

Commitment  
in motion

Cargo | Energy | Contract

# ¿Invertir en infraestructura o gastar en importaciones?

Página 7

50 años de  
compromiso  
con la región

50 AÑOS | TB Cargo®

# Energía & Negocios Internacional

Año XXVII N° 330 - Fundado en 1995 - Enero de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad

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

Análisis y factores clave

## Perspectivas positivas para la generación eléctrica en verano



Perspectivas Positivas para la Generación Eléctrica en el Próximo Verano: Análisis y Factores Clave. Este análisis detallado sobre la generación eléctrica anticipa un verano 2023-2024 más holgado en comparación con años anteriores. Se proyecta que el sistema eléctrico se beneficiará de diversas mejoras, abordando factores críticos que

afectaron la capacidad en temporadas pasadas. Los aspectos clave incluyen el aumento del caudal de ríos, la recuperación de embalses, la reparación de Atucha II y las expansiones en la capacidad instalada. Estos elementos proporcionan una visión optimista para el suministro eléctrico durante la próxima temporada estival. *Página 2*

Bajó 2,5%  
la demanda  
de electricidad

Página 12

Audiencia pública de gas

## Energía promueve cambios en subsidios

Página 5

China, principal  
comprador de gas  
del mundo

Página 14

La energía se está reinventando,  
Total evoluciona a TotalEnergies.



## ECONOMÍA&amp;POLÍTICA

# El verano lo pasamos (...y el próximo invierno también...)

Por Luis Giussani \*

A pocos días de comenzar el verano 2023-2024 el sistema eléctrico claramente se encuentra en mejores condiciones que en los años previos, lo que permite pronosticar que desde la generación eléctrica se pasará el verano en una situación más holgada que el verano previo.

Antes de seguir avanzando se debe hacer la aclaración de que en el presente estudio se analiza la generación eléctrica y no a los sistemas de distribución. Por lo tanto, cada usuario sabrá sobre las restricciones que tiene la distribuidora o sub distribuidora o la estación transformadora en particular a la que está conectado y las dificultades que enfrenta la misma.

Muy brevemente resumido observamos que durante el verano 2022-2023 el 97,9% de la demanda fue abastecida por generación local siendo la mayor parte generación térmica (59,4%), seguido de la hidroeléctrica (21,9%), las renovables (12,3%), la nuclear (4,3%), debiéndose recurrir a importaciones netas por un 2,1% de la demanda promedio del verano.

Es también muy relevante el pico de demanda que se alcanzó en marzo de 2023, ya que durante 4



días seguidos se batieron los récords históricos para los días sábado, domingo y día hábil, esto ocurrió entre el viernes 10 de marzo y el lunes 13 de marzo en que se alcanzó la máxima demanda histórica de 29.105 MW. Durante estos cuatro días de intenso calor los sistemas de transporte y distribución soportaron de razonablemente. En lo que respecta a generación, durante el pico, debieron realizarse importaciones por más de 2.500 MW.

Afirmamos que para el próximo verano el sistema presenta mayor robustez básicamente por cuatro factores;

1. Por el aumento en el caudal de los ríos, ya que la sequía de los últimos años y del año pasado en particular, limitó de manera muy significativa la capacidad de generación hidroeléctrica en las principales cuencas del país, a saber: Yacyreta sobre el río Paraná, Salto Grande sobre el río Uruguay, las centrales Alicurá, Pie-

dra del Águila, Pichi Picún Leufú, El Chocón, Arroyito y Planicie Banderita sobre los afluentes del río Negro y Futaleufú sobre el mismo río.

2. Porque, además de los caudales de agua esperados, al día de hoy los embalses se encuentran básicamente llenos como hace años no se registraban, lo que garantiza la posibilidad de contar con dicha energía.

Aclaración: no se debe confundir a los mencionados los factores 1 y 2 ya

que en el primer caso se trata de la proyección de un flujo futuro mientras que en el segundo se trata de un stock observable.

- Porque se culminó con la reparación de Atucha II, el equipo individual de mayor capacidad del país.

- Por las ampliaciones en la capacidad instalada que detallaremos.

A continuación, se brindan más detalles sobre los cuatro factores mencionados.

Primero, debido al in-



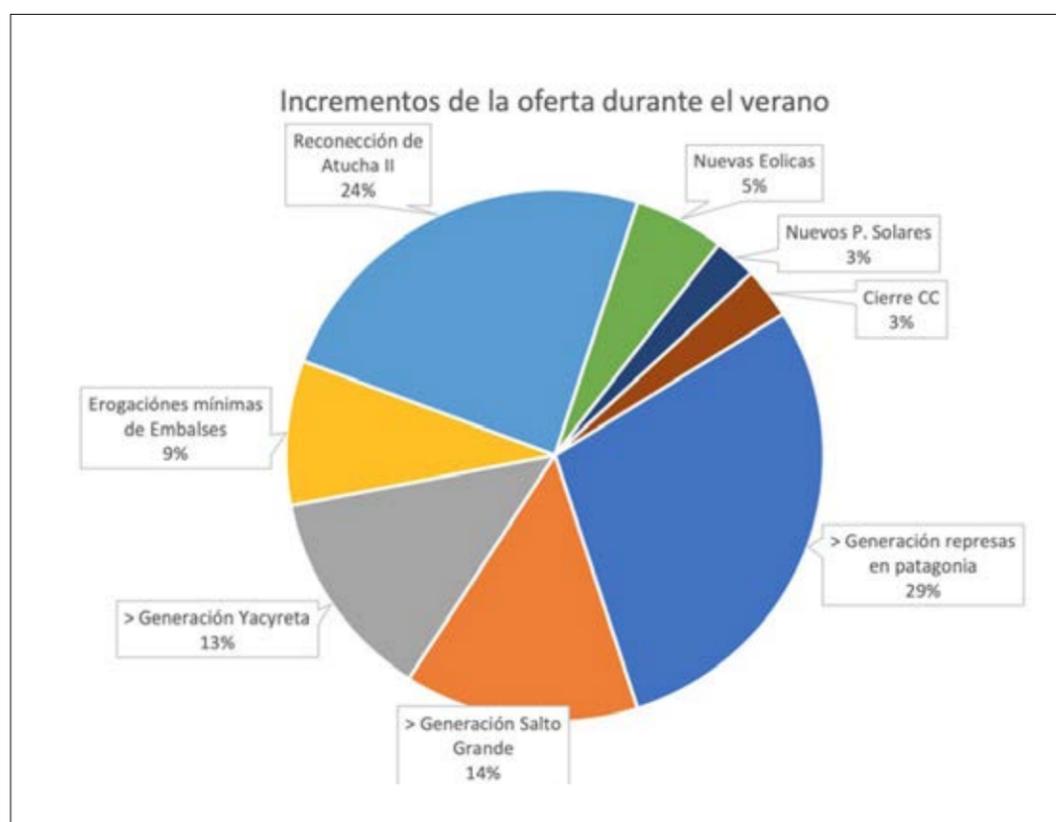
Para más información  
ingrésa a  
[www.energix.com.ar](http://www.energix.com.ar)

	Generación local	Generación térmica	Generación nuclear	Generación hidroeléctrica - GWh -	Generación renovable	Importaciones	Demandada Total	Potencia pico - MW -
dic-22	12.773	7.757	393	2.881	1.741	255	13.027	28.283
ene-23	13.364	8.454	633	2.635	1.642	229	13.593	27.420
feb-23	11.709	6.911	622	2.652	1.524	198	11.906	28.207
mar-23	13.556	8.053	634	3.315	1.554	441	13.997	29.105
<b>Total</b>	<b>51.401</b>	<b>31.175</b>	<b>2.282</b>	<b>11.483</b>	<b>6.461</b>	<b>1.123</b>	<b>52.524</b>	<b>29.105</b>
Porcentaje de la demanda	97,9%	59,4%	4,3%	21,9%	12,3%	2,1%		

crecimiento de los caudales de los ríos sobre los que se encuentran las principales represas, se estima que entre los meses de diciembre de 2023 y marzo de 2024 la generación de Yacyretá podría incrementarse en 973 GWh respecto al verano pasado. La generación de Salto Grande se podría incrementar en 1.070 GWh y la generación de las represas del Comahue junto a Futaleufú se estima que se podrá incrementar en 2.193 GWh.

Segundo, como se mencionó previamente, los embalses se encuentran en niveles muy altos. Algunos reservorios como es el caso de Piedra del Águila, El Chocón y Cerros Colorados tienen fijados por Ley niveles máximos y mínimos variables estacionalmente. Estos niveles se determinaron con el fin de liberar aguas para riego durante el verano para luego contar con capacidad para contener las inundaciones de invierno y principios de primavera.

Debido a que los niveles máximos para diciembre son mayores que los máximos permitidos para el mes de marzo, y que los niveles actuales se encuentran cerca del máximo para diciembre, necesariamente los embalses deberán reducir su nivel. Si se llevara a todos los embalses al máximo nivel legal para el día 31 de marzo, las represas por la nece-



sidad de erogar caudales adicionales a los que ingresan tendrían una generación extra de 666 GWh y si se los llevara al nivel en que se encontraban al 31 de marzo de 2023 la generación adicional alcanzaría los 2.661 GWh. Por lo tanto, está claro que durante el próximo verano habrá una mayor generación hidroeléctrica y también se podrá acumular energía potencial para el próximo invierno.

Tercero, la central de Atucha II tuvo un desperfecto que la sacó de servicio entre el octubre de 2022 y agosto de 2023. Esta es la turbina individual de mayor capacidad de generación del país

con 745 MW de potencia. Por lo tanto, estimando un factor de capacidad moderado para esta central, como es un 85%, se estima que durante el período analizado podría generar 1.839 GWh adicionales.

Por último, respecto a las incorporaciones netas de potencia entre ambos veranos se observan los siguientes cambios:

- Se han incorporado 284 MW de potencia eólica, si se estima un FC del 50% como en el promedio del país nos arrojaría una generación adicional de 413 GWh.

- Se incorporaron 226 MW de potencia solar, estimando un FC del 30% estos nuevos parques so-

lares generarían 197 GWh adicionales.

- En enero del 2023 se incorporaron 279 MW del cierre de ciclo de la central Barragán. Lo cual significa que con los gases de escape de las dos turbinas de gas de la central se utilizan para generar vapor con el fin de mover la nueva turbina, en este caso de vapor, de los mencionados 279 MW. Esto se realiza sin la necesidad de consumir combustibles adicionales. Debido a que en el primer trimestre del año 2023 se puso en marcha, se estima que esta central podría generar 234 GWh adicionales.

Además de los oferentes locales, los dos países

con los que contamos con mayor capacidad de conexión, Brasil 2.150 MW y Uruguay 2.100 MW también cuentan con una situación favorable en cuanto a la generación. Brasil por la alta hidráulica que presenta en todo el país y en particular en la región sur y Uruguay por los altos caudales en los ríos Uruguay y Negro. Estimamos que no deberá recurrirse a importaciones sostenidas, pero en caso necesario existiría ese back up.

Respecto a la demanda eléctrica, son varios los factores que inciden sobre su nivel y variación, como el PIB, la temperatura y el nivel tarifario. El verano pasado ha presentado temperaturas extremas, particularmente elevadas en el mes de marzo. Durante dicho mes el consumo de electricidad se incrementó en un 29% respecto al año previo, siendo el incremento promedio durante el verano del 12%.

Realizando el ejercicio de un nuevo equilibrio entre la oferta y demanda para el próximo verano, podemos observar que incorporando los incrementos mencionados de la oferta se podría abastecer un fuerte incremento de la demanda del 12% y simultáneamente dejar de importar energía eléctrica. En este ejercicio se realizó el ajuste incorporando sólo 75 GWh térmicos, sólo un porcentaje de los 234 GWh térmicos que se po-

## Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar

Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.

Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107

whatsapp +54 9 115746697 Miembro de ADEPA.

Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor.

Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.

www.energiaynegocios.com.ar



# MARTELLI ABOGADOS

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

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

	Generación local	Generación térmica	Generación nuclear	Generación hidroeléctrica	Generación renovable	Importaciones	Demandada Total
	- GWh -						
<b>Verano 22-23</b>	<b>51.401</b>	<b>31.175</b>	<b>2.282</b>	<b>11.483</b>	<b>6.461</b>	<b>1.123</b>	<b>52.524</b>
Var de oferta y demanda	7.425	75	1.839	4.903	609	-	6.303
Tasa de variación	14%	0%	81%	43%	9%	-100%	12%
<b>Estimación próximo verano</b>	<b>58.827</b>	<b>31.249</b>	<b>4.121</b>	<b>16.386</b>	<b>7.070</b>	<b>-</b>	<b>58.827</b>
Proyección del porcentaje de la demanda	100,0%	53,1%	7,0%	27,9%	12,0%	0,0%	

drían sumar.

En el cuadro se pueden observar las tasas de variación implícitas en el ejercicio. Se aprecia el alto valor de incremento para la generación nuclear, ya que como se mencionó Atucha II es la central más poderosa y de las represas, ya que se compara un período de baja hidráulica como el año pasado, con uno de alta, como se

proyecta para el próximo verano.

### Conclusiones

Independientemente de políticas más sustentables a largo plazo como lo son las de eficiencia energética, en base a la información expuesta se puede afirmar que el sistema eléctrico está en condiciones de afrontar el próximo

verano con una posible demanda adicional del 12% sin la necesidad de recurrir a sistemáticas importaciones de energía.

También se debe mencionar que al ser un mercado de red con altas economías de escala la teoría económica tiene ampliamente demostrado que la solución individual no es eficiente en sentido de Pareto. La eficiencia de Pa-

reto se da cuando no es posible mejorar el bienestar de ningún individuo sin empeorar el de otro. Y, debido a los altos costos de inversión, de operación y baja eficiencia de los equipos domésticos, la solución individual no es Pareto eficiente.

Por último, es necesario mencionar que, así como estará despejado el horizonte más cercano,

son muchas las obras por realizar, tanto en distribución, como en transmisión y en generación, porque no todos los años serán hidráulicamente tan favorables como este.

(\* *Economista, profesor de Economía de la Energía - UBA/ giussani@gmail.com*

## Licitan el tercer renglón de la reversión del Gasoducto Norte

La estatal Energía Argentina realizó la apertura de los sobres con las ofertas económicas correspondientes a la licitación del tercer renglón del proyecto para la Reversión del Gasoducto Norte. Se trata de una obra que permitirá transportar gas de Vaca Muerta al norte de nuestro país.

El tercer renglón está compuesto por la construcción de 50 de los 122 kilómetros del gasoducto de integración Federal Tío Pujio-La Carlota, que tendrá un diámetro de 36 pulgadas. Las ofertas admitidas técnicamente fueron las presentadas por la empresa BTU, y la UT TECHINT-SACDE.

BTU presentó una oferta por \$ 71.141.339.861 más IVA y una nota de descuento del 10,22 %, resultando un total de \$ 63.870.694.927,93 más IVA. En tanto, Techint-Sacde ofreció \$ 69.999.398.273,53 más IVA y una nota de descuento por 10,49 %, con cuya aplicación la cifra resultante es de \$ 62.656.461.394,64 más IVA.

Estuvieron presentes Juan Carlos Doncel Jones, presidente de ENARSA, Rigoberto Mejía Aravena, vicepresidente, Alberto Devoto, integrante del directorio, Carlos Casares, interventor del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), además de representantes de las empresas oferentes.

La Reversión del Gasoducto Norte es una obra complementaria al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner y permitirá llevar el gas producido en Vaca Muerta a las industrias de Córdoba, Tucumán, La Rioja, Cata-



marca, Santiago del Estero, Salta y Jujuy, así como la conexión de hogares a las redes domiciliarias de gas natural y el desarrollo a escala de nuevas actividades industriales, especialmente la minería de litio en la región. El gobierno nacional debe resolver las adjudicaciones, completar el financiamiento -ya que heredó el proyecto de 710 millones de dólares con un préstamo del CAF por 450 millones- y establecer cuándo se iniciarán las obras ya que casi no hay margen de tiempo si se pretende que el ducto esté en condiciones de suministrar el gas neuquino en el transcurso del próximo invierno.

Semanas atrás se licitó el tramo dos, de los tres en que se divide el proyecto, está compuesto por la construcción de 50 kilómetros del gasoducto de integración federal Tío Pujio-La Carlota, que tiene un diámetro de 36 pulgadas. Las ofertas admitidas técnicamente fueron las de BTU, y la UTE integrada por Techint-Sacde, cuya oferta económica resultó ser la mejor, comparada con la que formuló BTU. Techint-Sacde ofertó (incluido un descuento propio de 3,22 %) \$ 57.055.147.336,09 mientras que BTU ofertó por \$ 72.106.171.590,33.

## Audiencia pública para adecuación de tarifas de gas

# Energía promueve cambios en subsidios desde abril y aumentos en febrero

El Secretario de Energía, Eduardo Rodríguez Chirillo, anunció que habrá importantes modificaciones en el actual esquema de reducción de subsidios en las facturas del servicio de provisión de gas natural por redes, en el contexto de una reestructuración que además apunta a una Revisión Tarifaria Integral (RTI) en un plazo máximo de dos años, con incrementos transitorios en los valores de transporte y de distribución, además del precio del gas (PIST).

Chirillo fue el primer expositor en la Audiencia Pública 104, convocada por el interventor en el ENARGAS, Carlos Casares, para analizar la situación del sector, que contó además con presentaciones de las empresas TGN, TGS, MetroGas, Naturgy, Gasnor, Camuzzi, Gas NEA, entre otras operadoras.

También participaron representantes de cooperativas subdistribuidoras, Asociaciones de Consumidores, Intendentes, y del sector industrial.

El secretario de Energía trazó un panorama de la situación que reviste el área energética, de la incidencia negativa que que la política de subsidios en el rubro ha significado en materia de déficit fiscal, y las razones del cambio que se propone el gobierno nacional.

“El esquema anterior tuvo ciertas fallencias, puntualizó: • Los usuarios de N1, N2 y N3 siguieron recibiendo subsidios generalizados porque los precios fijados en los mercados mayoristas no cubrían el total de costos. • Superposición de los beneficiarios de planes sociales con estos subsidios. La mayoría categorizados como Nivel 2 (de bajos ingresos).

## La actualización tarifaria

El sistema de fijación de tarifas tipo “price cap”, fue el elegido a la hora de privatizar tanto las redes de transporte y distribución de gas natural como en el sistema eléctrico federal. Diseñado en la década de 1980 por el economista del británico Stephen Littlechild, el “price cap” aplicado a las tarifas de las redes de servicios públicos británicas privatizadas, opera de forma eficiente y eficaz, en tanto la inflación sea baja. No obstante, el sistema tiene un mecanismo de corrección vinculado a los costos de la industria. Pero con alta inflación, el las fórmulas se degradan rápidamente; por su parte, el ajuste tarifario requiere de un largo procedimiento que además conlleva como requisito ineludible, la realización previa de una Audiencia Pública.

### Un poco de historia

El método de actualización incluido en los contratos de concesión gasífera fue el Índice de Precios de Productos de Bienes Industriales de los Estados Unidos (PPI), pero medidas interpuestas en los tribunales en el año 2000 argumentando que este índice no refleja la inflación argentina lo que impulsó a la justicia a ordenar la suspensión de su aplicación.

En busca de superar las limitaciones impuestas por la justicia, ahora, el Ente Nacional Regulador del Gas

(Enargas) plantea la creación de un nuevo índice de actualización tarifaria del servicio de gas, diseñado por Osvaldo Pitrau, ex interventor del Enargas.

El índice busca automatizar la actualización mensual de las tarifas de gas natural, eludiendo la necesidad de complejos actos administrativos. El índice incorporará factores como la inflación, tasa de depreciación del tipo de cambio, mano de obra y otros indicadores sectoriales. La iniciativa fue confirmada por el actual interventor del Enargas, Carlos Casares y busca mantener la transparencia y adaptabilidad del sistema tarifario. Aunque no se proporcionaron detalles específicos, se espera que esta medida contribuya a una mayor alineación entre los costos y las tarifas vigentes.

Resta conocer el impacto que tendrá el nuevo índice en la inflación y si no tendría un efecto “espiral” habida cuenta de que el índice de actualización se alimentará de otros índices que también se nutren de la inflación.

Aunque la propuesta busca abordar la falencia de ajustes tarifarios, especialistas señalan que se plantearán desafíos regulatorios y la necesidad de modificar normativas existentes que requerirán la aprobación del Poder Ejecutivo para cambios en la periodicidad de ajustes tarifarios.

- Falta de control del padrón de usuarios del ReNuT y coherencias o discrepancias con el RASE y la base de datos del Sistema de Identificación Nacional Tributario y Social (SINTyS)
- El subsidio se otorga según las condiciones del contratante del suministro sin control del grupo conviviente”.
- Chirillo señaló que la propuesta de cambio tiene cinco pilares fundamentales:
  - Determinar los ingresos totales del Grupo Conviviente en una unidad familiar.
  - Determinar una “canasta

energética básica” (electricidad+gas), que cubra las necesidades básicas e indispensables de las personas, la cual se determinará en una cantidad de MM3 o kWh/mes que sería el máximo de lo que se considera subsidiable (la Canasta Básica).

- A los fines de determinar la canasta básica se establecerán tipos de consumos en distintas zonas del país.
- Contrastar el costo de esas cantidades con el ingreso del grupo conviviente y limitar la incidencia de ese costo a un porcentaje del ingre-

so subsidiando la diferencia. “subsidio a situaciones de vulnerabilidad”

- El subsidio que otorgará el Estado será el diferencial. Es cuando el precio de la canasta básica energética supera un porcentaje determinado de los ingresos totales del Grupo Conviviente.
- Se propone el traslado gradual total del componente precio de gas PIST de las tarifas finales para la readecuación progresiva de subsidios.
- Ese traslado gradual del PIST, el cual se adecua en función del precio que resulta del tipo de cam-

bio, se propone realizar de la siguiente manera:

- 33% desde el 1° de febrero de 2024 y
- 33% desde el 1° de marzo de 2024.
- 33% desde el 1° de abril de 2024.
- La readecuación de los subsidios para su focalización en el sector más vulnerable de la sociedad.
- La implementación de un sistema más justo para garantizar el consumo básico energético a los usuarios residenciales que lo necesiten en función de sus ingresos.
- La segmentación actual se mantiene hasta el 1° de abril de 2024. El nuevo esquema de subsidios entrará en aplicación a partir de dicha fecha, previa audiencia pública que se realizará al efecto.
- Con esta propuesta se cumple con lo dispuesto por la CSJN en el fallo Cepis en tanto y en cuanto se otorga certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad a los nuevos cuadros tarifarios que resulten, señaló Rodríguez Chirillo.

El funcionario hizo referencia al DNU 55/2023 que declaró la emergencia energética y establece la reapertura de la RTI quinquenal. Hasta tanto podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas para garantizar el normal suministro a los usuarios.

Hizo hincapié además en la ley marco 24.076 que es la base para establecer la adecuación tarifaria. Esta deberá proveer a los transportistas ingresos para afrontar costos y una rentabilidad razonable. También, que el precio de venta de gas de las distribuidoras a los consumidores incluirá el costo de su adquisición.

“La interrupción de revisiones tarifarias y el congelamiento de las ta-

rifas llevaron a que éstas no cubran los costos, y a que las operadoras dejaran de hacer inversiones en la expansión del servicio”, señaló Chirillo.

Por la Administración anterior y la falta de señales adecuadas tenemos un sistema energético altamente desinvertido, una balanza comercial deficitaria. Rescató las iniciativas para incentivar la producción de gas (Programa Gas Ar y Plan Gas Plus) para asegurar el abastecimiento del mercado interno. Y también que el Estado invirtió en el GP-NK y procura inversión para la reversión del Gasoducto Norte. “Se deberán adoptar medidas para que los usuarios paguen una tarifa justa y razonable, se asegure que la energía producida cubra la demanda, se revierta el déficit comercial del sector, y que el sector privado realice las inversiones para expandir la infraestructura”, describió.

A su turno, las empresas transportadoras y las distribuidoras coincidieron en señalar los retrasos tarifarios para cubrir sus respectivos servicios, la consecuente limitación en las inversiones realizadas, que en muchos casos se limitaron a garantizar el suministro en las



condiciones de seguridad y eficiencia necesarias.

Por ello, coincidieron en señalar una pronta recomposición de lo que deberían percibir para recuperar tal atraso en relación a la evolución de los costos de sus insumos, y la fuerte diferencia a la baja entre lo que se han movido sus tarifas en los últimos años, comparado con la evolución de diversos índices de la economía.

Todas coincidieron, además, en señalar la necesidad de que el gobierno disponga una actualización mensual de los montos que perciben (VAD, VAT), en base a la evolución del Índice de Precios IPIM, un criterio que Energía comparte para evitar nuevos retra-

tos a futuro. Las actualizaciones propuestas son por porcentajes que varían según las varias categorías de usuarios residenciales, y comerciales e industriales. y su incidencia en las facturas finales es proporcional a la incidencia que tiene en su integración cada componente tarifario.

En la conformación de la factura por el servicio de provisión de gas natural por redes el precio del gas representa 36 %, el transporte 12,5 %, la distribución 25 %, e impuestos 26,5 % aproximadamente. A modo de referencia, cabe señalar que los ajustes por actualización propuestos en sus índices por las empresas promedian el 400 por ciento. El reflejo en las factura varía

además según la región.

A los efectos de considerar el caso de una de las más importantes empresas del rubro cabe señalar que la propuesta de ajuste tarifario realizada por MetroGAS, operadora en la región del AMBA.

Se enmarca en las facultades conferidas por el decreto 55/2023 de adecuar transitoriamente las tarifas y ajustarlas periódicamente hasta tanto culmine el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI). Representa un aumento punta a punta del 376,52 %, aplicable a partir del 1° de febrero de 2024 y tienen en cuenta que durante más de 4 años los aumentos que se dieron (marzo de 2021, junio 2022 y mayo 2023) se mantuvieron por debajo

de la inflación.

“El porcentaje de actualización surge tomando el algoritmo de cálculo establecido en el Anexo V de la Resolución ENARGAS 4356/17, cuya base es el índice de febrero de 2018 versus el mismo índice a noviembre 2023 y estimando el incremento de costos del mes de diciembre 2023, según el Relevamiento de Expectativas de Mercado del Banco Central de la República Argentina (REM-BCRA) del 19,95 %, y descontando, obviamente, aquellos incrementos ya otorgados entre tales períodos”, describió la compañía al momento de la remisión de la propuesta al Enargas.

De esto resultaría que para los usuarios residenciales (R1 y R2), que representa el 80 % de los 2,4 millones de usuarios que tiene la compañía distribuidora, un incremento mensual promedio de 6.000 pesos.

En cuanto al impacto en la factura también depende de lo que el gobierno compute el valor del gas (PIST), más el transporte y los impuestos.

En los próximos días el Enargas deberá resolver el ajuste tarifario provisorio que regirá para este servicio a partir de febrero.

## “No hay crisis en la producción y el transporte de petróleo y gas”

El ex secretario de Energía durante el gobierno de Alberto Fernández, Darío Martínez destacó la importancia del Plan Gas. Ar, y señaló que “el Plan Gas.Ar es tan virtuoso como lo reconoce todo el sector” dijo también que “romper los contratos sólo traerá aumentos injustificados de precios del gas para la economía argentina, y un desorden en el mercado interno muy nocivo”. Martínez afirmó que no existe crisis en la producción y transporte de petróleo y gas, destacando que se están alcanzando récords continuos en producción, perforación y fracturación. Además, indicó que las inversiones previstas apuntan a duplicar los niveles actuales en un año.

El ex Secretario resaltó el papel fundamental de Vaca Muerta y el Plan Gas.Ar en el aumento récord de la producción de Gas No Convencional, impulsando la producción total del país. Subrayó que el desarrollo en Tierra del Fuego, con la ampliación

de la concesión de Fénix, asegura los niveles de producción del Gas Offshore.

Martínez informó que en noviembre se alcanzó la producción de crudo más alta en los últimos 19 años, con 675 MMbbl/día, y proyectó que solo en Neuquén se estarán produciendo cerca de 800 mil barriles diarios en un año.

En cuanto al transporte de hidrocarburos, Martínez negó la existencia de crisis, destacando importantes obras en oleoductos ejecutadas por empresas privadas como Oldelval, YPF y OTASA. Detalló proyectos en marcha que duplicarán la capacidad de transporte de crudo desde Vaca Muerta y potenciarán el transporte hasta Mendoza y Chile.

Respecto al transporte de gas, mencionó la puesta en funcionamiento de la primera etapa del gasoducto Néstor Kirchner y el Plan de Obras Transport.Ar Producción Nacional, que busca alcanzar el autoabas-

tecimiento con gas argentino. Destacó la continuación de la reversión del Gasoducto Norte por parte del gobierno actual.

Martínez abogó por mantener el Plan Gas.Ar como política de Estado, argumentando que los precios y cantidades fueron establecidos por la libre concurrencia de las productoras, con contratos hasta 2028 que garantizan abastecimiento nacional y seguridad para las inversiones. Alertó sobre los riesgos de romper estos contratos, sugiriendo que podría ser el objetivo del gobierno de Milei.

Martínez reconoció también la importancia de mantener la planificación y seguridad jurídica en la nueva gestión, consolidando el Plan Gas.Ar y convocando a las empresas productoras a ejecutar nuevas obras de transporte de hidrocarburos, aprovechando los precios y oportunidades de exportación con una alta tasa de retorno.”

# ¿Invertir en infraestructura o gastar en importaciones?

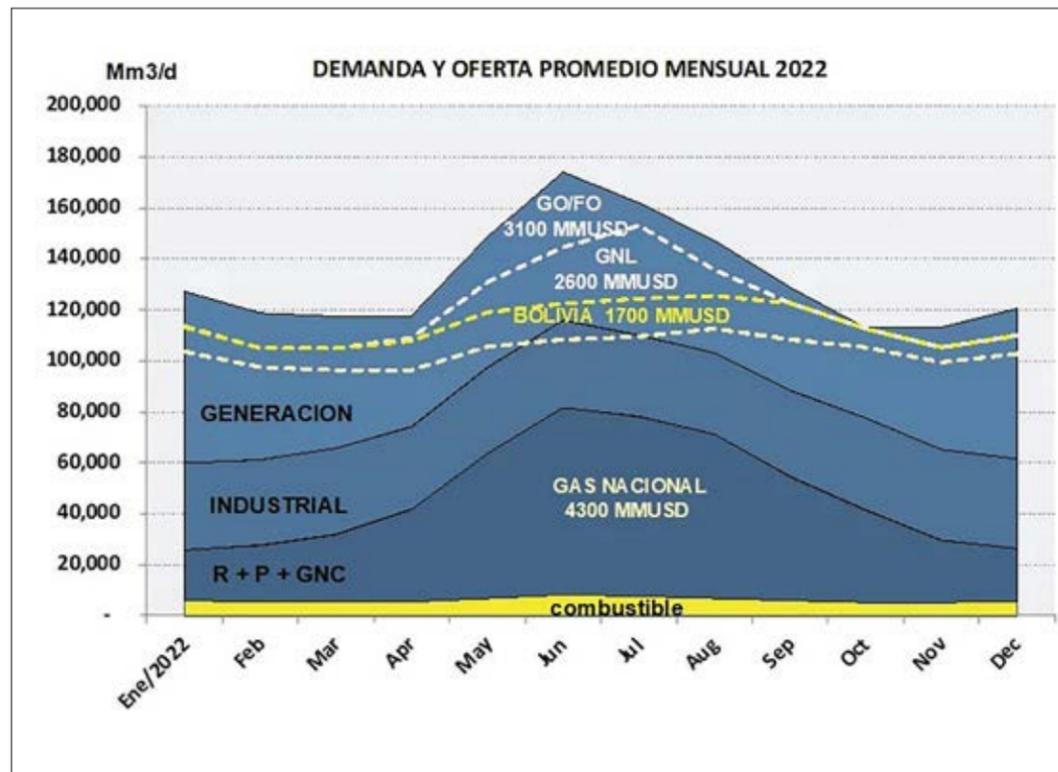
Por Aldo Bianchi  
Alzugaray \*

La Argentina es uno de los países con la matriz energética más limpia del mundo, porque a diferencia de Europa, Asia o América del norte, no quema carbón. Tiene una infraestructura gasífera de las más extensas del mundo y el consumo per cápita (incluyendo energía eléctrica e industrias) alcanza los 1.100 m<sup>3</sup>/d, además, Argentina tiene desde hace 20 años, la matriz energética que Alemania aspira para 2050.

Las diferencias de temperatura entre invierno y verano y la concentración de la demanda, provoca también algunos problemas en el abastecimiento, con grandes picos de demanda, y una infraestructura enorme porque la demanda residencial quintuplica su volumen entre enero y julio.

La consecuencia es que en invierno se producen cortes que afectan a algunas industrias y en particular, a las generadoras eléctricas, las cuales deben recurrir a los combustibles líquidos, lo que trae consecuencias negativas.

Técnicamente se acorta la vida de las centrales y se reduce su factor de capacidad, económicamente hablando se producen mayores costos por uso de combustibles más caros, una logística más comple-



ja y onerosa y también dificultades financieras, que en ocasiones obligan al Tesoro a desembolsos imprevistos.

El gráfico elaborado por el Ing. Raúl Bertero, muestra un año típico donde pueden apreciarse el origen del combustible para abastecer el pico de demanda. Según Bertero, teniendo en cuenta los altos costos del gas y de los combustibles importados del año 2022, "el costo total de abastecimiento a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y generación alcanzó los 11.700 millones de dólares." Los cálculos fueron realizados según los valores de precios promedio anual de los energéti-

cos del año 2022: 3,9 dólares por millón BTU para el gas nacional, 14,5 dólares por millón de BTU para el gas de Bolivia, 38 dólares por millón de BTU para el GNL y 24 dólares por millón de BTU para el Gasoil y el Fueloil.

## Bolivia

El gráfico muestra además, la relevancia de las importaciones de gas de Bolivia. Al respecto es preciso señalar dos cuestiones: la primera es que después de casi 50 años, Bolivia dejará de abastecer en firme, a raíz del declino en sus cuencas.

La segunda -casi nunca mencionada- es que las importaciones del nor-

te poco tenían que ver con la imposibilidad de abastecimiento argentino, sino más bien por razones geopolíticas, para mantener a Bolivia en la órbita de influencia de la Argentina y también para equilibrar la balanza comercial. Las cosas han cambiado y hoy soplan otros vientos por lo que las moléculas deberán también cambiar el sentido de circulación.

El problema es que la infraestructura de la región norte no preveía la suspensión abrupta del abastecimiento y el cambio de rumbo ahora desde el sur hacia el norte.

## "No hay plata"

Javier Gerardo Milei es

el noveno presidente en los cuarenta años de democracia. En su discurso de asunción, el mandatario auguró un futuro inmediato de recortes, mayor inflación y pobreza. "No hay alternativa posible al ajuste. El shock impactará de manera negativa en la cantidad de personas en situación de pobreza" y agregó: "Empezamos recortando la obra pública y llevándola a cero, y las que están en curso las licitamos. Los contratos se respetan. Pero vamos a una iniciativa privada a la chilena".

Estas declaraciones mantienen aún en vilo no sólo a buena parte de las empresas constructoras, sino a muchos argentinos que conocen el sector energético y son conscientes de la necesidad de construir infraestructura para abastecer al centro y norte argentino, sustituyendo las importaciones de Bolivia con gas de Vaca Muerta.

Esa necesidad se ciñe también a un plazo determinado. Hoy deberían estar encarándose las obras para lograr abastecer la región en invierno. De lo contrario las importaciones elevarían los costos de forma astronómica, ya sea que los pague el tesoro o la demanda.

Cabe recordar también que aún queda pendiente la construcción del segundo tramo del Gasoducto Presidente Néstor Kirch-



Haciendo historia.  
Construyendo futuro.

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

f @ y in  
sacde.com.ar

sacde

ner (GPNK) entre Salliqueló y San Jerónimo, en la provincia de Santa Fe.

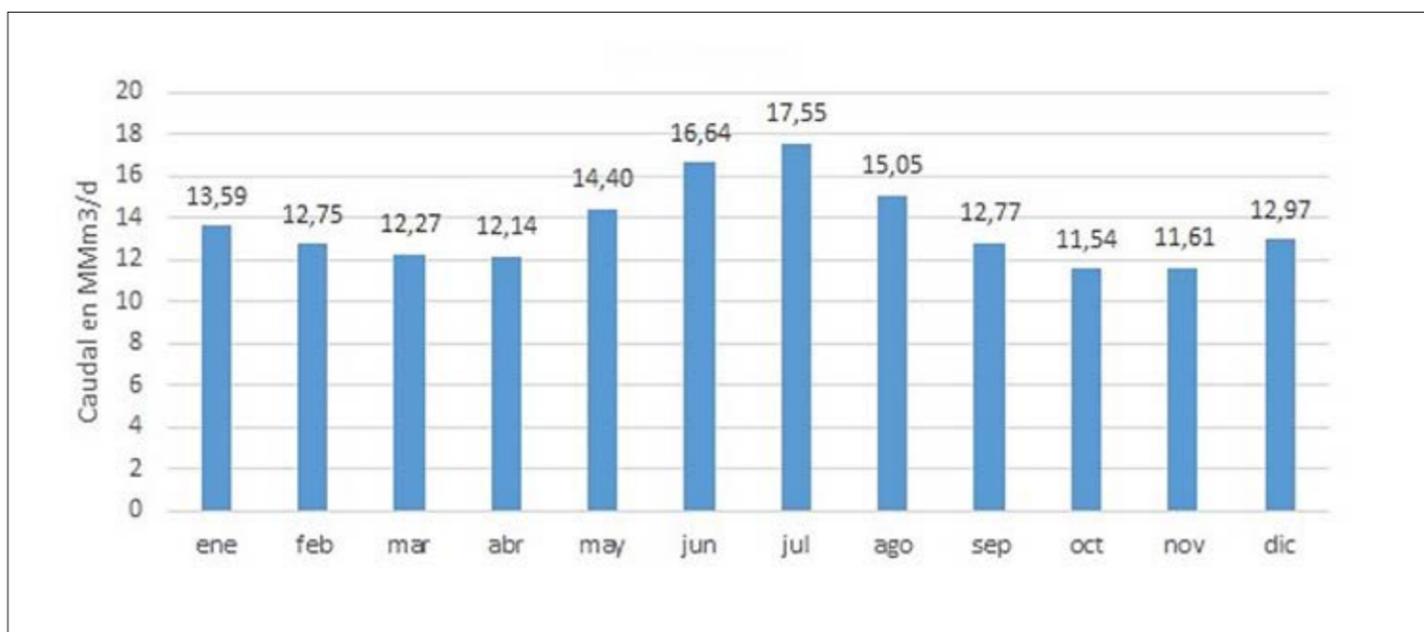
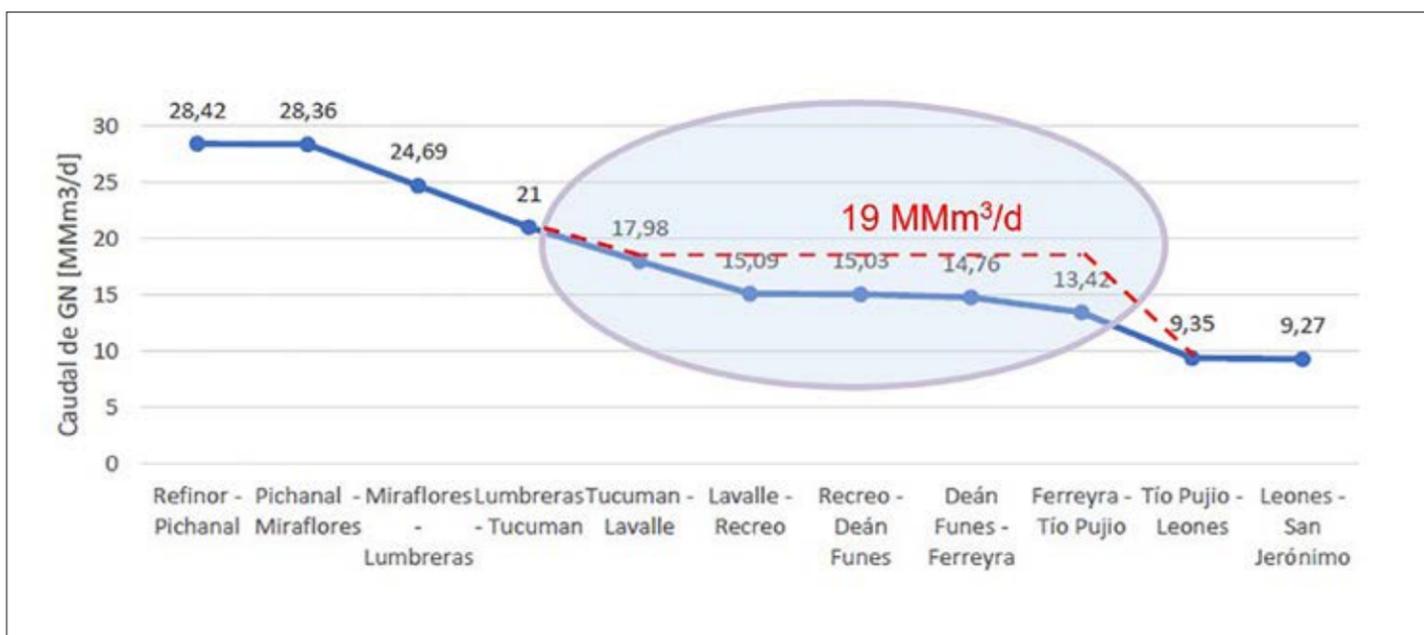
A mediados del año 2023, el primer tramo incorporó 11 MMm<sup>3</sup>/d que sustituyeron la importación de GNL por barco, amortizando a una velocidad récord la inversión.

Con la entrada en funcionamiento de las plantas compresoras Tratayén y Salliqueló, actualmente en funcionamiento, el caudal transportado podría alcanzar los 21 MMm<sup>3</sup>/d. Si se construyera el segundo tramo Salliqueló-San Jerónimo, parte de este caudal estaría disponible en la región metropolitana, disminuyendo significativamente las importaciones de GNL.

**Interrogantes**

¿De dónde provendrá el gas que sustituirá al boliviano para abastecer generación, hogares e industrias en 7 provincias argentinas? Esa energía toma relevancia cuando se piensa en las decenas de proyectos mineros que avanzan en el Triángulo del Litio.

Por otra parte, es preciso mencionar también, que tanto el transporte como la distribución de gas por redes constituyen Servicios Públicos y como manda el Artículo 2º inciso “b” de la ley 24.076 “Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo”. Hasta aho-



ra no hubo DNU que modifique al Marco Regulatorio Gasífero.

**Por el Norte**

Las provincias del noroeste argentino reciben el suministro de gas a través del Gasoducto Norte. Entre las jurisdicciones beneficiadas se cuentan Córdoba, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Tucumán, Salta y Jujuy.

Este gasoducto actualmente opera en dirección norte-sur y posee una configuración telescópica. Su capacidad se ajusta de manera progresiva a las diversas demandas regionales a medida que avanza.

En el gráfico 2 se detalla la capacidad operativa por segmentos, de norte a sur. Además, se destaca la capacidad ampliada de 19 MM m<sup>3</sup>/d que se proyecta para el funcionamiento en dirección sur-norte, según lo indicado por Transportadora de Gas del Norte (TGN). Es relevante señalar que, debido a consideraciones de diseño vinculadas a los puntos de consumo, las capacidades informadas podrían variar para la operación sur-norte en relación con las que figuran en el presente diagrama.

La empresa Energía Argentina S.A. (Enarsa) ya había iniciado el proceso licitatorio y en octubre abrió los sobres con las propuestas económicas para el renglón 1 y esta

semana se abrió el sobre económico para el renglón 2. Respecto de la infraestructura existente, la licitación abarca las obras necesarias para la operación bidireccional de cinco plantas compresoras existentes en Córdoba, Santiago del Estero y Salta, tramos de loop (gasoducto paralelo al troncal) por 62 kilómetros para el refuerzo del Gasoducto Norte. Además, el proyecto prevé la construcción de un nuevo gasoducto de 123 km y 36” que vincula las plantas compresoras La Carlota y Tío Pujio..

La UTE Techint-SACDE, que participó de la construcción del Gasoducto Néstor Kirchner, iba camino a adjudicarse la obra, pues había presentado la oferta más económica del Renglón 1, la cual representaba una erogación de 141.410 millones de pesos, frente a los 183.384 millones de pesos que ofertó BTU, su único competidor luego de la descalificación de Pumpco, una de las subsidiarias de MasTec, la empresa de la

familia Mas Canosa.

Actualmente, el gobierno tiene aprobado el préstamo de US\$ 540 millones que aportará la Corporación Andina de Fomento (CAF), el banco de desarrollo de América Latina, para financiar la obra, mediante el decreto 230/2023, monto que cubre la construcción pero no el costo de los ductos de 36 y 30 pulgadas.

En lo que concierne al Sistema del Gasoducto Norte (SGN), el troncal, construido en 1960, tiene un diámetro nominal de 24 pulgadas y una presión máxima de operación (MAPO) en torno de los 60 kg/cm<sup>2</sup>, con su punto de inicio en Campo Durán. A lo largo del tiempo, se llevaron a cabo expansiones en el sistema mediante la inclusión de conductos paralelos (loops) entre las estaciones compresoras de diversos diámetros y presiones de diseño, como por ejemplo, 30 pulgadas y 75.5 kg/cm<sup>2</sup>.

Asimismo, se efectuaron mejoras en la capacidad del conducto, que ac-

**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. "5" (0351 - 4219637 / 4282390)  
www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@tplanmail.com.ar

tualmente cuenta con 12 plantas motocompresoras y turbocompresoras, distribuidas a lo largo de su trazado.

### Suministro en el Centro y Norte

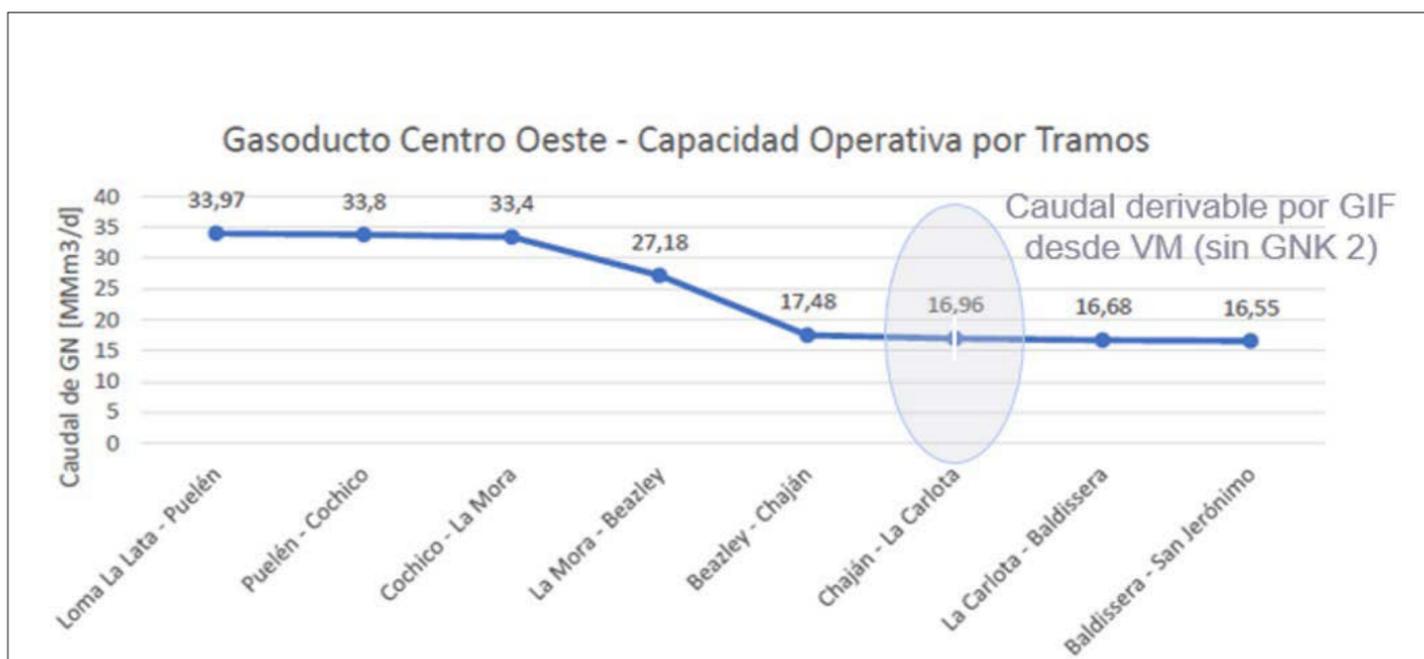
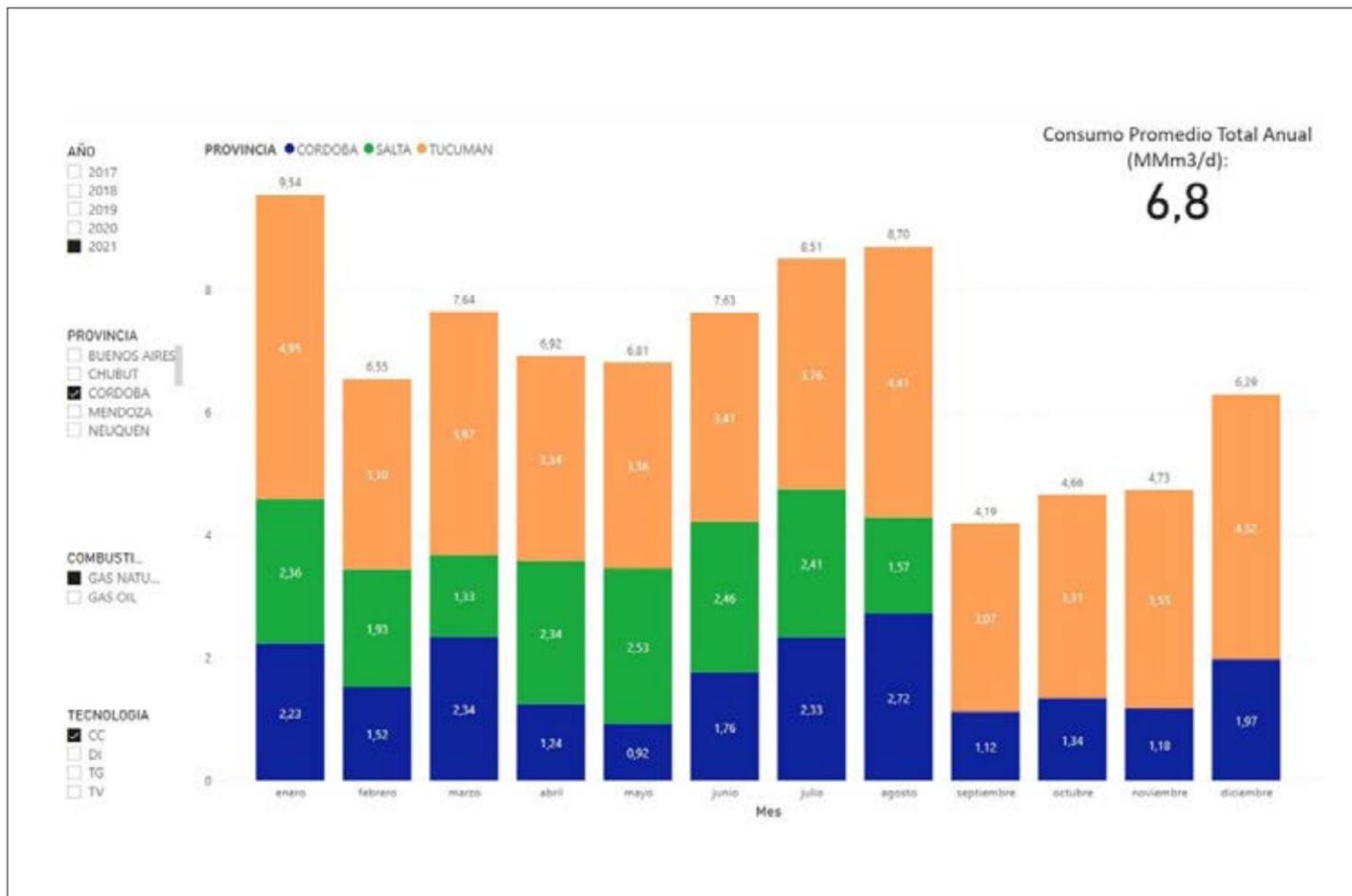
Debido a limitaciones geográficas que impiden la instalación de una terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), la opción más eficiente para abastecer al centro y norte del país recae en la infraestructura que ya existe.

A diferencia de las áreas de AMBA o Bahía Blanca, donde la demanda invernal puede abastecerse con buques de GNL, el norte del país se verá obligado a recurrir a una operación costosa de regasificación en el Puerto de Mejillones en Chile, más el costo de transporte.

Por tanto resulta lógico y de una mayor economía (tenemos un presidente economista) aprovechar la infraestructura de transporte para redirigir el gas proveniente de la cuenca neuquina hacia el norte del país. Naturalmente, deberá compensarse el suministro de gas desviado hacia el norte y destinado a abastecer la región de AMBA y el litoral a través del Gasoducto Centro-Oeste. Seguramente a Terminal de Regasificación de Escobar cumplirá ese rol.

### Mirando al norte

En la actualidad, para facilitar el cambio en la dirección del flujo, se encuentra operando el Gasoducto Mercedes-Cardales (GMC), una obra



complementaria del Gasoducto Néstor Kirchner (GPNK), que conecta los sistemas de transporte de alta presión de TGN y TGS.

La capacidad de de-

rivación actual del GMC, depende fuertemente de las presiones de los puntos que interconecta en los gasoductos Neuba II de TGS y el Tramo San Jerónimo-GBA de TGN. Hasta

tanto no se encuentre finalizada la planta compresora Mercedes (actualmente en construcción), su capacidad de transporte es de alrededor de 9 MMm3/d hacia el norte.

Para que el gas pueda fluir en dirección sur-norte por el GMC, la presión real en el punto de TGN (Cardales) debe ser inferior a la del punto de TGS (Mercedes). Este factor variará

**VICTORIO PODESTA**  
COMBUSTIBLES - GAS NATURAL - LUBRICANTES

(011) 4700-0171 | www.vpodesta.com | comercial@vpodesta.com

a lo largo del año en función de las condiciones de consumo e inyección de gas o GNL en el sistema.

Cabe recordar que la capacidad de transporte entre San Jerónimo y Tío Pujio para la operación Norte-Sur es de aproximadamente 9 MMm<sup>3</sup>/d. Sin embargo, el consumo estimado en el centro y norte del país supera ampliamente la capacidad actual de reversión del gasoducto proporcionada por el GMC.

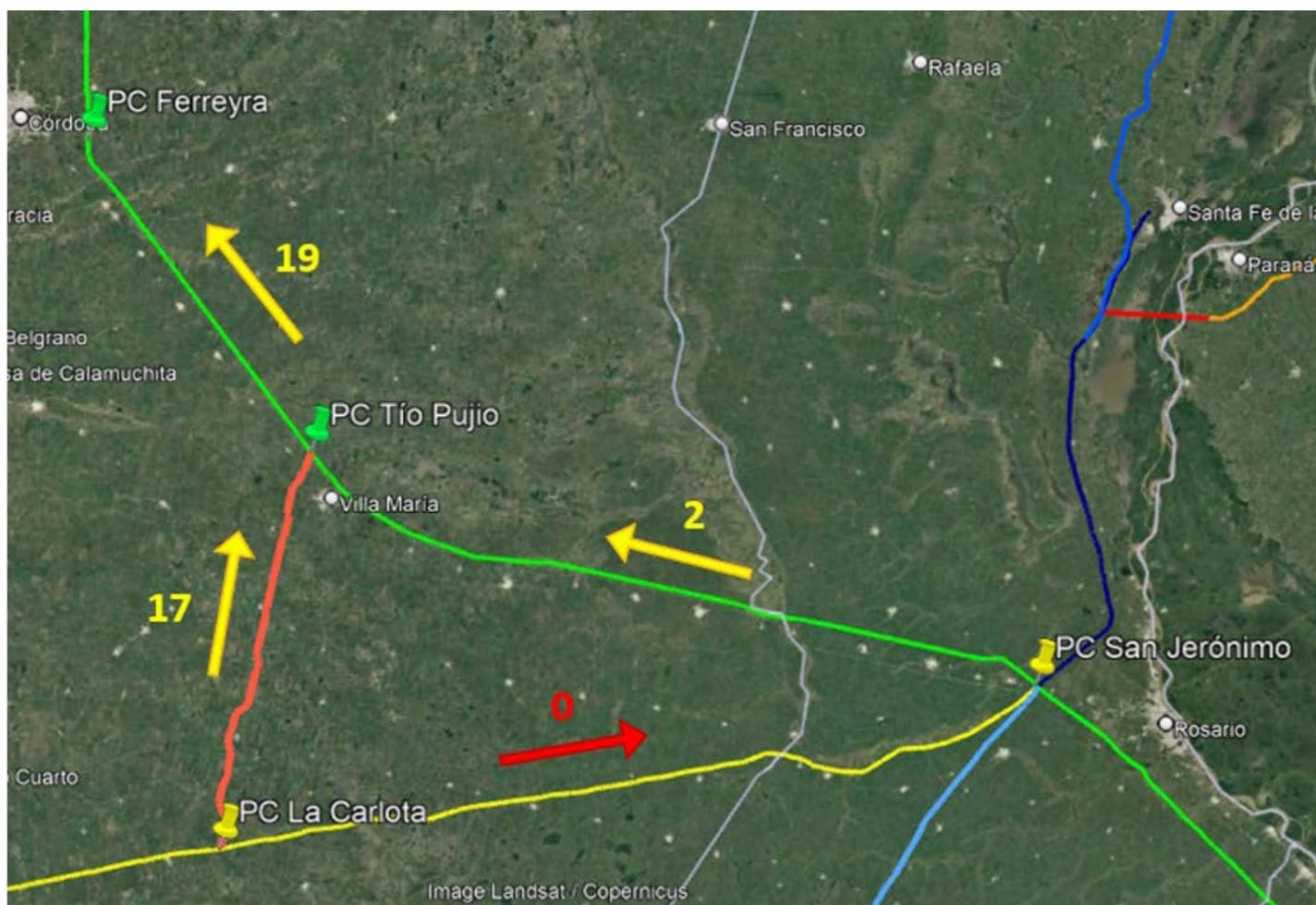
En particular, se observa que el flujo estimado promedio entre Campo Durán y Tío Pujio ronda los 13-14 MMm<sup>3</sup>/d durante los meses de verano y alcanza los 17-18 MMm<sup>3</sup>/d en los meses de invierno.

Por lo visto, resulta evidente la imperiosa necesidad de llevar a cabo obras adicionales que posibiliten tanto el aumento del potencial de reversión del gasoducto, como la operación bidireccional de las plantas. Esta necesidad se fundamenta, en primer lugar, en que la capacidad de transporte sur-norte proporcionada por el Gasoducto Mercedes-Cardales (GMC) y la reversión del tramo San Jerónimo-Tío Pujio no puede exceder los 9 MMm<sup>3</sup>/d. Además, se suma la limitación derivada de la incapacidad de las sucesivas plantas compresoras del Gasoducto Norte para operar en forma bidireccional, lo que restringe la compresión de gas en dirección Sur-Norte.

En lo que respecta a la demanda eléctrica, resulta indispensable abastecer de gas natural para la generación eléctrica. Según las cifras del año 2021, sólo los ciclos combinados de las provincias del norte consumieron un promedio anual cercano a los 7 MMm<sup>3</sup>/d, con un pico en enero que alcanzó casi los 10 MMm<sup>3</sup>/d. Esta situación resalta la urgencia de contar con una alternativa de abastecimiento, dado que la sustitución de ese volumen por combustibles líquidos resultaría impracticable.

### Volúmenes

Las iniciativas vincula-



das a la Reversión del Gasoducto Norte se encuentran integradas en el marco del plan de obras delineado en el Plan Transport. AR. Estas acciones comprenden la conclusión del "loop" entre las Plantas Tío Pujio y Ferreyra, así como las intervenciones requeridas en cinco plantas compresoras para posibilitar la inversión del flujo de sur a norte y la bidireccionalidad del sistema.

También engloban la construcción de un gasoducto de interconexión entre el Gasoducto Centro Oeste y el Gasoducto Norte, estableciendo un enlace entre las Plantas Compresoras de La Carlota (Gasoducto Centro Oeste) y Tío Pujio (Gasoducto Norte). Estas obras posibilitarían el suministro de gas nacional al centro y norte del país, sustituyendo los volúmenes provenientes de Bolivia. Este logro se concretaría gracias a la derivación de caudal desde el Gasoducto Centro Oeste al Gasoducto Norte. Por otro lado, se optimiza el potencial de reversión del Gasoducto Norte mediante el incremento de la capacidad de transporte derivado de la conclusión del loop y obras de bidireccionalidad.

Estas obras se conciben como complementa-

rias a las ejecutadas en la Etapa 1 del Gasoducto del GNK que permitirá abastecer los centros de consumo con gas incremental incorporado al sistema, reemplazando en parte los volúmenes transferidos al norte.

Las obras como el Gasoducto Mercedes-Cardales y loop al Neuba II, facilitan la transferencia de caudal adicional hacia el Gasoducto Norte, incrementando así la capacidad de inversión del sistema.

En consonancia con la capacidad de transporte del Gasoducto Centro Oeste (ver figura), el gasoducto La Carlota-Tío Pujio podrá derivar hasta 17 MMm<sup>3</sup>/d. A pesar de que el Gasoducto La Carlota-Tío Pujio cuenta con una capacidad de diseño superior (debido a su diámetro nominal de 36 pulgadas y una Máxima Presión de Operación de 97 kg/cm<sup>2</sup>), se ve limitado por la capacidad del sistema que lo alimenta.

No obstante, como se ve en la figura de Flujos estimados, con un transporte de 19 MMm<sup>3</sup>/d las obras previstas (LC-TP + Loop sobre Gto. Norte Tramo Tío Pujio-Ferreyra) tienen capacidad de abastecer los consumos del norte. Asimismo, podrán proveer caudal de gas in-

cremental para el desarrollo de proyectos mineros, tales como el Gasoducto Vicuña que prevé un consumo de aproximadamente 4 MMm<sup>3</sup>/d.

En lo que concierne al Gasoducto Norte, específicamente el tramo entre Tío Pujio y Ferreyra, resulta imperativo destacar que, desde una perspectiva técnica, la culminación integral del loop que conecta ambas compresoras reviste una importancia fundamental con el fin de optimizar la capacidad de transporte del gasoducto. Tal como se señaló previamente, tanto el troncal principal como el refuerzo preexistente presentan distintas presiones de diseño (61,7 vs 75,5 kg/cm<sup>2</sup>).

La construcción del loop, descrito en la licitación, conllevaría la independización de las presiones de operación de ambos conductos, brindando así la oportunidad de aumentar la capacidad de transporte. Es relevante recordar también que, según lo especificado en el proyecto licitado, el refuerzo del Gasoducto Norte consta de dos tramos, ambos con un diámetro nominal de 30 pulgadas. El primer tramo (Tramo 83 Norte) se extenderá aproximadamente 10,5 km en

la succión de Ferreyra, mientras que la segunda parte del refuerzo (Tramo 83 Sur) tendrá una longitud aproximada de 51,5 km en la descarga de Tío Pujio.

### ¿Obra pública sí o no?

Hasta aquí una descripción general de las obras proyectadas, impulsadas exclusivamente por la necesidad de abastecer al mercado del norte

Resta saber de qué modo se resolverá la sustitución del gas boliviano: ¿se importará nuevamente líquidos y GNL a un costo enorme? ¿O por el contrario, se invertirá en la construcción de infraestructura que estamos describiendo? La obra pública está suspendida, la licitación quedó a medio camino y tampoco se anunció la construcción "a la Chilena".

Queda planteado el enigma: ¿invertir en obra pública o gastar en importaciones?

\* Abogado especializado en Regulación Energética

# TotalEnergies inicia la instalación de la plataforma Fénix en Tierra del Fuego



Total Austral anunció el arribo del jacket de Fénix a las costas de Tierra del Fuego. La llegada de la estructura al país representa el inicio de una nueva etapa del proyecto gasífero costa afuera más importante de la Argentina

TotalEnergies anunció el inicio de la instalación de la plataforma de producción del Proyecto Fénix, el desarrollo gasífero costa afuera operado por Total Austral, que representa actualmente la mayor inversión en el país en materia energética. El arribo del jacket a las costas de Tierra del Fuego inaugura la segunda etapa del proyecto, centrada en las operaciones de instalación costa afuera.

La noticia fue dada a conocer una vez concretado con éxito el traslado transoceánico del jacket - parte inferior de la plataforma - desde Italia hacia Argentina. Según los equipos técnicos a cargo de Fénix, el proyecto costa afuera impulsado por Total Austral y sus socios Wintershall Dea Argentina y Pan American Sur se materializa según el cronograma previsto.

Dada la magnitud de la operación, la logística para la movilización de la plataforma de 4.800 toneladas será efectuada en dos instancias: instalación del jacket en primer lugar, y del topside (parte superior de la plataforma) en segundo lugar, cuyo ingreso al país

está previsto para enero de 2024. La plataforma de producción de Fénix pesará unas 4.800 toneladas, incluyendo los 4 Pilotes (1.600t). La plataforma de producción de Fénix pesará unas 4.800 toneladas, incluyendo los 4 Pilotes (1.600t). La etapa de instalación prevista para los próximos días representa todo un desafío teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas del Atlántico Sur.

Por este motivo, operarán 6 embarcaciones en simultáneo, provistas con sistemas de posicionamiento dinámico que logran mantener posición y rumbo mediante propulsión activa; es decir, comandada por un sistema de inteligencia artificial que interpreta datos de satélites y sensores de fuerza externos, tales como la corriente y el viento.

La estructura instalada en mar abierto se fijará al suelo marino mediante el hincado de pilotes y la cementación de los mismos. De esa manera se garantizará la estabilidad de la estructura durante todo su ciclo de vida.

Para la primera mitad del 2024 se prevé la conexión final del gasoducto submarino que unirá Fénix y Vega Pléyade.

La misma será realizada mediante la utilización de equipos especiales y buzos expertos. Por último, se procederá a la perforación de los tres pozos horizontales que entrarán secuencialmente en pro-

ducción desde finales de 2024.

## La magnitud del proyecto

El Proyecto Fénix, con sus 700 MUSD de inversión, representará para Argentina una mayor disponibilidad de gas natural, aportando hasta 10 millones de metros cúbicos de gas por día para abastecer la demanda local.

Este aporte se traducirá en un ahorro significativo de divisas reemplazando la importación de GNL y gas, lo que impactará positivamente en la balanza comercial del país: Fénix permitirá un ahorro de 10 barcos durante el periodo invernal, lo que equivale a un 25% de las importaciones de LNG. De acuerdo con lo plani-

ficado, Fénix contribuirá al autoabastecimiento energético y al objetivo de convertir a Argentina en un exportador neto de energía. El proyecto está alineado con la estrategia climática de TotalEnergies focalizada en brindar a la sociedad cada vez más energía con menos emisiones.

## Fénix en cifras:

4 años de estudios, construcción, instalación, y perforación  
700 MUSD de inversión  
25% de ahorro de importaciones de LNG  
Mas de 3000 personas involucradas en el proyecto  
Uno de los proyectos con menor huella de carbono por m<sup>3</sup> de gas (< 10 kg-CO<sub>2</sub>e/boe)  
20-dic-2023: llegada de la plataforma, costa afuera, Tierra de

Fuego Nov- 2024: puesta de producción estimada

## Sobre TotalEnergies

TotalEnergies es una empresa multienergías internacional con presencia en 130 países que cuenta con más de 100.000 colaboradores. En Argentina, TotalEnergies desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en las provincias de Neuquén y Tierra del Fuego desde 1978. Con unos 1.100 colaboradores en el país, opera el 25% de la producción de gas nacional, siendo así la primera productora privada de Argentina. También está presente en el sector de energías renovables con la operación de plantas eólicas y solares, además de comercialización de lubricantes.

**IPH<sup>®</sup> 75**  
1949 2024  
CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS  
www.iphglobal.com | (5411) 4469 - 8100

**Crosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil  
American Petroleum Institute API Monogram. License 9A - 0018.

## ELECTRICIDAD

En los primeros once meses del año subió 2,7%

# La demanda de electricidad descendió 2,5% en noviembre

La demanda de la energía eléctrica registró en noviembre un descenso interanual de -2,5 % al alcanzar los 11.040,7 GWh, con temperaturas inferiores a las registradas en el mismo mes del año pasado, tras dos meses consecutivos de subas en septiembre (6,3 %) y octubre (2,3 %), aunque se habían producido descensos en abril (-1 %), mayo (-7,8 %), junio (-7,7 %), julio (-1,3 %) y agosto (-0,2 %).

En este sentido, y dado que en el primer trimestre habían registrado tres aumentos significativos, el crecimiento del año hasta noviembre es de 2,7 por ciento.

En noviembre último descendió la demanda de los sectores residencial, comercial e industrial, mientras que las demandas en las zonas de las distribuidoras de Capital y GBA crecieron en promedio el 3,4 % a pesar de que EDESUR presentara una caída de 3,8 % que se compensó con el ascenso de EDENOR (9,4 %).

## Los datos de noviembre 2023

En noviembre de 2023, la demanda neta total del MEM fue de 11.040,7 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2022, había sido



de 11.319,3 GWh<sup>1</sup>. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -2,5 por ciento. Asimismo, en noviembre 2023, existió un crecimiento intermensual del 5,6 %, respecto de octubre de 2023, cuando alcanzó los 10.453,9 GWh.

En cuanto a la demanda residencial de noviembre, alcanzó al 44 % del total país con una caída de -3 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial bajó -0,7 %, siendo un 29 % del consumo total. Y la demanda industrial reflejó otro 27 %, con un descenso en el mes del orden del -3,7 %, aproximadamente. Por otro lado, se registró una potencia máxima de 24.791 MW el 28 de noviembre de 2023 a las 15:40, lejos de los 29.105

MW del 13 de marzo de 2023, récord histórico.

## Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido noviembre de 2023): 6 meses de baja (abril de 2023, -1 %; mayo, -7,8 %; junio, -7,7 %; julio, -1,3 %; agosto, -0,2 %; y noviembre de 2023, -2,5 %) y 6 meses de suba (diciembre de 2022, 4,6 %; enero de 2023, 4,1 %; febrero, 12,7 %; marzo, 28,6 %; septiembre, 6,3 %; y octubre de 2023, 2,3 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 2,9 por ciento.

## Consumo mensual a nivel regional

En cuanto al consumo por

provincia en noviembre, 15 fueron las provincias y/o empresas que marcaron descensos: Chubut (-11 %), Santa Fe y Neuquén (-9 %), EDEN (-6 %), Entre Ríos (-5 %), San Juan, San Luis, La Pampa y Córdoba (-4%), Mendoza y EDELAP (-3 %), EDES, Tucumán y Río Negro (-1 %), entre otros.

Por su parte, 12 provincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo: Formosa (30 %), Chaco (17 %), Jujuy (11 %), Salta (8 %), Corrientes (5 %), Misiones (4 %), Santiago del Estero, Santa Cruz y EDEA (3%), Catamarca y La Rioja (2 %), entre otros.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 31 % del consumo del país y totali-

zaron un ascenso conjunto de 3,4 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una suba de 9,4%, mientras que en EDESUR la demanda descendió -3,8 %.

## Temperatura

Observando las temperaturas, el mes de noviembre 2023 tuvo un registro inferior al de noviembre de 2022. La temperatura media fue de 21,2 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 23,0 °C y la histórica es de 20,4 °C.

## Datos de generación

La generación térmica e hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento de las energías renovables. En noviembre, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 3.784 GWh contra 3.694 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 3,4 por ciento.

Producto de las fuertes lluvias, ocurridas durante el mes, se observa un aumento en los caudales de las principales cuencas del Comahue, al igual que los ríos Uruguay y Paraná, comparado con el mismo mes del año anterior, incluso en algunas cuencas se presentaron valores mayores a los esperados.

Así, en noviembre la generación térmica tuvo un aporte de producción equivalente al 42,20 % de los requerimientos, mientras que las centrales hidroeléctricas aportaron el 32,63 % de la oferta. También, las nucleares proveyeron 7,50 %, y las generadoras de fuentes alternativas el 17,62 % del total. La importación representó el 0,04 % de la demanda satisfecha.

# El ENRE convocó a Audiencia para adecuar las tarifas a las transportadoras

A través de la Resolución 3/2024 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad convocó a una Audiencia Pública con el objeto de "poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica, tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa".

La convocatoria es para el día 29 de enero de 2024 a las 8:30 horas, su visualización y participación se realizará mediante una plataforma digital y su desarrollo se transmitirá en simultáneo a través de una plataforma de streaming, la que será informada en la página web: <https://www.argentina.gob.ar/enre>.

El Interventor del ENRE, en el ejercicio de su cargo, tiene las facultades de gobierno y administración establecidas por la Ley (marco regulatorio) 24.065 y las asignadas en el decreto 55/2023, que declaró hasta el 31 de diciembre de 2024 la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal.

Dicho decreto instruyó a realizar el proceso de revisión tarifaria integral y estableció que hasta tanto culmine dicho proceso podrán aprobarse adecua-



ciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación del servicio de energía eléctrica.

Las empresas convocadas a participar son: Transener S.A., Transba S.A., Transpa S.A., Transco S.A., Trasnea S.A., Transnoa S.A., Distrocuyo S.A y EPEN de Neuquén. El procedimiento se registrará por el Reglamento de Audiencias Públicas aprobado por Decreto 1172/2003 adoptado por Resolución del ENRE 30/2004. La Audiencia Pública será presidida por el Interventor del ENRE, Darío ARRUE y, en forma conjunta y/o alternada y/o sucesiva por Pablo LEONI y Víctor AGÜERO pudiendo designar funcionarios competentes en su reemplazo.

Podrá participar en la Audiencia Pública 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.

Las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas podrán participar por medio de sus representantes, acreditando personería mediante el instrumento legal correspondiente -debidamente certificado-, admitiéndose la intervención de un solo orador en su nombre. A tales fines deberán inscribirse vía Web en el correspondiente Registro de Participantes.

La resolución habilita, "a partir de las CERO HORAS del día 8 de enero de 2024 y hasta las 23:59 h del día 24 de enero de 2023, el Registro de Participantes" al que se podrá acceder a través de la página web <https://www.argentina.gob.ar/enre>.

Quien solicite partici-

par como expositor en la Audiencia Pública deberá manifestarlo en el Formulario de Inscripción, realizando un resumen que refleje el contenido de la exposición; pudiendo adjuntar, en archivo PDF, un informe de la exposición a realizar.

En la Audiencia Pública, las personas físicas que se hayan inscripto como participantes tendrán derecho a UNA (1) intervención oral de CINCO MINUTOS (5 min) y los representantes de las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas que se hayan inscripto como participantes, tendrán derecho a UNA (1) intervención oral de DIEZ MINUTOS (10 min).

El informe de cierre conteniendo la descripción sumaria de las intervenciones e incidencias de la Audiencia Pública, sin apreciación alguna sobre su contenido, se publicará en el Boletín Oficial de la

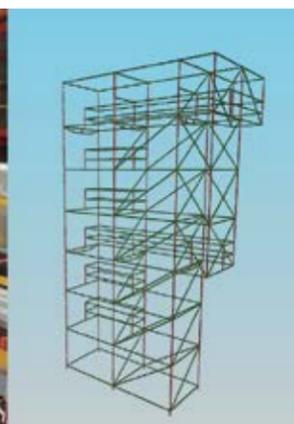
República Argentina y en la página web del ENRE ([www.argentina.gob.ar/enre](http://www.argentina.gob.ar/enre)) en el plazo de 10 días, contados desde la finalización de la Audiencia Pública, que no tiene carácter resolutivo.

El artículo 16 de la Resolución comunica la realización de la Audiencia pública a la Secretaría de Energía, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), a las asociaciones de usuarios registradas en el Registro Nacional de Asociaciones de Consumidores (RNAC) de la Subsecretaría de Defensa del Consumidor, a la Comisión de Usuarios Residenciales (CUR), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADEERA), a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUEERA), a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica (AGEERA) y a la Asociación de Entes Reguladores Eléctricos (ADERE), a la Defensoría del Pueblo de la Nación y a la Dirección Nacional de Defensa del Consumidor.

Asimismo, la Resolución invita a participar de la Audiencia a los intendentes de los municipios pertenecientes al área de concesión, así como también las defensorías del pueblo de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.



- 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](http://www.incaaislaciones.com.ar)

**inca**  
aislaciones

## INTERNACIONALES

# China sigue siendo el principal comprador de GNL del mundo

China es el mayor comprador de gas natural licuado. Los envíos del combustible al país crecieron 12% en 2023 hasta alcanzar más de 70 millones de toneladas según Bloomberg.

Aunque las entregas se mantienen por debajo de los niveles de 2021, debido en parte a alternativas más baratas, se espera que la nación impulse el crecimiento de la demanda mundial durante la próxima década.

Las importaciones chinas aumentarán casi un 20%, hasta 84 millones de toneladas en 2025, y 136 millones de toneladas en 2030., señaló Rystad Energy

Un aumento de los envíos a China antes de que la nueva oferta entre en funcionamiento a finales de esta década podría alterar el cuidadoso equilibrio del mercado del gas.

Las compras de GNL



por parte de China podrían afectar el suministro en Europa después de la caída del flujo de gas

natural por el gasoducto nordstream, aseguran los expertos.

Según datos del Ener-

gy Institute, el gas sólo representa el 8,5% de la combinación energética total de China, lo que le

deja mucho margen para crecer a medida que sustituye a alternativas más sucias como el carbón.

En Japón, por el contrario, el gas representa una quinta parte del mix energético, mientras que en Estados Unidos es un tercio.

Los suministros de gas de Gazprom a China a través del gasoducto Power of Siberia alcanzaron los 22.700 millones de metros cúbicos el año pasado, por encima de los volúmenes contratados.

Según el director de la empresa rusa, Alexéi Miller, solo este año Moscú entregará a China más de 22.500 millones de metros cúbicos de combustible, una cantidad que supera la estimada en el contrato entre ambos países.

El directivo agregó que la empresa suministrará a China 38.000 millones de metros cúbicos de gas en 2025, tal y como estipula el respectivo contrato.

En cuanto a las relaciones con países de Asia Central, Miller reveló que en 2024 Gazprom planea firmar contratos de 15 años de duración con Kazajistán, Kirguistán y Uzbekistán.

“Los contratos a medio plazo de quince años que acordamos con nuestros socios en Kirguistán, Kazajistán y Uzbekistán se firmarán a mediados del próximo año en el Foro Económico de San Petersburgo y el 1 de noviembre de 2025 comenzarán los suministros fiables y estables en virtud de esos acuerdos”, indicó.

El índice de referencia del carbón térmico chino, que ya cayó el año pasado, podría bajar aún más si el suave crecimiento de la demanda no contribuye a eliminar los excedentes del país.

## ExxonMobil cede a PetroChina las operaciones de uno de los mayores yacimientos petrolíferos

Tras su salida de West Qurna 1, Exxon no tendrá presencia en el sector energético de Irak

ExxonMobil abandonó West Qurna 1, un yacimiento en el sur de Irak, y traspasó sus operaciones a PetroChina como contratista principal. PetroChina posee la mayor participación en el yacimiento tras la marcha de Exxon.

El año pasado, Irak firmó un acuerdo de venta para la adquisición del 22,7% de la participación de ExxonMobil en West Qurna 1 por parte de la empresa estatal iraquí Basra Oil Co. (-BOC), mientras que la empresa estatal indonesia Pertamina compró el 10% restante de la participación de Exxon, aumentando su



participación al 20%. El acuerdo final alcanzado recientemente entre Exxon y el Ministerio de Petróleo iraní.

El yacimiento West Qurna 1 produce actualmente unos 550.000 barriles diarios (bpd).

Se trata de uno de los mayores del mundo, con unas reservas re-

cuperables estimadas en más de 20.000 millones de barriles. Irak y PetroChina planean aumentar la producción a 600.000 bpd a finales de 2024, dijo el jefe de BOC.

Tras su salida de West Qurna 1, Exxon no tendrá presencia en el sector energético de Irak, dijeron funcionarios de Basra Oil Co.

Superó los 4.698 millones de barriles diarios, volumen en un 18% superior al mes anterior

# Brasil alcanzó en noviembre un nuevo récord en la producción de petróleo y gas

Brasil alcanzó en noviembre un nuevo récord en la producción de petróleo y gas natural equivalente, con 4.698 millones de barriles diarios, volumen en un 18% superior al del mismo mes de 2022 (3.978 millones de barriles por día), informó la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).

La producción de noviembre superó a la de septiembre de este año (4.666 millones de barriles diarios), que era hasta ahora la mayor del país desde que el regulador comenzó a recopilar los datos.

De acuerdo con la ANP, la producción brasileña tan solo de petróleo en noviembre fue de 3,678 millones de barriles diarios, igualmente un récord y un volumen en un

3,8 % superior al de octubre y un 18,8% mayor al del mismo mes de 2022.

## El petróleo y gas natural de Brasil

La producción de gas natural, por su parte, también fue récord en noviembre, con 162,12 millones de metros cúbicos diarios (1,020 millones de barriles equivalentes por día), con un aumento del 6,3% frente a la de octubre y del 15,5% en la comparación con el mismo mes del año pasado. Los datos son compatibles con las previsiones del Ministerio de Minas y Energía, que espera que Brasil eleve su producción de petróleo desde los 3 millones de barriles diarios en 2023 hasta 5,4 millones de barriles diarios



en 2030, que convertirían al país en el cuarto mayor productor mundial, tan solo superado por Irán, Canadá y Kuwait. Según la ANP, la producción brasileña de hidrocarburos en el presal, el horizonte de explotación en aguas muy profundas del océano Atlántico y por debajo de una capa de sal de dos

kilómetros de espesor, llegó en noviembre a 3,585 millones de barriles equivalente por día, con lo que alcanzó el 78,3% del total extraído por Brasil.

El 97,8% de la producción brasileña de petróleo y el 85,2% de la de gas natural en noviembre fue extraída de yacimientos marítimos.

## Los yacimientos

Por empresas, la estatal Petrobras se mantuvo en noviembre como el mayor operador de Brasil, con una producción en sus yacimientos y en los de los consorcios que lidera de 4,698 millones de barriles diarios, el 88,76% del total nacional.

Enseguida se ubicaron la noruega Equinor, con 104.086 barriles diarios, la brasileña Petro Rio Jaguar (88.886) y la francesa Total Energies (60.241).

Por concesionarias, sin embargo, la segunda mayor productora de Brasil después de Petrobras es la anglo holandesa Shell, con 511.440 barriles diarios, en su mayoría extraídos por consorcios en que es socia minoritaria.

## 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

## Angola se va de la OPEP



Angola, el segundo mayor productor de petróleo de África dejará la OPEP porque no le reporta beneficios, según el ministro de Petróleo de ese país, Diamantino Azevedo.

La decisión de poner fin a los 16 años de pertenencia del país africano a la organización de productores se produce después de que el país cuestionara públicamente el resultado de la última cuota de producción de la organización. Angola es el segundo mayor productor de crudo de África, después de Nigeria, pero ha sufrido años

de descenso de la producción desde que alcanzó un máximo de casi 2 millones de barriles diarios en 2008, justo un año después de entrar en la entente.

El país produce 1,16 millones de b/d en noviembre.

El resultado de las recientes negociaciones desde la OPEP dejó a Angola con un techo de producción de 1,11 millones de b/d en 2024, después de que Luanda hubiera pedido 1,18 millones de b/d, lo que no deja margen para aumentar la producción y llevó al Gobierno a oponerse formal y públicamen-

te a la secretaría. Las reservas del país ascienden a 2.500 millones de barriles y 301.000 millones de metros cúbicos, respectivamente. Angola, produce alrededor de 1,1 millones de barriles por día (bpd) de petróleo, frente a los 28 millones de bpd de todo el grupo.

De modo que su salida no es un movimiento sísmico para los intereses del cártel, sobre todo después de que Brasil haya anunciado que entrará en la OPEP+ (formado por la OPEP más Rusia y sus aliados).

## TotalEnergies vendió red de estaciones de servicio europeas

TotalEnergies vendió por 3.400 millones de euros a la canadiense Couche Tard su red de estaciones de servicios ubicadas en Alemania, Países Bajos, Bélgica y Luxemburgo. En Bélgica y Luxemburgo, las dos empresas se asociaron, de forma que la canadiense pasa a tener un 60% y TotalEnergies el 40% restante.

TotalEnergies precisó que seguirá aprovisionando todas esas estaciones durante cinco años a partir de sus refinerías de Amberes, en Bélgica, y de Leuna, en Alemania. Cuando había anunciado la operación en marzo, había explicado que cedía las 1.198 estaciones de servicio de Alemania y las 392 de Países Bajos porque no era líder en esos mercados. En cuanto a Bélgica y Luxemburgo, donde sí era "número uno", su asociación con Couche Tard, de acuerdo con el objetivo planteado entonces, es "acelerar la transformación de esas redes maximizando sus ventas al margen de los carburantes de petróleo". La operación se lleva a cabo sobre una valoración de los activos de 3.100 millones de euros. Todas las gasolineras mantendrán la marca TotalEnergies mientras sigan siendo aprovisionadas por la compañía francesa, al menos durante un periodo de cinco años, lo que se hará a partir de sus refinerías de Amberes (Bélgica) y Leuna (Alemania). La energética mantendrá las actividades de recarga eléctrica, la distribución de hidrógeno, las actividades de venta mayorista de carburante, así como la red de gasolineras AS24 para camiones. El objetivo es que la transacción pueda estar finalizada antes de finales de 2023.

## Apache comprará Callon Petroleum por US\$ 4.115 millones

APA Corporation, compañía holding propietaria de la empresa de exploración de hidrocarburos Apache Corporation, ha suscrito un acuerdo definitivo para la adquisición de Callon Petroleum en una transacción en acciones valorada

en aproximadamente 4.500 millones de dólares, incluida la deuda neta de la empresa adquirida.

La transacción, aprobada de forma unánime por los consejos de ambas sociedades, contempla el canje de cada acción ordinaria

de Callon por 1,0425 acciones ordinarias de APA, lo que representa un valor implícito de 38,31 dólares por acción, lo que representa una prima de más del 17% respecto del precio de cierre. Una vez completada la compra, lo que se es-

pera para el segundo trimestre de 2024, los actuales accionistas de APA controlarán aproximadamente el 81% de la empresa combinada y se espera que los accionistas existentes de Callon posean aproximadamente el 19%.

### 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

