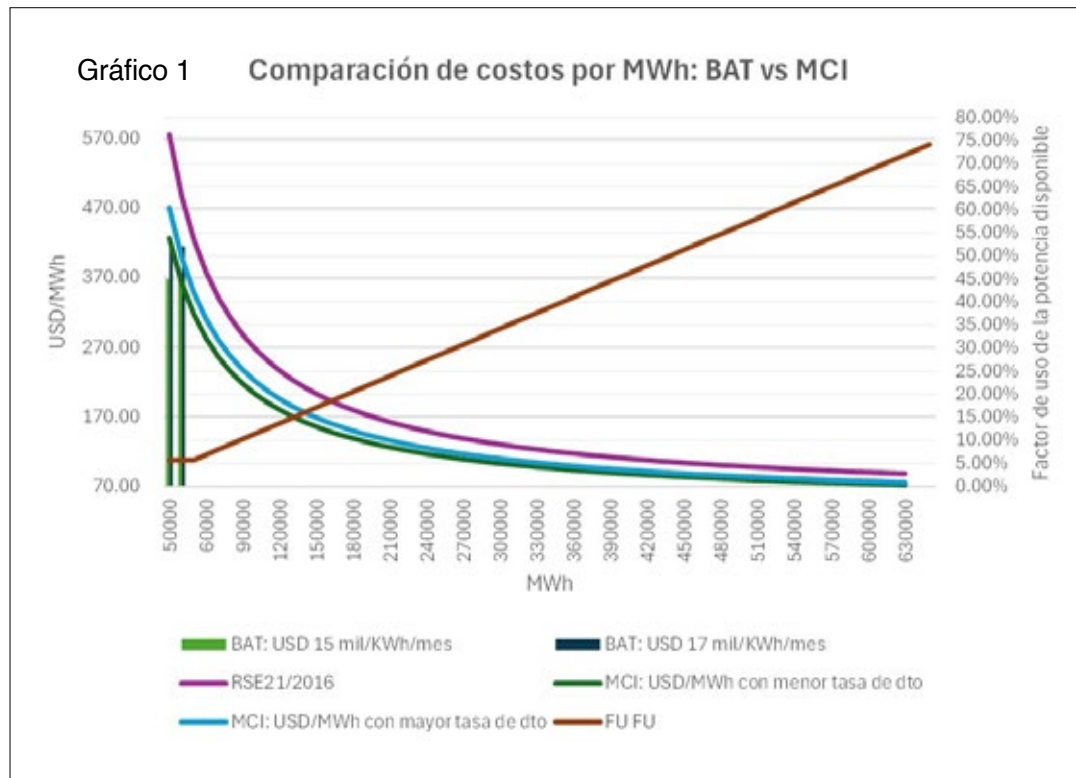
Además, surge el tema de lo prolongado del contrato. Es cierto que los costos hundidos de cualquier inversión del tipo (sucede lo mismo con MCI) requiere de cierto número de años de contrato para que los costos unitarios sean razonables. Pero en el caso que nos ocupa, con soluciones "definitivas" "en carterá", quizás hubiese sido conveniente prever la contingencia del traslado de los equipos o su remoción definitiva si ya no fuesen requeridos, incorporando pagos "ad hoc" eventuales y no como parte de la remuneración.

¿Finalmente, es po-

sible que las autoridades hayan considerado que urge incorporar potencia al sistema, y por eso hayan avanzado en el proceso aún antes de que se conozcan las modalidades regulatorias que van a reglamentar el servicio de almacenaje de electricidad, y la manera en que sus costos van a ser incorporados a los que se facturan a la demanda.

Por otra parte, y dada la redacción de la ResSE N° 906/2023, no parecen existir contingencias legales si se rechazaran las propuestas y se volviese a elaborar la convocatoria sin limitarse a baterías.

De cualquier manera, habrá que esperar para evaluar como avanza la SE en el



cumplimiento del objetivo de incorporar potencia al AMBA, necesaria para el correcto suministro de potencia y energía al área; y aún para saber cuál será el impacto sobre los costos efectivos que la de-

manda deberá enfrentar, como resultado del proceso.

* *Charles J. Massano*

Consultor especialista en regulación de ss.pp. y negocios con energía.

Notas al Pie:

¹ ResSE 907/2023, Art. 7°: ... Luego de recibir el informe encomendado en el Artículo 5° de esta resolución y teniendo presentes las AlmaMDI recibidas, esta Secretaría establecerá las adecuaciones

regulatorias que resulten convenientes para administrar las instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica y los mecanismos que permitan instrumentar de manera confiable, eficiente y económica su incorporación al MEM y al MEMSTDF.

² Art. 5°, inciso d) de los TdeR AlmaMDI:

d) Los interesados deberán tener presente que la regulación a elaborar por la Secretaría de Energía establecerá las características del funcionamiento del Agente en el Mercado Spot en los diferentes servicios que pueda aportar de potencia firme, arbitraje entre costos de carga y descarga, remuneración de servicios de reserva de potencia activa y reactiva y mecanismos específicos de incorporación de capacidad en base a contratos de almacenamiento con CAMMESA, de resultar necesario o conveniente.

³ Una publicación reciente menciona que CAMMESA no sería la contraparte contractual, sino las distribuidoras del AMBA, EDENOR y EDESUR: <https://econojournal.com.ar/2024/12/licitaran-la-instalacion-de-baterias-de-almacenamiento-por-500-mw-en-las-redes-de-edenor-y-edesur/>

⁴ Denominemos así a aquella que debe ubicarse dentro del anillo de 500 KV del AMBA.

⁵ "Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies February 2020"; https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_aeo2020.pdf. Aunque los datos son de 2020, creemos que la interacción entre inflación y mercado ha logrado mantener las cifras de costos en niveles nominales similares.

⁶ Hay excepciones. En El Salvador, Energía del Pacífico instaló 350 MW en 19 motores más una turbina de vapor para cerrar un ciclo combinado. Los abastece con gas natural importado mediante una FSRU.

Goldwind y TotalEnergies se preparan para construir el parque eólico más austral del mundo

Goldwind Argentina firmó el 23 de diciembre de 2024 un acuerdo comercial con la compañía francesa para proveerle aerogeneradores modelo GW136 de 4.2MW para el proyecto de Río Cullen, en Tierra del Fuego. Una vez operativo, será el parque eólico más austral del mundo a excepción de algunas instalaciones realizadas en la Antártida.



"TotalEnergies es uno de los mayores players del mercado a nivel global, y es para Goldwind Argentina un orgullo haber firmado el primer acuerdo para realizar un proyecto en Argentina" destacó Fernando Errea, Gerente de Ventas de Goldwind Argentina. Y agregó "Este es un gran desafío debido a las condiciones de emplazamiento del proyecto, siendo Tierra del Fuego conocida por su exce-

lente recurso eólico, pero sabemos que nuestras turbinas están preparadas para las exigencias climáticas más severas, y para otorgar un excelente rendimiento".

Los aerogeneradores provenientes de China llegarán en el segundo trimestre de este año al puerto de Punta Arenas, en Chile, desde donde se transportarán por ferry y tierra hasta la locación del

parque eólico. Actualmente, estas instalaciones funcionan generando su propia electricidad por medio de turbinas a gas. Este innovador proyecto, basado en energía renovable, logrará reducir la huella de carbono de las actividades, al disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, propias de la generación de energía, en aproximadamente 60%. Este proyecto híbrido, que combina energía renovable y baterías, se convertirá en el primer desarrollo onshore de este tipo dentro de la rama Exploración-Producción de TotalEnergies a nivel mundial. La iniciativa se enmarca en la estrategia de descarbonización que TotalEnergies lleva adelante desde 2019, que tiene como objetivo reducir las emisiones de sus instalaciones industriales en más del 40% para 2030.

Trump vuelve a retirar a EE.UU. del Acuerdo de París

El presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, firmó el 20 de enero de 2025 una orden ejecutiva para retirar nuevamente al país del Acuerdo de París sobre cambio climático. Esta acción, que marca su segunda retirada del pacto internacional tras haber hecho lo mismo en su primer mandato (2017-2021), ha generado una ola de críticas por parte de expertos y organizaciones ambientalistas.



El impacto de la decisión

El Acuerdo de París, adoptado en 2015 durante la conferencia de la ONU sobre cambio climático (COP21), busca limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C sobre los niveles preindustriales, o mantenerlo muy por debajo de los 2 °C. La salida de Estados Unidos del tratado podría obstaculizar los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático, según advierten los especialistas.

En un comunicado, Bob Ward, director de políticas del Instituto de Investigación Grantham sobre Cambio Climático y Medio Ambiente de la London School of Economics, expresó su preocupación: *“La decisión de Trump es extremadamente decepcionante. Estados Unidos es el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero y su retirada debilita la acción*

climática en un momento crucial”. Según el experto, los incendios forestales y huracanes que han golpeado a EE.UU. en los últimos años podrían agravarse debido a la falta de regulaciones y compromisos climáticos.

El argumento de la administración Trump La orden ejecutiva firmada por Trump -algo así como un decreto de necesidad y urgencia- instruye al embajador de Estados Unidos ante la ONU a presentar una notificación formal de salida del Acuerdo de París. En el documento, la administración justifica su decisión argumentando que el tratado “no refleja los valores de EE.UU. ni su contribución económica y ambiental”, y que *“desvía el dinero de los contribuyentes estadounidenses hacia países que no requieren ni merecen asistencia financiera”*.

Las órdenes ejecutivas permiten a un presidente tomar decisiones sin necesidad de pasar por el Congreso, pero pueden ser revocadas por un futuro mandatario o impugnadas en los tribunales.

Reacciones y críticas

La comunidad científica y ambientalistas han calificado la medida como *“irresponsable”*. La física climática Anna Cabré, consultora de investigación de la Universidad de Pensilvania, señaló que *“Estados Unidos es uno de los mayores*

emisores de carbono y tiene la responsabilidad de liderar el esfuerzo global, no de dar un paso atrás”.

Por su parte, Rachel Cleetus, directora de políticas de la Unión de Científicos Preocupados, alertó sobre el impacto humano y económico de la decisión. *“Estamos viendo sequías, tormentas más intensas, inundaciones y un aumento acelerado del nivel del mar. La retirada de EE.UU. no hará sino empeorar la situación”*.

Organizaciones como Climate Power han advertido que la salida del acuerdo debilita la

capacidad de EE.UU. para influir en las negociaciones internacionales sobre cambio climático. Según sus estimaciones, alcanzar los objetivos del Acuerdo de París “podría salvar un millón de vidas al año para 2050”

Perspectivas futuras

La decisión de Trump también podría afectar la política climática global. Se espera que en la próxima cumbre climática de la ONU en Brasil, programada para noviembre, los países miembros presenten compromisos más ambiciosos. Sin embargo, la retirada de EE.UU. podría desalentar a otras naciones a cumplir sus objetivos climáticos.

A medida que los efectos del cambio climático se hacen más evidentes, la decisión de Trump pone en jaque el liderazgo de Estados Unidos en la lucha ambiental.

La incertidumbre sobre el futuro de la política climática del país podría depender de las próximas elecciones y de la posibilidad de una reversión de esta decisión en el futuro.

Suscríbase

Energía&Negocios

publicidad@energiaynegocios.com.ar

Proyectan crecimiento de la demanda global de GNL en 2025

Se pronostica un fuerte crecimiento en la demanda de LNG (Gas Natural Licuado) durante el corriente año. Así lo reporta en un reciente documento, Key Themes for the Global Energy Economy in 2025, el Instituto de Estudios Energéticos de Oxford (OIES), replicado por el Centro Argentino de Ingenieros (CAI).

De acuerdo con el estudio, se espera un notable crecimiento de la demanda de LNG, especialmente en Europa, debido a la pérdida de suministro de gas ruso y a la necesidad de reponer las reservas de almacenamiento.

En 2024, se observó una desaceleración



en el crecimiento del comercio de LNG. El crecimiento total fue de aproximadamente 5 bcm, pero el panorama no fue uniforme, con un notable aumento en las importaciones de LNG en Asia, especialmente en

China, India y Corea, mientras que la demanda de Japón se estabilizó después de años de declive. En total, las importaciones de LNG no europeas crecieron en 35 bcm, mientras que las importaciones de

LNG en Europa disminuyeron en unos 30 bcm.

Por el lado de la oferta, 2025 se perfila muy diferente a 2024, con cuatro nuevos proyectos en línea. Plaquemines (EE. UU.), Corpus Christi Fase 3 (EE. UU.)

y Greater Tortue (Senegal/Mauritania) ya han comenzado la producción, y se espera que LNG Canadá inicie sus operaciones en la segunda mitad del año.

Si bien esto representa un crecimiento notable en el suministro, también se prevé que el crecimiento de la demanda sea fuerte, particularmente en Europa, que ha perdido unos 15 bcm de gas de tránsito ruso a través de Ucrania tras la finalización del acuerdo de tránsito a finales de 2024. Además, el almacenamiento europeo fue aproximadamente 15 bcm más bajo a finales de 2024 que a finales de 2023.

Balko: Gold y Platinum en los premios ADC 2024

Balko cuenta con una experiencia de más de 25 años y un amplio portfolio de proyectos en arquitectura, retail y facility que reflejan su compromiso con la innovación y la calidad. Recientemente uno de sus trabajos el "Campamento Lindero Atravesado Oriental" fue reconocido con el premio "Gold" en la categoría "Industrial Structures" de los Architecture & Design Collection Awards. Estas instalaciones están ubicadas en la Provincia de Neuquén, Argentina, en pleno corazón de Vaca Muerta, una de las principales áreas petrolíferas y gasíferas del país. El campamento aborda los desafíos del clima extremo y la infraestructura local limitada, brindando un espacio de trabajo flexible, sostenible, eficiente, permitiendo a los usuarios trabajar con comodidad.

En este mismo certamen, Balko también fue galardonado con el premio "Platinum" en la categoría "Retail, Department Store and Mall Design" por uno de los proyectos de estación de servicio Equador y tienda de conveniencia



Convém, pertenecientes al Grupo Dis-lub Equador en Brasil. La estación presenta características únicas integrando elementos naturales otorgando una imagen moderna que refleja el espíritu innovador y desafiante del grupo. Convém por su lado ofrece una variada selección de cafés, bocadillos, bebidas, cócteles artesanales, en un modelo de negocio



innovador que se enfoca en proporcionar productos y servicios premium en un entorno cómodo y acogedor.

Los ganadores del ADC 2024 fueron seleccionados entre proyectos de varios países líderes en la industria a través de un riguroso proceso de evaluación realizado por un destacado panel de especialistas.

Milicic inicia el desarrollo de una nueva fase en la mina Veladero

La empresa llevará a cabo las obras iniciales de la Fase 8A del Valle de Lixiviación ubicado en el departamento de Iglesia, en la provincia de San Juan.

La nueva etapa de desarrollo en la mina Veladero consiste en la ejecución parcial de la Fase 8A de la ampliación del Valle de Lixiviación, que incluirá trabajos de movimiento de suelos, instalación de geosintéticos y tuberías de polietileno de alta densidad. Al igual que en las fases anteriores, Milicic continuará con estas tareas para la mina Veladero de Barrick y Shandong Gold.

Esta etapa tendrá una duración de cuatro meses, desde enero hasta abril. “Se trata de un proyecto con un pico de 500 colaboradores en el sitio, quienes ya fueron contratados. Este volumen de personal y la rapidez del plazo representan un gran desafío, considerando los recursos necesarios para movilizar a tantas personas y a casi 80 equipos”, sostuvo Agustín García Zalazar, gerente de Proyecto de Milicic.

Respecto al personal, Gonzalo Vidal, Administrativo de Recursos Humanos, agregó que la coordinación de equipos y personal será uno de los aspectos más demandantes, ya que requerirá una planificación precisa para mantener un flujo de trabajo eficiente en un entorno de alta exigencia. Reforzando el desarrollo local, para la

mano de obra directa se contrataron colaboradores de las comunidades de Jáchal e Iglesia, y del resto de la provincia de San Juan.

Milicic continuará priorizando el desarrollo de proveedores de las comunidades del entorno de sus negocios, llevando adelante alianzas estratégicas de asociativismo. Complementariamente, la compañía participa en mesas de diálogo con productores y Cámaras locales, impulsando la colaboración con proveedores de la zona, promoviendo el consumo local y estableciendo alianzas estratégicas que dinamicen la economía regional.

Una de las tareas que se confió por tercera vez consecutiva a Milicic es la colocación de geosintéticos y geomembranas. “Gracias a la experiencia acumulada aquí en Veladero, podemos organizar mejor los trabajos para hacerlos más eficientes, registrar rendimientos por tarea, formar supervisores propios y generar nuevo know-how que enriquezca a la compañía”, expresó Iván Tropper, jefe de Proyecto de Milicic.

La mina Veladero se encuentra a 156 km de Tudcum, desde donde comienza el ascenso hacia los 4.000 metros sobre el nivel del mar. Las condiciones climáticas de alta montaña podrían impactar significativamente en el cronograma, lo que obli-

gará a Milicic a estar preparada y ajustar estrategias sobre la marcha.

Por otro lado, la logística jugará un papel crucial, ya que la lejanía hará que cualquier contratamiento o urgencia implique tiempos de respuesta prolon-

gados. Esto refuerza la importancia de prever y coordinar cada detalle con antelación.


Además, las condiciones del terreno, caracterizadas por una topografía de alta montaña, exigirán un esfuerzo adicional tanto en términos de ejecu-

ción técnica como de seguridad para el personal y los equipos. “Confiamos en que nuestra experiencia y capacidades serán clave para anticiparnos a las dificultades y garantizar un desarrollo exitoso”, concluyó Tropper.


> RETAIL Y LOCALES COMERCIALES

in
@
f

Calidad percibida en cada detalle.



Architecture & Design
Collection Awards
2024



PLATINUM
WINNER

Architecture
Industrial Structures

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

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

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

www.grupobalko.com

grupo balko

Construyen el Parque Eólico CASA de YPF Luz

Con una inversión de 80 millones de dólares, el proyecto está emplazado en la localidad de Olavarría, a 10 km de la ciudad, dentro del predio de Cementos Avellaneda, sobre una superficie de 450 hectáreas. Entre los componentes que llegaron, se incluyen 27 palas de 79,7 metros cada una. Cabe destacar que cada aerogenerador una vez montado tendrá una altura aproximada a 200 metros, similar a la altura de tres Obeliscos. Tendrán una potencia máxima de 7 MW, superando así a los aerogeneradores del Parque Eólico General Levalle, también de YPF Luz, y que hasta ahora son los más grandes del país.

En cuanto a las torres, son de fabricación local y estarán listas para llevar al sitio en mayo de este año, se indicó.

Características principales de la tecnología que ingresó:

- Aerogeneradores Nordex Delta 4000.
- Potencia máxima de cada uno: 7 MW.
- Alto de torre: 119 metros.
- Largo de palas: 79,7 metros.
- Diámetro de hélice: 163 metros de diámetro.

El nuevo parque de la compañía tendrá una potencia instalada de hasta 63 MW y contará con 9 aerogeneradores en total, con un factor de capacidad estimado del 47 %. El proyecto tiene dos instalaciones diferenciadas: por un lado, 4 aerogeneradores con un total de 28 MW de capacidad instalada estarán destinados al

autoabastecimiento de Cementos Avellaneda, mientras que la energía de los otros 5 aerogeneradores, de una capacidad instalada de 35 MW, se comercializará por YPF Luz en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

Características

Generará 63 MW de potencia de fuente renovable:

- Energía equivalente a más 72.000 hogares.
- Ahorro de 119.824 toneladas de CO2 al año.
- 9 aerogeneradores.
- Superficie: 450 hectáreas.
- Factor de capacidad: 47.2 por ciento.
- Energía generada: 260.487 MWh/año.
- Inversión: más de USD 80 millones.
- Empleo durante la construcción: 200 personas en pico de obra.

iAPG

AOG
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**