

Commitment  
in motion

Cargo | Energy | Contract

# Generación fotovoltaica, el tesoro oculto de la Argentina

Luis Alberto Giussani

Página 5

50 años de  
compromiso  
con la región

50 ANOS | TB Cargo

# Energía & Negocios Internacional

Año XXVII N° 333- Fundado en 1995 - Abril de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 1000

La canasta de  
tarifas y subsidios  
trepo casi 160%

Página 12

## ¿Nuevas tarifas para el sistema de transporte?



Un trabajo de Charles Massano (\*) propone nuevos principios para la reconstrucción del sistema tarifario del transporte de gas en Argentina, que actualmente se basa en tarifas máximas por capacidad "en firme" y sugiere cambiar a un sistema de tarifas por volumen reservado en puntos de entrada y salida, similar al utilizado en Europa, para promover la eficiencia y flexibilidad en la asignación de costos. Este es un extracto del documento.

Página 2

Crítico informe  
del IAE sobre  
hidrocarburos

Página 10

Enarsa-BTU  
firmaron  
contratos por la  
reversión del GN

Página 9

Novedoso  
fallo judicial  
contra Edesur  
y ENRE

Página 14

La demanda  
eléctrica  
subió 7,9 %

Página 18

Schlumberger  
se queda  
en Rusia

Página 20

La energía se está reinventando,  
Total evoluciona a TotalEnergies.



## PETRÓLEO&GAS

# ¿Nuevas tarifas para el sistema de transporte?

Un trabajo de Charles Massano (\*) propone nuevos principios para la reconstrucción del sistema tarifario del transporte de gas en Argentina, que actualmente se basa en tarifas máximas por capacidad "en firme" y sugiere cambiar a un sistema de tarifas por volumen reservado en puntos de entrada y salida, similar al utilizado en Europa, para promover la eficiencia y flexibilidad en la asignación de costos. Este es un extracto del documento.

El actual sistema de tarifas reguladas que remunera el transporte de gas por gasoductos en Argentina está basado en el concepto de "tarifas máximas". Éstas pagan por la disponibilidad de capacidad "en firme" para mover el gas entre dos puntos del sistema.

Esas tarifas se establecieron para rutas determinadas, que permiten unir un Punto de Ingreso o recepción determinado (entrada al sistema) con uno de Entrega o Salida determinado (salida del sistema).

Hemos elaborado una propuesta<sup>2</sup> para cambiar el actual sistema de tarifas por volumen reservado sobre una ruta determinada, por otro muy utilizado en el resto del mundo (sobre todo en Europa) que aplica tarifas a los volúmenes reservados en firme para ingresar gas al sistema en un punto determinado y, de manera independiente, extraer el gas del sistema en otro punto determinado, también con reserva firme de capacidad. Igual que en el sistema de rutas fijas, la distancia también

juega un papel en la asignación de costos, pero no depende exclusivamente de una única ruta que una los puntos de ingreso (Entrada) con los de egreso (Salida).

### Consideraciones para la realización de nuestra propuesta

Los siguientes elementos fueron considerados para el diseño de la propuesta:

- El Sistema Tarifario de transporte de gas debe permitir incorporar nuevos horizontes productivos (y generar precios net-backs adecuados).
- La demanda, en zonas productivas, debe pagar los menores cargos por transporte.
- Las distribuidoras deben tener prioridad de asignación firme en puntos que se vinculen con rutas directas (más cortas), sólo para abastecer su demanda cautiva.
- Debe considerarse la reversión del Sistema Norte, sin incrementar en demasía el costo del servicio en esos nuevos destinos.
- Debe preverse una caída



importante en el factor de uso del transporte de gas para la generación de electricidad, pero aún considerar que su demanda eventual debe ser abastecida, en su función de back-up de las fuentes renovables.

- Debe preverse un menor período de recuperación de inversiones, a partir del avance de las energías renovables.

- Los compromisos firmes de transporte para exportación deben tener en cuenta las características físicas del sistema y el uso que de él hace el Mercado Interno.

- El "blending" con H2 o biogás no debe ser promovido, ya que es más eficiente producir esos combustibles cerca de su demanda y no transportarlos por ductos por grandes distancias (al menos mientras el transporte por

ductos sea escaso).

- Los cargos variables por compresión debieran ser cero o negativos cuando se inyecta GNL regasificado (dependiendo de la situación del sistema en la zona de inyección).

### Objetivos y Principios para la reconstrucción del Sistema Tarifario del transporte de gas por ductos

Los siguientes objetivos y principios son los que definen a nuestra propuesta:

- Recaudar el Requerimiento de Ingresos (Rdel) de todas las transportistas.
- Definir un único Sistema y Cuadro Tarifario para todas las transportistas.
- Definir tarifas basadas en los criterios de asignación de costos por capacidad contratada por pun-

to de Entrada y por punto de Salida del sistema de transporte.

- Establecer cargos fijos, basados en gastos de inversión y operativos; y variables, que reflejen costos de compresión/combustible y pérdidas, definidos como porcentaje total a retener del gas entregado (sin grossing-up).

- Incorporar un cargo que sea una señal de escasez de capacidad en los puntos de Entrada y Salida del sistema. Su recaudación estaría fuera del Rdel y se usaría para solventar expansiones/extensiones y/o ajustar la recaudación efectiva al Rdel. No se aplicará a servicios firmes.
- Incorporar un servicio "Prioritario" para generadores, que recaude algo más que el actual interrumpible por cada m3 transportado (sobre el que tendrá prioridad), si-



# Energix

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

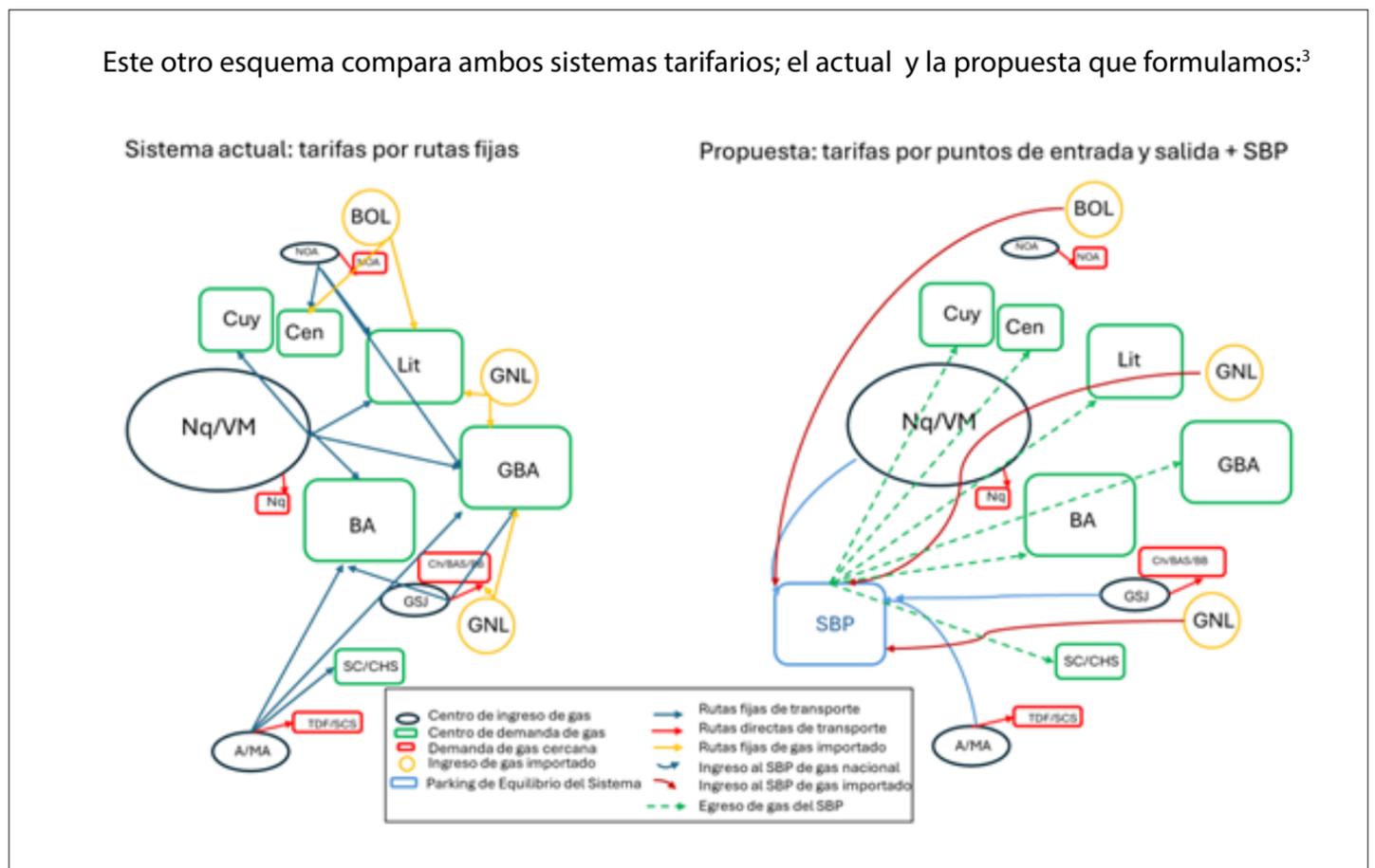
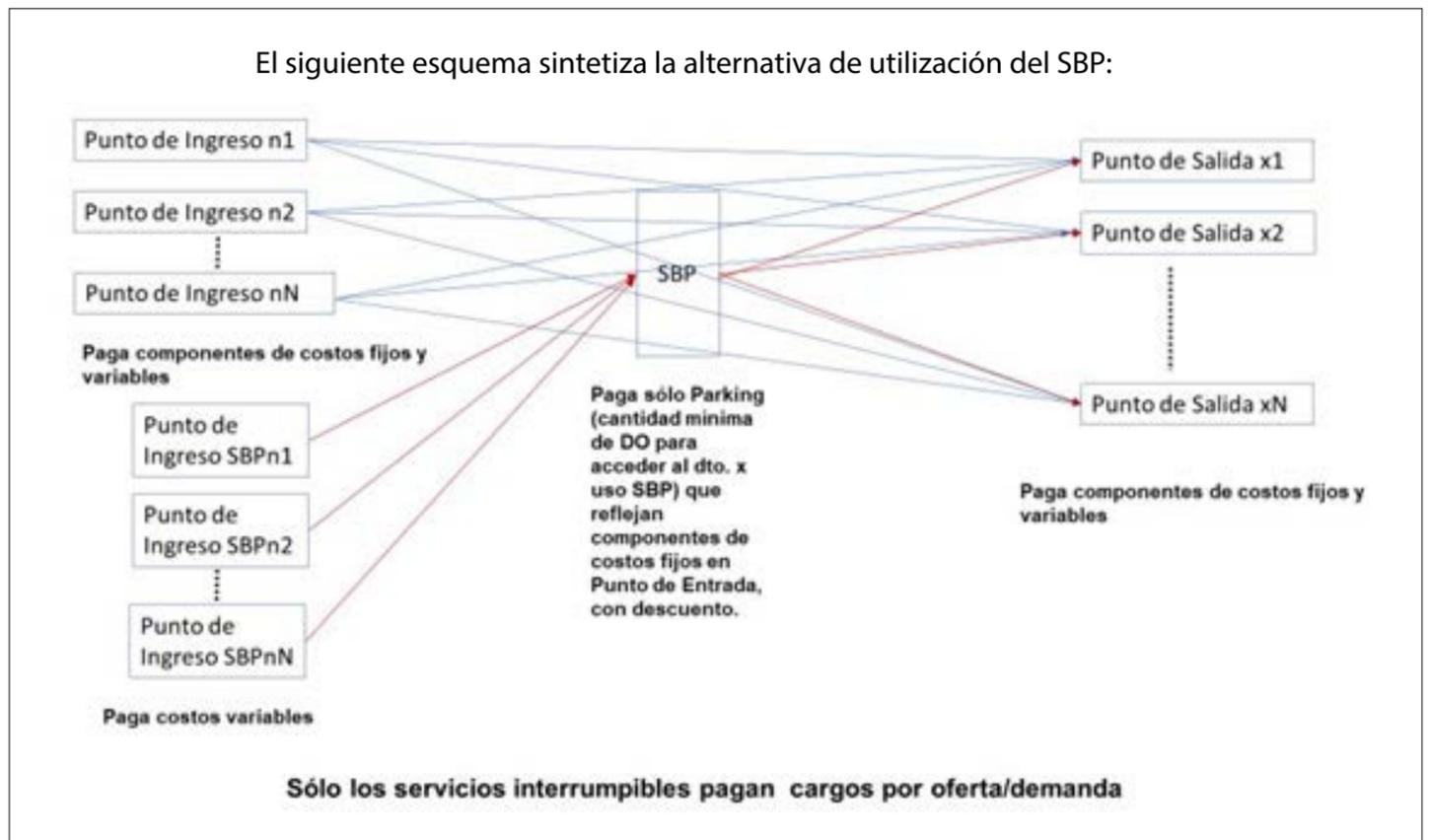
milar a un "firme condicionado" al uso, por parte de los cargadores originales, de su capacidad firme (debe evaluarse su eventual prioridad sobre la reventa).

- Morigerar el impacto de las distancias entre puntos de Entrada y de Salida en la asignación de costos, utilizando el concepto de Parking de Equilibrio del Sistema (SBP) y el servicio de Parking, para promover el ingreso de nuevos horizontes productivos, responder al problema de reversión del Sistema Norte y minimizar la parte del Line-Pack que entra en la Base Tarifaria.
- Establecer subsidios cruzados en la asignación de costos, utilizando el SBP y el parking como instrumentos, en beneficio de las zonas productivas y de la demanda del Sistema Norte revertido, compensados con mayores cargos de Salida para exportación.
- Establecer cargos variables para demanda no firme que dependerán del estado del sistema, y que podrían ser negativos para la inyección de gas muy cerca de su demanda.

**Metodología**

La elaboración de la propuesta se realizó considerando las siguientes tareas y requisitos:

- Separación de los costos que integran el Rdel en dos grupos o conceptos:
- Costos asignables a los Puntos de Entrada y Salida (basados en costos efectivos).
- Descuentos asignables al servicio de SBP (respecto al de rutas directas).
- Asignación de esos costos entre Entrada y Salida; y entre rutas desde Neuquén y el resto.
- Cálculo de los porcenta-



jes que se percibirán como gas retenido (calculados para ser aplicables sin grossing-up), correspondientes a los costos de compresión/combustible. Podrán ser cero o negativos en Puntos de Entrada cuando se inyecta

GNL regasificado. Se determinarán al conocer la ruta final del volumen diario entregado.

- Cálculo de los cargos de Entrada y Salida aplicando a la porción del Rdel que deba recuperarse en cada función, un set de

ponderadores de suma 100, basados en distancia y capacidad contratada.

- Definición de los cargos para rutas directas: serán los cargos por ingresar gas en firme en Puntos de Entrada y por extraerlo en Puntos de Salida, sin des-

cuento. Este servicio estará disponible para cualquier cargador. Será el único disponible cuando la distancia es corta (la Salida cerca de la Entrada).

- Definición y cálculo del costo del servicio SBP, que se obtendrá por un

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

descuento fijo aplicable al cargo por ingreso de gas en cada Punto de Entrada que tenga ese servicio.

- Los cargos de Entrada SBP serán utilizados para distancias largas, porque tendrán menos costo que utilizando el servicio para rutas directas.

- Los días mínimos de parking para usar el SBP serán proporcionales a la distancia entre el Punto de Entrada y el Punto de Salida utilizados. En cada PE SBP, el costo de ese servicio en ese punto es el mismo, independientemente de los días operativos (DOs) de parking que involucre.

- Definición de cargos variables para enviar señal de escasez de capacidad en cada punto de Entrada y de Salida, calculados diariamente en función de la situación de cada punto (Cargos de Oferta/Demanda -COD).

En los DOs sin demanda No firme de capacidad en un PE o PS, el COD es cero en ese punto y DO.

- Se calculan multiplicado un  $0 < \text{factor} \leq 1$  por el Costo de Referencia del gas, que es una proporción del Precio de Referencia resultante de un proceso de subasta periódico.

El factor (FCOD) se calcula como la proporción que la demanda No firme de un DO en un punto de Salida tiene respecto a la máxima capacidad No firme posible autorizada en el punto.

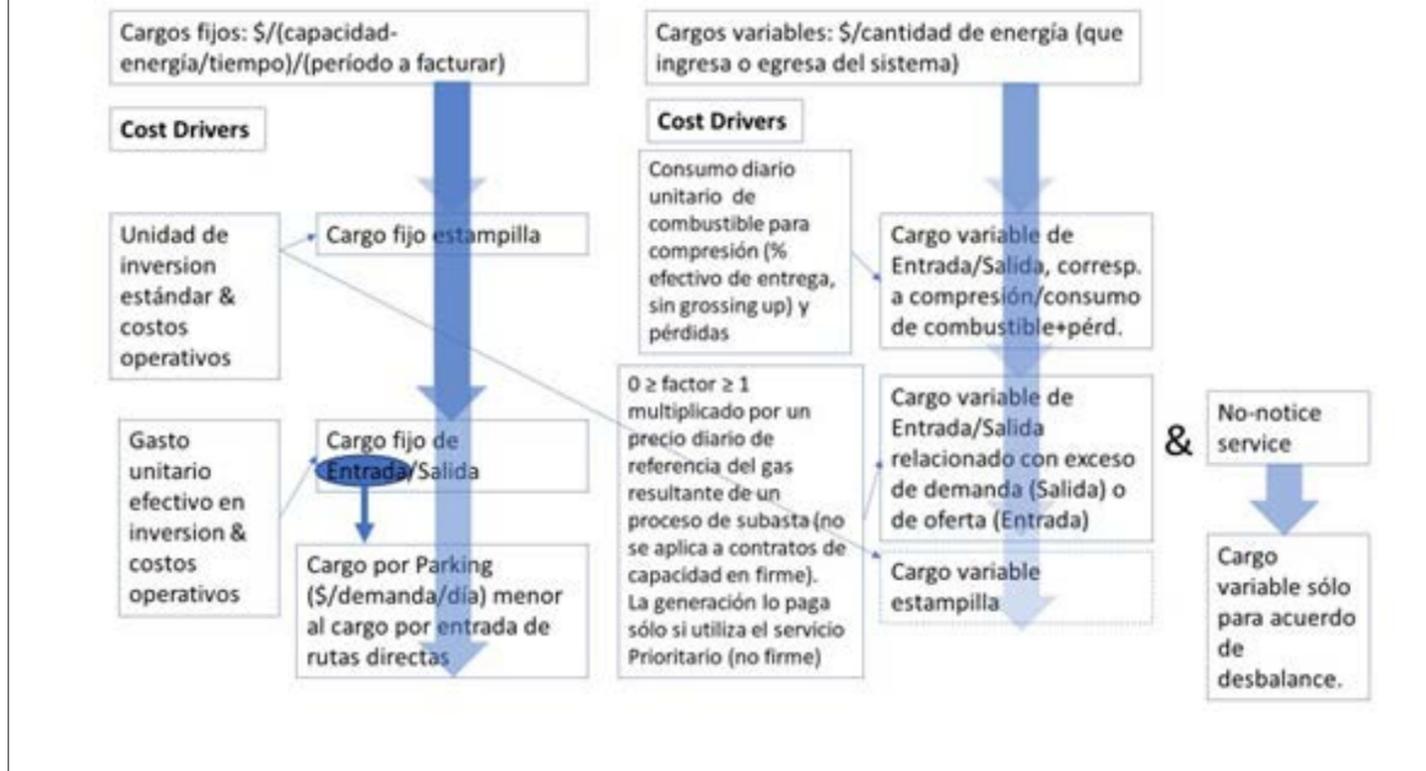
- No se aplica a contratos de capacidad en firme (usen o no SBP).

- Pueden ser negativos en PEs en los que se inyecta gas con influencia inmediata en punto/s de Salida con demanda No firme (como el gas de Bolivia o la inyección de GNL).

- Las distribuidoras y SDB no lo pagan cuando demandan servicio interrumpible, si el despacho de gas para clientes de un-bundling del Punto de Salida o de la Subzona (si la SZ usa más de un PS), es cero en ese DO.

- La recaudación de estos cargos podrá ser utilizada para estabilizar los ingresos (complementan a la recaudación, si el Rdel no

Y finalmente, el siguiente esquema exhibe las opciones para la construcción del cuadro tarifario de la propuesta (que en su versión completa incluye la posibilidad de utilizar cargos estampilla):



se completó con los cargos por Entrada y Salida) o para solventar expansiones/extensiones del sistema.

- Podría agregarse un "no-notice service" (NNS), que implicaría un cargo variable por (exceso de) demanda, más un cargo por desbalance de gas. No siempre estará disponible.

### Ventajas de la propuesta

Para terminar, señalamos las ventajas que entendemos favorecen a la propuesta que realizamos:

- Permite facturar el Rdel con la mera aplicación de los cargos fijos a reservas de capacidad, dejando otras fuentes de ingresos para usos tales como el repago del financiamiento de extensiones/ampliaciones del sistema (TI, Prioritario, Parking, NNS).

- El modelo tarifario utiliza varios parámetros de asignación de costos, cuya determinación depende de las necesidades del sistema, y cuya adaptación a las circunstancias que aparezcan en cada Período de Revisión, constituirá la base de cada Revisión Tarifaria.

- Al utilizar capacidad a ser contratada en pun-

tos de Entrada y de Salida, permite la elección de rutas según la conveniencia de cada cargador, que elegirá el Punto de Salida en evento distinto y posterior al de ingreso del gas por un punto de Entrada. Los cargadores comercializadores de gas y capacidad (bundle o no), tendrán así más opciones. También facilitará el accionar de mercados de gas organizados, para contratos a término y suministro spot (desbalances).

- El recurso SBP permite aplicar un descuento sobre la tarifa de ciertos Puntos de Entrada a ser utilizados en "rutas largas", a cambio de mantener un mínimo tiempo de Parking (que no afecta el costo del servicio y facilita su prestación).

- La relación entre la cantidad de DOs de parking requeridos y la distancia a recorrer por el gas tiende a facilitar la operación del sistema.

- El servicio de Parking no relacionado con el de SBP, se facturará por cada DO de Parking y dependerá del PE donde ingresó el gas.

- Por último, los cargos de O/D y otros por servicio no relacionados con la obtención del Rdel, serán instrumentos para financiar extensiones/expansiones

o completar el Rdel, de resultar necesario

<sup>1</sup> En el sistema argentino, el servicio interrumpible se factura por unidad transportada, asumiendo un factor de carga del 100% (como si el volumen transportado hubiese tenido el volumen de reserva exacta necesaria).

Aunque este principio ha sido alterado con modificaciones "ad hoc" realizadas en las tarifas, como consecuencia de las necesidades de solventar expansiones al tiempo que se elegía minimizar el aumento total necesario en la facturación regulada.

Aunque ello parezca un objetivo encomiable, resulta en señales ineficientes de precios, que incentivan el desplazamiento de la demanda adicional firme hacia demanda interrumpible, que podrá ser abastecida con la nueva capacidad solventada por los usuarios a los que les aplican los aumentos necesarios para solventar la expansión ocurrida.

<sup>2</sup> De próxima publicación en el ámbito académico. Se sigue la metodología establecida en el REGLAMENTO (UE) 2017/460 DE LA COMISIÓN EUROPEA: "Reglamento para el diseño de estructuras tarifarias armonizadas de transporte de gas"

<sup>3</sup> El esquema es apenas demostrativo, está inspirado en el sistema argentino de transporte de gas natural y no pretende ser exhaustivo.

(\*) Charles Massano se desempeña como consultor independiente,

especialista en regulación de servicios públicos y negocios con energía desde 1997, para organismos regulatorios y de gobierno, y para empresas y asociaciones empresarias de América Latina (México, Chile, Perú, Bolivia, Brasil, Colombia, Guatemala, Uruguay).

Antes fue Asesor de Gabinete en la Subsecretaría de Combustibles y luego Consultor de la Secretaría de Energía; en esa instancia, colaboró en las tareas del Comité de Privatización de Gas del Estado S.E.

Fue Gerente de Desempeño y Economía del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS desde su creación en Abril de 1993 y hasta Febrero de 1997, donde condujo el primer proceso de revisión quinquenal de tarifas del servicio de gas por redes.

Entre Abril de 1997 y Marzo de 1998 colaboró con la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.

Entre 1999 y 2001 fue asesor y luego Director del Ente Regulador de los Servicios Públicos de la Provincia de Salta.

Se desempeñó como asesor del Directorio de Camuzzi Argentina SA entre 2000 y 2002.

Entre Marzo de 2002 y Noviembre de 2014 asesoró a la Secretaría de Energía del Gobierno Argentino (SE); y en ese ámbito, fue líder designado por la SS de Combustibles de la SE para el proyecto de creación del Mercado Electrónico de Gas y la Réplica de los Despachos de gas natural por cañerías, y desde la SE colaboró con la Procuración del Tesoro de la Nación en arbitrajes internacionales.

# Generación fotovoltaica, el tesoro oculto de la Argentina

Por motivos económicos, financieros, tecnológicos, ambientales, operativos y de diversificación de riesgo en Argentina es necesario incrementar la participación de la generación solar fotovoltaica

Luis Alberto Giussani \*

El mercado eléctrico es diferente de cualquier otro mercado, y lo es por dos motivos.

El principal es que la energía eléctrica no se puede almacenar, por lo tanto, se debe generar a cada instante lo mismo que se demanda.

El segundo motivo, es que no existe ningún otro bien que pueda ser producido, a costos competitivos, por medio de tantas tecnologías diferentes.

Seis razones explican por qué estas características son clave para la configuración de un sistema eléctrico que genere al mínimo costo, y las razones económicas, financieras, tecnológicas, ambientales, operativas y de diversificación de riesgos por las que en Argentina es necesario incrementar la participación de la generación solar fotovoltaica.

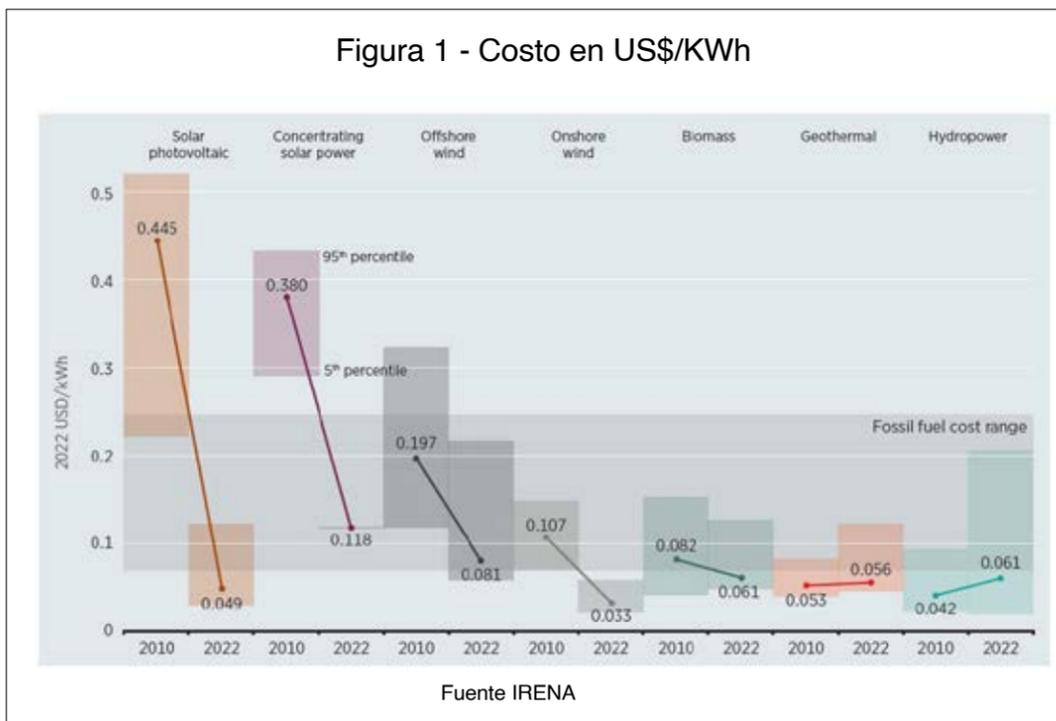


Tabla 1 – Emisiones en toneladas CO2/MWh

|                               | ton CO2/MWh | Diferencia respecto a la generación fósil |
|-------------------------------|-------------|---|
| Gas natural                   | 0,43        | -8%                                       |
| Gas oil                       | 0,61        | 30%                                       |
| Fuel oil                      | 0,83        | 79%                                       |
| Carbón                        | 1,21        | 160%                                      |
| <b>Promedio térmica fósil</b> | <b>0,47</b> | <b>0%</b>                                 |
| <b>Promedio oferta</b>        | <b>0,23</b> | <b>-51%</b>                               |

Elaboración propia sobre datos de CAMMESA

**Las seis razones** energía solar hoy está debidamente comprobada. (LCOE)<sup>1</sup> en donde se observa la abrupta caída de los costos de la energía solar fotovoltaica (y tam-

Primero; la competitividad económica de la

bién de otras fuentes), al punto que han caído por debajo de los costos de las fuentes fósiles.

El gráfico se interpreta de la siguiente manera: el límite superior de las barras indica el costo del 5% de las instalaciones más caras y el límite inferior indica el 5% más económico, mientras que el punto con valores señala el promedio ponderado por potencia instalada. Por otra parte, la franja en gris muestra el rango de costos de la generación fósil.

Por lo tanto, en 2022 el costo ponderado por potencia instalada de la energía solar fue de 0,049 USD/KWh. Este es un costo casi 10 veces inferior al del año 2010.

Segundo: el aspecto financiero es un factor clave para un país como Argentina, con alto costo del capital y con restricciones externas al financiamiento. En el aspecto financiero la energía solar presenta dos ventajas: i) la puesta en marcha de los proyectos solares requiere tan sólo de meses, en contraste con proyectos de largo plazo como los hidroeléctricos o nucleares.

Esto permite la rápida recuperación de la inversión y evita la acumulación de deudas en proyectos que se encuentran en fase de construcción; y ii) es posible conseguir



Haciendo historia.  
Construyendo futuro.

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

f @ y in  
sacde.com.ar

sacde

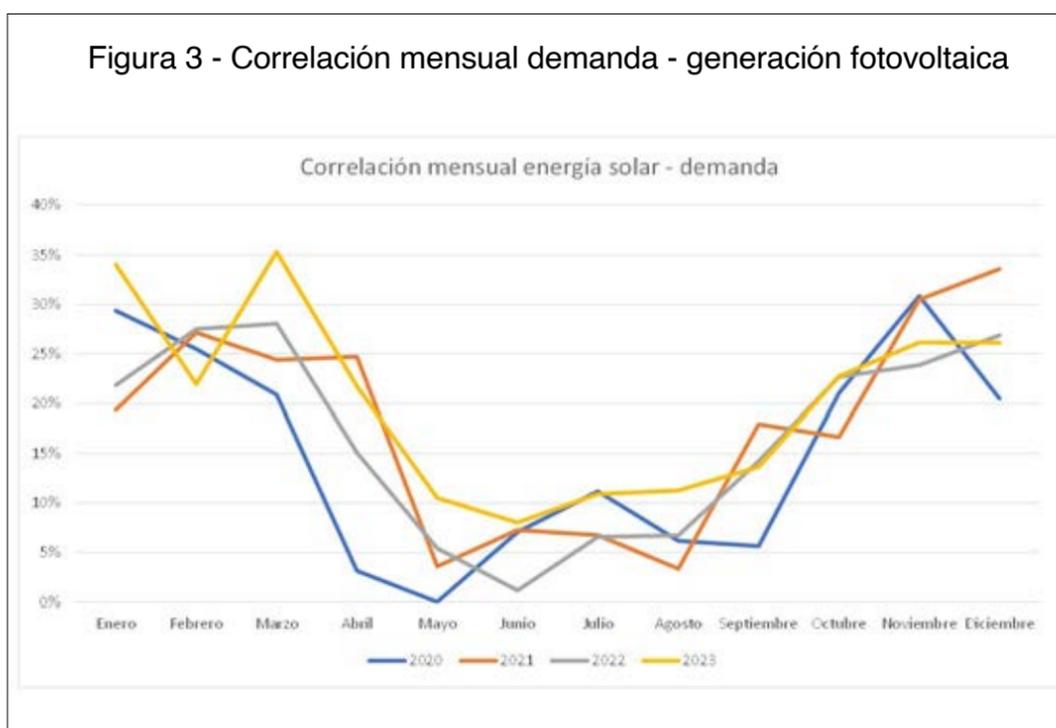
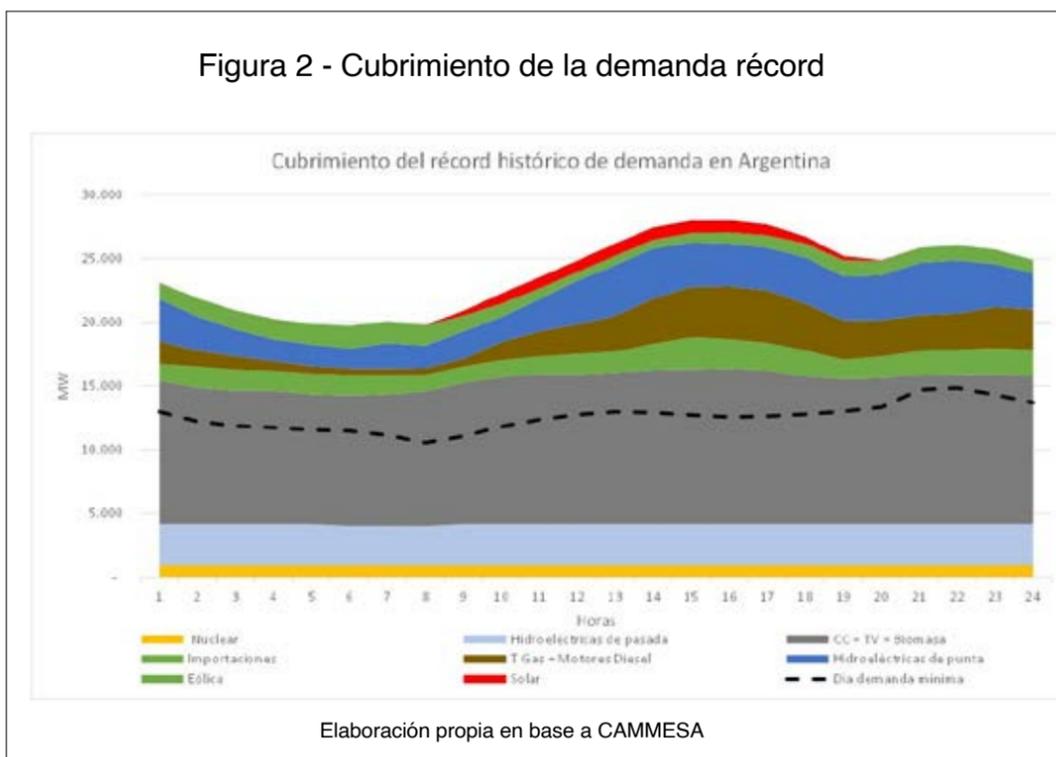
líneas de financiamiento externo específicas destinadas a la generación renovable.

Tercero: la generación fotovoltaica de electricidad es una tecnología madura, probada tanto a nivel mundial como en el país.

En la producción de paneles solares ha habido una gran evolución (y abaratamiento), al punto que hoy existen colectores bifaciales, los que también generan electricidad en la cara posterior del panel a partir de la luz reflejada en la tierra y la incidencia de la luz difusa. Gracias al recurso solar disponible en el noroeste del país, el factor de capacidad (equivalente al porcentaje de tiempo que se genera a máxima potencia) de los parques locales alcanza al 29,5%.

Este valor duplica a la media mundial que es de 13,5% para el total de parques en funcionamiento y del 16,9% para los parques de más reciente inauguración, los que contarían con mejor tecnología o estarían en locaciones más propicias que los más antiguos.

Cuarto: está cada vez más clara la necesidad de reducir las emisiones de CO2. Contar con una matriz de generación eléctrica más limpia es una de las formas más simples y económicas de lograrlo. La generación eléctrica en Argentina es relativamente limpia comparada a la media mundial, pero podría serlo mucho más. Las estadísticas del año 2023 muestran los niveles de emisiones de CO2 de la generación eléctrica en



Argentina debido al uso de los distintos combustibles y a las eficiencias de los equipos despachados.

Se puede observar que, gracias a la generación renovable (hidroeléctrica incluida) y también a la generación nuclear, las emisiones promedio del país son 51% menores a

las emisiones promedio de la generación térmica fósil. Sin embargo, como analizaremos más adelante, mediante el incremento de la generación solar se podría reemplazar una cantidad considerable del consumo de los combustibles utilizados para cubrir el pico de de-

manda, como es el gasoil y el fuel oil.

Quinto: la operación o administración de la red presenta una serie de complejidades. Como se mencionó antes, en cada momento se debe generar la cantidad de energía que la demanda requiere. Por lo tanto, en cada mo-

mento se debe optar qué unidad “despachar” o dicho de otra manera que unidades deben generar electricidad y cuáles no.

Describiéndolo de manera simple, el orden de despacho sería: i) las renovables no gestionables o sea la eólica y la solar, ya que si no se las despacha la energía que generan se perdería; ii) las hidroeléctricas de pasada, o sea las centrales hidroeléctricas cuyos embalses no tienen la capacidad de retener porcentajes significativos del caudal del río, y iii) el resto de las centrales en un orden de prioridad desde las unidades generadoras con menor costo marginal a las de mayor, lo cual sería primero las centrales nucleares (cuyos costos son principalmente fijos y no variables), los ciclos combinados, las hidroeléctricas de punta y dependiendo de las necesidades las turbinas de gas, de vapor o los motores diésel.

Además de los costos resultan clave las características propias de la tecnología y las plantas. Por ejemplo, las centrales nucleares tardan días en alcanzar su máxima potencia, mientras que las hidroeléctricas de punta la pueden alcanzar en minutos.

En el gráfico se puede observar cómo fue cubierta la demanda de energía del día lunes 13 de marzo de 2023, día récord de consumo tanto de energía como de potencia <sup>23</sup>.

En el gráfico se puede observar las distintas fuentes que abastecieron la demanda, desde la lí-

nea de origen figuran, la generación nuclear, las hidroeléctricas de pasada, las centrales de ciclo combinado y turbo vapor, la energía eléctrica importada, la generación mediante turbinas de gas y motores diésel, la hidroeléctrica de embalse (o de punta), la generación eólica y la generación solar.

La forma de la curva horaria de demanda es un factor clave, ya que antiguamente, en Argentina, los picos máximos demanda se observaban durante una fría noche de invierno, mientras que hoy, debido a la irrupción de los equipos de aire acondicionado, el pico de demanda se observa durante un caluroso día de verano<sup>4</sup>.

Debido a estas características de la demanda la energía solar brinda una doble correlación: una correlación estacional, ya que durante el verano es mayor la generación que en invierno, y por sobre todo una correlación horaria, ya que cuando se produce el pico diario de demanda la generación fotovoltaica está operativa.

En el cuadro se pueden observar las características del pico de demanda durante los últimos cuatro años. Se resalta si se trata de un pico anual invernal o estival y diario o nocturno.

En naranja está resaltado el pico diurno-estival, en verde nocturno-estival y en celeste nocturno-invernal. Por ejemplo, para el año 2023, se puede observar que tanto a nivel país, como para 20 de las 22 áreas<sup>5</sup>, el pico es diurno-estival, mientras que para Chubut el pico anual fue nocturno-estival y para la provincia de Santa Cruz el pico fue nocturno-invernal.

La curva de demanda con pico diurno estival y la temporalidad de la generación solar explican que la generación solar sea la fuente renovable con mayor correlación con la demanda, sólo superada por la de las grandes centrales hidroeléctricas.

La correlación entre la

Tabla 2 - Pico de demanda anual por área

|                | Año 2020    |       |       |         | Año 2021    |       |       |         | Año 2022    |       |       |         | Año 2023    |       |       |         |
|----------------|-------------|-------|-------|---------|-------------|-------|-------|---------|-------------|-------|-------|---------|-------------|-------|-------|---------|
|                | Dem. máxima | Día   | Hora  | Pico    | Dem. máxima | Día   | Hora  | Pico    | Dem. máxima | Día   | Hora  | Pico    | Dem. máxima | Día   | Hora  | Pico    |
| TOTAL PAIS     | 23.960      | 4/2   | 16:00 | Diu-est | 25.092      | 29/12 | 16:00 | Diu-est | 26.213      | 6/12  | 15:00 | Diu-est | 26.918      | 13/3  | 16:00 | Diu-est |
| BUENOS AIRES   | 12.073      | 20/2  | 16:00 | Diu-est | 13.013      | 28/6  | 21:00 | Noc-inv | 13151,413   | 22/6  | 21:00 | Noc-inv | 13.679      | 13/3  | 16:00 | Diu-est |
| SANTA FE       | 2.492       | 20/2  | 15:00 | Diu-est | 2.557       | 29/12 | 15:00 | Diu-est | 2.739       | 7/12  | 15:00 | Diu-est | 2.784       | 10/3  | 15:00 | Diu-est |
| CORDOBA        | 1.940       | 4/2   | 16:00 | Diu-est | 1.967       | 29/12 | 16:00 | Diu-est | 2.334       | 7/12  | 15:00 | Diu-est | 2.210       | 13/3  | 16:00 | Diu-est |
| MENDOZA        | 1.031       | 20/2  | 17:00 | Diu-est | 1.024       | 25/1  | 14:00 | Diu-est | 1.158       | 13/1  | 14:00 | Diu-est | 1.101       | 10/2  | 16:00 | Diu-est |
| ENTRE RIOS     | 819         | 7/2   | 15:00 | Diu-est | 880         | 29/12 | 15:00 | Diu-est | 941         | 13/1  | 15:00 | Diu-est | 959         | 20/1  | 15:00 | Diu-est |
| CHUBUT         | 743         | 10/1  | 23:00 | Diu-est | 656         | 2/4   | 17:00 | Diu-est | 778         | 5/12  | 16:00 | Diu-est | 829         | 12/6  | 21:00 | Noc-est |
| TUCUMAN        | 661         | 4/2   | 17:00 | Diu-est | 649         | 30/12 | 15:00 | Diu-est | 755         | 6/12  | 16:00 | Diu-est | 799         | 22/3  | 16:00 | Diu-est |
| CHACO          | 743         | 30/12 | 14:00 | Diu-est | 735         | 31/12 | 16:00 | Diu-est | 797         | 24/1  | 15:00 | Diu-est | 795         | 12/12 | 15:00 | Diu-est |
| CORRIENTES     | 625         | 5/2   | 15:00 | Diu-est | 632         | 30/12 | 16:00 | Diu-est | 688         | 24/1  | 15:00 | Diu-est | 698         | 19/1  | 15:00 | Diu-est |
| SAN JUAN       | 527         | 10/12 | 16:00 | Diu-est | 540         | 20/12 | 16:00 | Diu-est | 569         | 14/12 | 17:00 | Diu-est | 569         | 14/11 | 16:00 | Diu-est |
| MISIONES       | 487         | 25/12 | 15:00 | Diu-est | 516         | 27/12 | 15:00 | Diu-est | 563         | 3/2   | 15:00 | Diu-est | 560         | 23/3  | 15:00 | Diu-est |
| SGO.DEL ESTERO | 446         | 28/12 | 16:00 | Diu-est | 485         | 31/12 | 17:00 | Diu-est | 523         | 9/12  | 16:00 | Diu-est | 538         | 13/12 | 15:00 | Diu-est |
| SALTA          | 383         | 25/11 | 15:00 | Diu-est | 385         | 31/12 | 22:00 | Noc-est | 407         | 3/1   | 16:00 | Diu-est | 419         | 21/11 | 15:00 | Diu-est |
| RIO NEGRO      | 370         | 4/3   | 22:00 | Noc-est | 371         | 22/1  | 15:00 | Diu-est | 363         | 9/2   | 18:00 | Diu-est | 393         | 30/1  | 17:00 | Diu-est |
| NEUQUEN        | 370         | 4/3   | 17:00 | Diu-est | 357         | 22/1  | 16:00 | Diu-est | 368         | 13/1  | 14:00 | Diu-est | 365         | 9/1   | 15:00 | Diu-est |
| FORMOSA        | 325         | 30/12 | 15:00 | Diu-est | 334         | 20/12 | 15:00 | Diu-est | 346         | 7/12  | 15:00 | Diu-est | 357         | 18/12 | 14:00 | Diu-est |
| SAN LUIS       | 303         | 20/1  | 13:00 | Diu-est | 327         | 17/6  | 21:00 | Noc-inv | 349         | 13/1  | 15:00 | Diu-est | 341         | 12/12 | 15:00 | Diu-est |
| LA RIOJA       | 301         | 4/2   | 16:00 | Diu-est | 299         | 11/1  | 16:00 | Diu-est | 342         | 14/12 | 17:00 | Diu-est | 338         | 28/11 | 17:00 | Diu-est |
| CATAMARCA      | 234         | 10/12 | 16:00 | Diu-est | 244         | 21/12 | 16:00 | Diu-est | 262         | 14/12 | 16:00 | Diu-est | 262         | 28/11 | 15:00 | Diu-est |
| LA PAMPA       | 225         | 20/1  | 14:00 | Diu-est | 226         | 25/1  | 13:00 | Diu-est | 256         | 13/1  | 14:00 | Diu-est | 247         | 10/2  | 14:00 | Diu-est |
| JUJUY          | 192         | 20/11 | 16:00 | Diu-est | 214         | 28/6  | 22:00 | Noc-inv | 201         | 7/12  | 17:00 | Diu-est | 222         | 29/11 | 15:00 | Diu-est |
| SANTA CRUZ     | 177         | 30/7  | 22:00 | Noc-inv | 169         | 10/6  | 20:00 | Noc-inv | 179         | 7/7   | 20:00 | Noc-inv | 190         | 18/7  | 20:00 | Noc-inv |

Elaboración propia en base a CAMMESA

generación solar y la demanda es aún mayor durante los meses de verano.

También es conveniente mencionar que la co-

cia del riesgo, se puede trazar cierto paralelismo al diseño de una cartera de inversiones. En una cartera de inversiones, está demostrada la con-

fuentes renovables.

Si bien cada país cuenta con diferentes recursos, la participación tanto menor de las fuentes renovables que tiene

sea 20 veces mayor en Brasil o en Uruguay de lo que representan en Argentina.

En conclusión; debido a la baja en los cos-

Tabla 3 - Correlación demanda

|           | Solar | Eólica | Biogas | Biomasa | Hidro > 50 | Hidro < 50 | Nuclear | CC  | Motor Diesel | Turbina a gas | Turbina a vapor | Impo |
|-----------|-------|--------|--------|---------|------------|------------|---------|-----|--------------|---------------|-----------------|------|
| 2020      | 13%   | -6%    | -9%    | 2%      | 83%        | 4%         | -18%    | 55% | 71%          | 69%           | 60%             | 3%   |
| 2021      | 14%   | 0%     | 4%     | 5%      | 58%        | -13%       | 23%     | 68% | 73%          | 73%           | 53%             | -9%  |
| 2022      | 11%   | -8%    | -11%   | 3%      | 50%        | -5%        | 12%     | 65% | 78%          | 71%           | 66%             | 35%  |
| 2023      | 17%   | -10%   | -22%   | -11%    | 41%        | -8%        | -16%    | 78% | 77%          | 66%           | 62%             | 42%  |
| 2020 2022 | 18%   | 3%     | 11%    | 12%     | 55%        | -8%        | -2%     | 57% | 74%          | 65%           | 58%             | 32%  |

fuentes. Elaboración propia

relación demanda-generación fotovoltaica para algunas de las provincias con gran potencial solar, como La Rioja, Mendoza o San Juan es superior al promedio nacional.

Esta característica, sumada al pico diurno estival que presentan las provincias del noroeste y Cuyo, posibilitaría la construcción de parques solares dimensionados de acuerdo a la demanda local o regional, evitando la necesidad de invertir en instalaciones de elevación y reducción de tensión, así como de tendidos de alta tensión.

Sexto: el diseño de un sistema robusto de generación, transporte y distribución implica la minimización de los riesgos de falla.

Debido a la importan-

veniencia de la diversificación de la cartera o, como se decía, no hay que poner todos los huevos en la misma canasta. De manera similar, en un sistema eléctrico rara vez la "solución de esquina", como se denomina al caso en el que un bien es totalmente preferido a otro, resulta ser la óptima.

Existen muchos ejemplos internacionales en los que el exceso de inversión en una tecnología lleva a riesgos en el sistema, como por ejemplo el caso de Brasil ante las sequías.

En Argentina, como observaremos a continuación, al compararnos con los países vecinos la canasta de nuestro parque generador, llamada matriz, aún está pobremente representada por las

nuestro país es un indicador de la necesidad de ampliarlo. En el siguiente cuadro se refleja el porcentaje de la potencia instalada por fuente de generación.

En el cuadro se observa que tanto en Brasil como en Uruguay la participación de la potencia solar instalada es el doble que en la Argentina, y en Chile es ocho veces mayor. Analizando al resto de los renovables observamos que para la energía eólica la participación de la potencia instalada tanto en Brasil como en Chile es 50% mayor, y que en Uruguay es más de tres veces mayor que en Argentina.

También es notable que la participación de los biocombustibles en la potencia eléctrica instalada

tos de la generación solar fotovoltaica, las ventajas financieras que ofrece tanto por los plazos de ejecución como por las líneas específicas, por el avance tecnológico que presentan, por el alto factor de capacidad que brinda la energía fotovoltaica en el noroeste y en Cuyo, por la urgente necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, por la necesidad de diversificar la matriz y disminuir los riesgos y por la disponibilidad de la energía en el momento del pico de demanda, es necesario, como lo han hecho nuestros países limítrofes, incrementar la participación de la energía solar fotovoltaica.

<sup>1</sup> El LCOE es el costo nivelado de la energía teniendo en cuenta la

energía generada, la tasa de descuento, y tanto los costos fijos como los variables incluyendo combustibles y mantenimiento

<sup>2</sup> El consumo de energía se observa en el gráfico como toda el área coloreada, mientras que la potencia es el requerimiento puntual, en el gráfico se observa como el pico de 29.105 MW alcanzado a las 15:28.

<sup>3</sup> Los valores del 13 de marzo de 2023 fueron superados por los del 1 de febrero de 2024, sin embargo, aún no están disponibles las estadísticas para realizar el presente análisis. De igual manera, las conclusiones no cambiarán por ser ambos máximos en horas diurnas. las 15:28 el 13/03/2023 y las 14:48 el 1/02/2024.

<sup>4</sup> Otro factor de menor relevancia es la disminución del consumo en iluminación debido a la mayor eficiencia de la iluminación LED.

<sup>5</sup> Se mencionó áreas y no provincias

ya que en las estadísticas de Cammesa el consumo de Buenos Aires incluye tanto a la Ciudad Autónoma como a la provincia. Por

otra parte, no figuran los datos de Tierra del Fuego ya que esta provincia no se encuentra conectada al Sistema Argentino de Interconexión

(SADI).

<sup>6</sup> Otras en Brasil se refieren a generación distribuida, mientras que en Chile consiste en la suma de la po-

tencia instalada geotérmica y termosolar.

\* **Profesor de Economía**

Tabla 4 - Porcentaje de la potencia instalada por fuente<sup>6</sup>

|                 | Argentina   | Brasil      | Uruguay     | Chile       |
|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Solar           | 3%          | 6%          | 6%          | 25%         |
| Eólica          | 8%          | 13%         | 31%         | 14%         |
| Hidroeléctrica  | 26%         | 50%         | 31%         | 22%         |
| Biocombustibles | 0,3%        | 7%          | 8%          | 2%          |
| Fósil           | 58%         | 11%         | 25%         | 36%         |
| Nuclear         | 4%          | 1%          | - %         | - %         |
| Otras           | - %         | 13%         | - %         | 1%          |
| <b>Total</b>    | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> |

## De Ridder: “precios de la energía compatibles con los costos”

El subsecretario de Hidrocarburos de la Nación, Luis De Ridder, sostuvo que desde la Secretaría de Energía se impulsa que “*todos los precios relativos relacionados con el sector energético (gas, petróleo, electricidad) sean compatibles con los reales costos de producción*”. “No nos gusta el tema de los subsidios, que se irán quitando en forma pausada”, agregó.

El funcionario participó en la apertura de un seminario organizado por las cámaras de expendedores de combustibles CECHA y FECRA, y en lo referido a este rubro de actividad sostuvo que “*también creemos en que se deben seguir acomodando el menor precio del barril de crudo local (para refinar y comercializar en el mercado interno) con el precio internacional*”, con lo cual entonces los combustibles deben venderse considerando esa cotización.

Tras un retraso considerable hasta octubre del 2023 en el marco de esta comparación, los precios de los combustibles líquidos se recuperaron en los meses subsiguientes,



tes, aunque en el sector se estima que todavía deberían avanzar entre 15 y 20 % para asimilarse a los precios de referencia internacional. El problema es que viene mermado la demanda, en particular de los combustibles premium, por cuanto los ingresos de los usuarios no acompañaron la evolución de la alta inflación.

“Con todo lo que el gobierno esta tratando de hacer en materia de macroeconomía tenemos la esperanza que el riesgo país se vaya reduciendo y que haya señales adecuadas de precios relativos para el petróleo y los combustibles para que lleguen las inversiones que el sector necesita”, explicó

el cuasi flamante funcionario, que tuvo una extensa trayectoria en el sector privado (Techint). “Tenemos que hacer que los precios de la energía estén en relación a sus costos. Para ello hay que cambiar normas que están contempladas en el proyecto de Ley que el gobierno envió al Congreso. Hay mucho que explicar y hacer que la gente entienda, y eso lleva tiempo”, afirmó.

De Ridder sostuvo ante los empresarios de estaciones de servicio que “por algunos meses vamos a seguir acomodando esos niveles de precio como para que las empresas refinadoras y las productoras tengan el precio adecuado y puedan seguir

haciendo las inversiones que se necesitan” para seguir contando con combustibles de calidad internacional. El funcionario hizo hincapié además en el GNC puede tener un recorrido más importante en la Argentina en el marco de la transición energética (para disminuir emisiones de carbono) en tanto dispone de fuertes recursos gasíferos. “Habrá que ampliar las redes de distribución para llegar a más regiones”, y en este orden destacó la importancia de la reversión del Gasoducto Norte, que está en curso para abastecer a las provincias del Noroeste.

Consideró que en lo inmediato el GNC estará más competitivo que

otros, por caso la electromovilidad en el país, que demandará más tiempo desarrollar por cuestiones de infraestructura. “Las inversiones en transmisión de electricidad son muy grandes y antes habrá que aprovechar otros combustibles”, señaló.

El funcionario también destacó la necesidad de modificar aspectos de la actual Ley de Biocombustibles. Se promueve que las petroleras puedan producirlos en competencia con las actuales empresas del esa industria. “Hay que revisar la ley para que se llegue a cumplir con las tasas de corte. Los biocombustibles tienen un potencial muy grande para la Argentina, en bioetanol, biodiesel y otros”, señaló.

Los empresarios de estaciones de servicio están atentos a los cambios que impulsa el gobierno, procurando definiciones que les permitan orientar su rol e inversiones en este sector. El proyecto de Ley de Bases contempla, por caso, la derogación de la Ley de Abastecimiento, dejar sin efecto los períodos limitados a 5 y 8 años, para los contratos vigentes y los nuevos de marca y abasto con las petroleras. Y también desregula totalmente la participación de las empresas productoras en el mercado local de comercialización de combustibles.

# Enarsa-BTU firmaron últimos contratos por la reversión del GN



Por Santiago Magrone

La estatal Energía Argentina concretó la firma de los contratos con la empresa BTU para la construcción del tramo 1 (dividido en 2 renglones de obras) pendiente del proyecto denominado Reversión del Gasoducto Norte.

En su totalidad, este proyecto demanda una inversión estimada en 710 millones de dólares. De esa cifra, 450 millones fueron gestionados por el gobierno anterior ante el CAF, que aprobó el crédito el año pasado.

La apertura de las ofertas económicas presentadas por los tres interesados en las obras ocurrió la semana pasada:

Para el renglón 1 BTU ofertó \$ 78.936.201.751; Techint-Sacde ofertó \$ 86.768.676,676, Pumpco Inc (EE.UU.) \$ 88.291.655.442. Para el renglón 2 BTU ofertó \$ 83.541.084.138; Techint-Sacde ofertó \$ 138.221.646.699, Pumpco Inc ofertó \$ 133.823.364.790.

BTU realizó entonces la oferta menor, y en pocos días se resolvió la adjudicación.

Las obras incluyen la construcción de 22 km del gasoducto de Integración Federal Tío Pujio-La Carlota, provincia de Córdoba, con caños de 36 pulgadas de diámetro, que vincula el Gasoducto Centro-Oeste con el Norte.

Dicho ducto contará con otros 100 km que ya

están en ejecución a cargo de la UTE Techint-Sacde.

Asimismo, la contratista BTU deberá llevar adelante la construcción de dos ampliaciones (loops) al Gasoducto Norte, de 62 km de extensión, con cañerías de 30 pulgadas de diámetro, también en la provincia de Córdoba.

La firma de los contratos con BTU tuvo lugar en la sede de ENARSA, fue encabezado por Juan Carlos Doncel Jones, presidente de Energía Argentina, acompañado por Rigoberto Mejía Aravena, vicepresidente y Horacio Amartino, Director de la Unidad de Ejecución de Gasoductos. Por BTU participó su presidente, Carlos Mundín.

La Reversión del Gasoducto Norte se completa con el cambio del sentido de flujo de 4 plantas compresoras, que se encuentran en proceso de licitación.

Este proyecto, cuya finalización ahora está prevista para fines del invierno de este año, permitirá llevar el gas de Vaca Muerta a hogares e industrias de Córdoba, Tucumán, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Salta y Jujuy, y el desarrollo a escala de nuevas actividades industriales, especialmente la minería de litio.

Reemplazará al gas importado de Bolivia, e incluso podrá utilizarse el gasoducto de interconexión Juana Azurduy para exportar gas natural a

Bolivia. Desde allí podría además exportarse gas argentino a Brasil.

La Reversión del Gasoducto Norte, es complementaria al Gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner (GPNK), cuya etapa 1 (Tratayen-Salliqueló) fue realizada por Techint-Sacde (dos tramos), y por BTU (un tramo), e inaugurada durante el gobierno anterior (Julio de 2023). Ese proyecto contempla la construcción de la Etapa 2, desde Salliqueló (provincia de Buenos Aires) hasta San Jerónimo (sur de Santa Fe), pero no está claro que resulte prioritaria para el nuevo gobierno, que debería gestionar buscando financiación de privados interesados en este tipo de obras de infraestructura gasífera.

## MEGSA-CAMMESA

Oferta de 20.850.000 m<sup>3</sup>/día en abril.  
PPP de U\$S 2,83

El Mercado Electrónico del Gas realizó la tradicional subasta mensual, y en esta oportunidad para el abastecimiento interrumpible de gas natural a usinas generadoras en abril 2024 en la que podían participar Productores y Comercializadores en general.

### Ofertas

En este segmento se presentaron 10 ofertas, por un volumen total diario de gas 2.650.000 metros cúbicos y los precios promedio ponderados fueron de 2,10 en el PIST y de 2,25 puesto el gas en el Gran Buenos Aires.

Con posterioridad, el Megsa recibió 12 ofertas en un concurso de precios para el abastecimiento interrumpible de gas natural para el mismo mes en el que se recibían ofertas exclusivamente de aquellos Productores que habiendo sido adjudicatarios del Plan Gas.Ar cuenten con volúmenes adicionales.

Cada Productor sólo podía ofertar en las mismas cuencas en que fuera adjudicado en el PG, sin exceder el precio obtenido en el PG para cada cuenca para el período de verano.

En este concurso se recibieron 12 ofertas por un volumen total diario de 18.200.000 m<sup>3</sup>, con un PPP de 2,83 dólares por millón de BTU.

De estas ofertas 7 fueron de productores en Neuquén, por un volumen total de 8.200.000 m<sup>3</sup>/día y ppp de U\$D 2,69 a 2,99 por MBTU.

Otras 3 ofertas llegaron desde Tierra del Fuego, por un volumen diario de 6,5 millones de metros cúbicos a precios de US\$ 2,77 a 2,81 el MBTU. Desde Santa Cruz llegó una oferta de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día a un PPP de 2,88 dólares. Y desde Chubut se formuló una oferta por un volumen de 2 millones de m<sup>3</sup> día de gas a un precio de U\$D 2,83 el MBTU.

A pesar de que producción de crudo fue récord para la última década

# Crítico informe del IAE

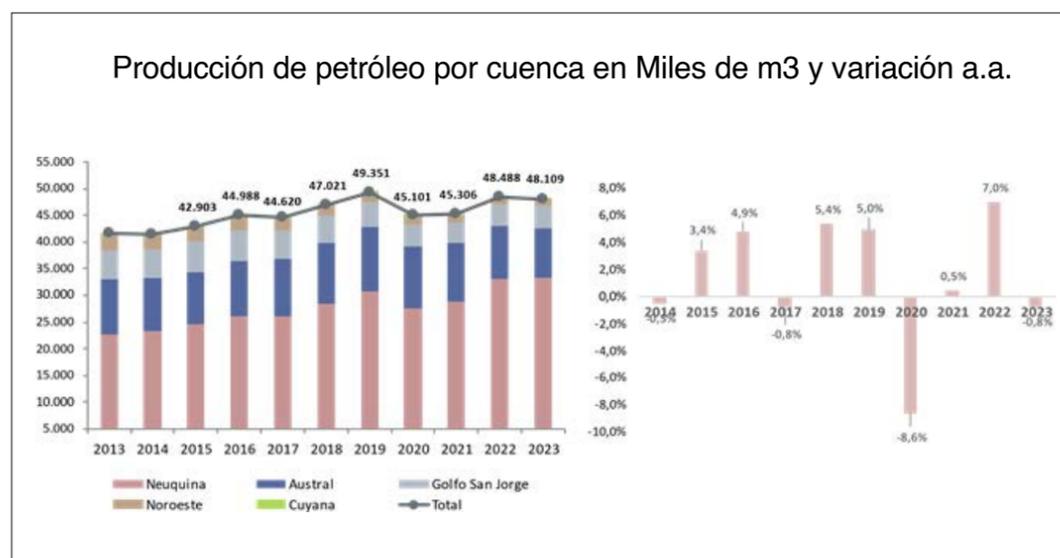
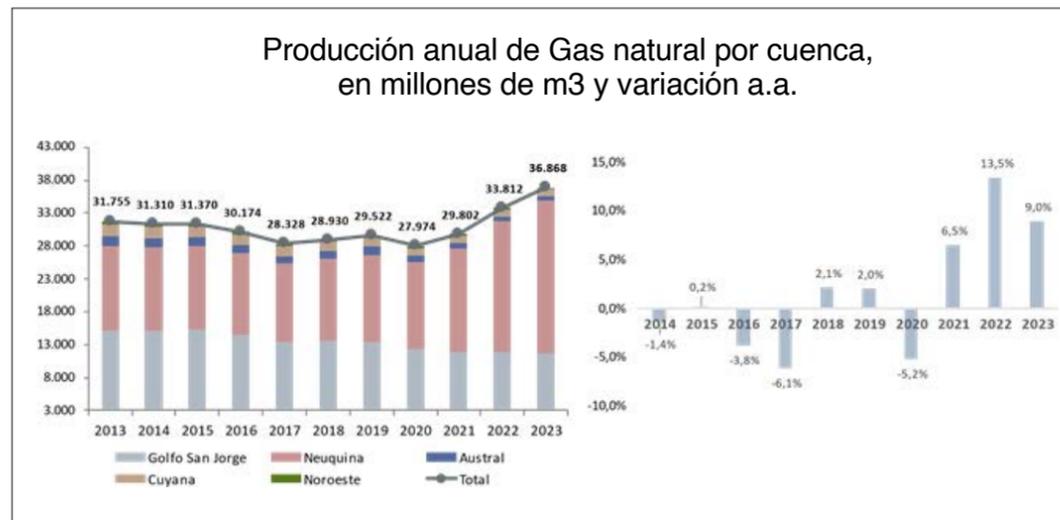
El Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, presentó el "Informe Anual de Hidrocarburos" correspondiente al año 2023 con datos de producción, consumo, reservas, pozos perforados, precios, importaciones y exportaciones argentinas. El Informe elaborado por el Departamento Técnico del IAE, dirigido por el Lic. Julián Rojo, utilizado en todos los casos información oficial producida y publicada por la Secretaría de Energía de la Nación.

Según el informe, la producción 2023 de crudo fue récord para la última década, ascendiendo a 231.892.743 barriles, (promedio 630.000 Bb/d), un 9% mayor a la registrada en el año 2022 y 16,1% mayor a la del año 2013, pero 25% menor que la producción del año 1998. La tasa promedio anual de crecimiento fue del 1,5% en la última década.

## Convencionales y no Convencionales

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan respectivamente el 52% y 42% del total producido, viene cayendo a tasas del 4,6% y 6,6% anual acumulativo en promedio entre los años 2013 y 2023. Según el informe, los guarismos permiten afirmar que "ha existido un abandono de las políticas clásicas lideradas por la YPF estatal en el Siglo XX, basadas en la exploración de todas las cuencas productivas y la puesta en producción de los nuevos yacimientos descubiertos."

Según el IAE, la causa estaría asociada a tres factores bien marcados como el abandono de la exploración en la década de 1990 por YPF; la eliminación en los años 90 del Plan de Exploración a riesgo conocido como "Plan Houston" implementado durante el Gobierno de Presidente Alfonsín y la reconversión y desnacionalización de YPF durante el período 1993-2012 que dejó



de lado la exploración de las cuencas continentales y marinas y desactivó los equipos técnicos de alta especialización en geología exploratoria de YPF.

Otra de las posibles causas que señala el informe es el cambio de régimen de Propiedad de los Recursos de Hidrocarburos previsto en el artículo 124 la CN de 1994 que devolvió el dominio de los recursos a las provincias.

La experiencia prueba que no se han descubierto recursos convencionales ni de gas ni de petróleo en territorios provinciales impulsados por las provincias ni tampoco en el mar impulsados por la Nación en ese periodo.

El informe señala también que en 2023, la tasa interanual de declinación de los yacimientos petrolero convencional es del 2,9% mientras que la de gas 8,8%, por lo que a partir del año 2020 se habría acelerado la declinación anual de las cuencas convencionales de gas natural mientras que las de petróleo continúan declinando a

una tasa menor. Respecto de la producción de petróleo convencional en 2023 fue un 37,4% inferior a la de 2013, mientras que la de gas es 49,6% menor declinado con vigor desde larga data.

La producción de gas natural es similar a la del año 2001, y se encuentra en un nivel 7,8% menor a su pico histórico ocurrido en 2004, con un volumen de 52.157 millones de m3. Según el IAE, estos datos ponen en evidencia la caída de la producción en los últimos 20 años y que la no convencional no ha podido revertir.

En opinión del IAE la causa de caída de la producción de hidrocarburos convencionales es la baja inversión y los resultados insatisfactorios en la exploración de las formaciones y reservorios convencionales de las cuencas terrestres, con la consiguiente reducción drástica de la inversión de riesgo.

La muy baja inversión en exploración comparadas con el S XX se reflejan en la disminución de

las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en las cuencas convencionales, según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. En el periodo 2012-2022, las reservas comprobadas de petróleo y gas se redujeron significativamente en términos absolutos, en todas las cuencas con excepción de la Neuquina —única cuenca en crecimiento productivo— que impulsa el crecimiento total a partir de la actividad no convencional.

## Recomendación

Para el IAE el ritmo de declinación productiva de gas natural convencional es muy pronunciado. El informe arroja dardos sobre la Secretaría de Energía cuando afirma que "... no hay, ni hubo, una explicación causal convincente de esta fuerte anomalía por parte de la Secretaría de Energía de ninguno de los gobiernos del presente siglo". El informe sugiere que YPF debería elaborar un informe actualizado

sobre la potencialidad de la Argentina en todas las cuencas continentales y marinas que permita al país fijar una política hidrocarbúfera de largo plazo.

## Downstream

Durante 2023 las ventas de nafta aumentaron 4,4% respecto del año anterior mientras que el consumo de gasoil se redujo 0,8% en relación a 2022. En el caso de las ventas de naftas, se registró un récord de ventas en la última década.

Las ventas totales de gas natural, en 2023, fueron 1,2% menor observándose que no se logró recuperar los niveles de consumo previos al año 2020: la demanda es 5,5% menor a la de 2019 y 9,5% inferior a la del año 2018 momento en que se demandó el máximo de la década.

## Subsidios

Las transferencias corrientes nominales medibles en dólares corrientes sumaron USD 11.353 millones y se redujeron 14,4% en el acumulado a diciembre de 2023 respecto del año anterior. Esto implicó menores subsidios por un monto de USD 1.912 millones explicado por los subsidios a CAM-MESA que se redujeron 33,9% anual en dólares y ocuparon el 52% del total de las transferencias corrientes por conceptos energéticos.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios a la energía en términos anuales, el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 24.704 millones. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 149.036 millones, un monto que equivale al 28% del PBI del año 2023.

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Ex Plan Gas y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 10.310 mi-

lones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2021 entró en vigencia el Plan Gas.Ar que, en 2023, es el único vigente y sumó USD 456 millones. Esto es un aumento del 58,1% respecto al año anterior a la vez que tiene un peso del 4% sobre el total de las transferencias corrientes.

### Comercio exterior

La importación de gas de Bolivia se redujo 40,4% entre 2022 y 2023, y es 59,8% menor a la del año 2013. En la última década la importación de gas natural por gasoducto ha disminuido un 8,7% en promedio anual.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 13,8% entre el año 2022 y 2023, mientras que en el último año fue 53,1% menor a la del año 2013. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL de redujo 7,3% promedio anual en la última década.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios, el 12,2% corresponde al gas importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 4.962 MMm3.

| Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3) |            |            |            |          |          |          |               |        |              |        |
|---|------------|------------|------------|----------|----------|----------|---------------|--------|--------------|--------|
| Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3) |            |            |            |          |          |          |               |        |              |        |
|   | Gas Oil    |            |            | Naftas   |          |          | TOTALES       |        |              |        |
|   | Gas Oil G1 | Gas Oil G2 | Gas Oil G3 | Nafta G1 | Nafta G2 | Nafta G3 | Total Gas Oil | % i.a  | Total Naftas | % i.a  |
| 2013  | 0,00       | 12.210     | 1.540      | 123      | 6.090    | 1.954    | 13.750        |        | 8.166        |        |
| 2014  | 0,07       | 11.594     | 2.123      | 29       | 6.159    | 2.356    | 13.717        | -0,2%  | 8.544        | 4,6%   |
| 2015  | 0,00       | 11.754     | 1.661      | 27       | 6.161    | 1.892    | 13.415        | -2,2%  | 8.081        | -5,4%  |
| 2016  | 0,14       | 11.304     | 2.371      | 34       | 6.198    | 2.432    | 13.675        | 1,9%   | 8.664        | 7,2%   |
| 2017  | 0,95       | 10.669     | 3.047      | 17       | 6.388    | 2.894    | 13.718        | 0,3%   | 9.299        | 7,3%   |
| 2018  | 0,00       | 10.092     | 3.399      | 9        | 6.668    | 2.669    | 13.491        | -1,7%  | 9.346        | 0,5%   |
| 2019  | 0,46       | 10.038     | 3.358      | 0        | 6.878    | 2.294    | 13.397        | -0,7%  | 9.171        | -1,9%  |
| 2020  | 0,11       | 9.173      | 2.759      | 0        | 5.046    | 1.654    | 11.932        | -10,9% | 6.700        | -26,9% |
| 2021  | 0,00       | 10.033     | 3.682      | 0        | 6.377    | 2.353    | 13.715        | 14,9%  | 8.730        | 30,3%  |
| 2022  | 0,00       | 10.411     | 4.368      | 0        | 7.118    | 2.802    | 14.779        | 7,8%   | 9.920        | 13,6%  |
| 2023  | 0,00       | 10.629     | 4.039      | 0        | 7.545    | 2.810    | 14.668        | -0,8%  | 10.355       | 4,4%   |

En el año 2023 se redujo la importación de gas natural mientras crecieron las compras de GNL por barco. Por otra parte, en el mismo periodo se redujo la importación de gasoil luego de llegar, en 2022, a valores máximos de la década. Este combustible se utilizó mayormente para la generación de energía eléctrica.

Entre 2013 y 2023 el monto total de exportacio-

nes energéticas aumentó 41,7%, lo cual implica un incremento promedio anual del 3,5% en el valor energético exportado en el periodo. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 36,4% en la última década y una disminución promedio anual del 4,4%. En el último año las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones: cayeron

7,4% y 38,4% respectivamente en relación a 2022. Esto resultó en un déficit comercial energético de solo USD 46 millones.

\*Consideraciones técnicas: El presente informe anual de hidrocarburos puede contener diferencias en los datos históricos respecto a sus versiones anteriores. Esto se debe a que se ha cambiado la metodología y utilización de bases de datos

principalmente en dos temas centrales: producción de petróleo y gas y subsidios energéticos. En el primer caso se utiliza en conjunto las Tabla SESCO y la base de datos de producción de gas y petróleo por pozo (Capítulo IV), mientras que en el segundo caso se utilizan datos del concepto "Transferencias" para partidas seleccionadas publicados en Presupuesto Abierto.

# SUBITE A





EL PROGRAMA DE DESCUENTOS & BENEFICIOS DE AXION.




REGISTRATE

PROMOCIÓN VÁLIDA PARA LOS USUARIOS QUE REALICEN SU REGISTRO EN ON. VÁLIDO PARA LA PRIMERA CARGA DE COMBUSTIBLES SUPER, QUANTUM, AXION DIESEL X10 Y QUANTUM DIESEL X10, POR ÚNICA VEZ. TOPE DE REINTEGRO: \$600. BASES, CONDICIONES, VIGENCIA Y ESTACIONES ADHERIDAS EN: <https://onaxionenergy.com/>

# La canasta de tarifas y subsidios trepó en marzo casi 160%

De acuerdo con el reporte mensual de Tarifas y Subsidios que elabora el Observatorio de Tarifas y Subsidios IIEP de la UBA-Conicet, en Marzo de este año el costo de la canasta total se incrementó 156% respecto de diciembre de 2023 a partir de las actualizaciones de tarifas de transporte y energía eléctrica ya que los cuadros tarifarios de agua y gas natural no han sido modificados hasta el momento

## Canasta de servicios públicos del AMBA

La canasta de servicios públicos del AMBA incluye el consumo de energía eléctrica, gas natural, agua potable y transporte público.

En este sentido, refleja el costo promedio de los servicios públicos para un hogar representativo del AMBA.

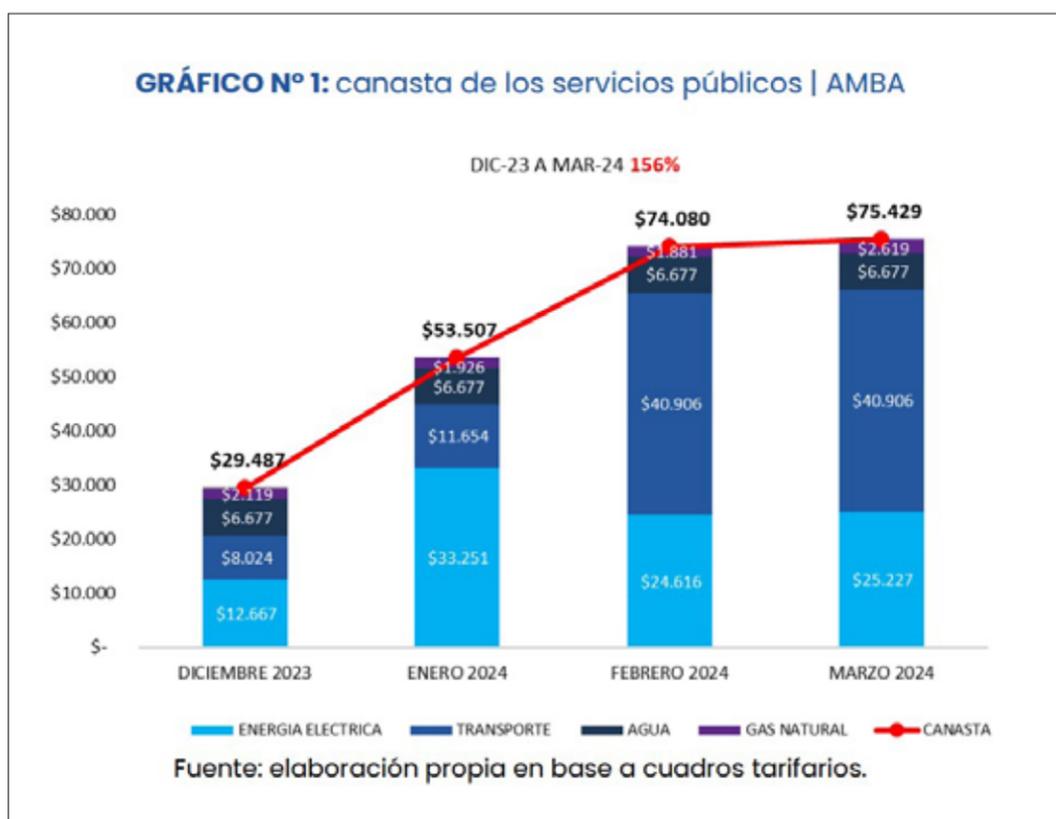
En marzo un hogar promedio del AMBA gastó \$75.429 en cubrir sus necesidades energéticas, de transporte y de agua potable en el hogar. (Ver Gráfico 1)

El costo de la canasta total se incrementó 156% respecto de diciembre de 2023 a partir de las actualizaciones de tarifas de transporte y energía eléctrica ya que los cuadros tarifarios de agua y gas natural no han sido modificados hasta el momento.

A su vez, en gas natural y energía eléctrica los consumos se encuentran ajustados por estacionalidad. (Ver Tabla 1)

En la desagregación por servicio se observa que el incremento más importante fue para el transporte con un aumento del 410% respecto a diciembre de 2023, mientras que la energía eléctrica aumentó 99% y el gas 24%.

En este último caso, al no haber aumentos en el cuadro tarifario, corres-



**TABLA N° 1: Canasta de los servicios públicos | AMBA**

|                   | DICIEMBRE 2023 | ENERO 2024 | FEBRERO 2024 | MARZO 2024 | VAR. % DIC.23-MAR.24 |
|-------------------|----------------|------------|--------------|------------|----------------------|
| AGUA              | \$ 6.677       | \$ 6.677   | \$ 6.677     | \$ 6.677   | 0%                   |
| ENERGIA ELECTRICA | \$ 12.667      | \$ 33.251  | \$ 24.616    | \$ 25.227  | 99%                  |
| GAS NATURAL       | \$ 2.119       | \$ 1.926   | \$ 1.881     | \$ 2.619   | 24%                  |
| TRANSPORTE        | \$ 8.024       | \$ 11.654  | \$ 40.906    | \$ 40.906  | 410%                 |
| CANASTA           | \$ 29.487      | \$ 53.507  | \$ 74.080    | \$ 75.429  | 156%                 |

Fuente: elaboración propia en base a cuadros tarifarios.

ponde exclusivamente a las diferencias mensuales en las cantidades consumidas.

Con estos valores, en marzo, la canasta de servicios públicos del AMBA ocupa el 11% del salario promedio registrado del mes a la vez que el peso más importante dentro de los servicios lo ocupa el gasto en transporte. (Ver Gráfico 2)

Los principales subsidios económicos <sup>(1)</sup> a los sectores Agua, Energía y Transporte tuvieron en marzo un crecimiento acumulado anual del 13,8% a.a. respecto de igual periodo del año anterior y por lo tanto su variación real muestra una reducción del 69,9% a.a. en

el período.<sup>(2)</sup>

Hasta los primeros veinte días de marzo se acumula una ejecución del 17% respecto del crédito vigente para los rubros seleccionados. (Ver Gráfico 3)

Los subsidios a la Energía, que representan el 62% de los subsidios totales y disminuyen 6,6% a.a. nominal mientras se reducen 75,3% a.a. real. Sin embargo, es preciso aclarar que al día veinte del mes de marzo no se han registrado transferencias devengadas a CAMMESA durante el corriente mes.

<sup>(1)</sup> Transferencias para gastos corrientes.

<sup>(2)</sup> La inflación de marzo se estima

como el promedio de los últimos tres meses.

(Ver Tabla 2)

Las transferencias devengadas de Energía Argentina S.A. (ENARSA) acumuladas en tres meses aumentaron 25,6% a.a. nominal (-67,3% a.a. real).

A su vez, las transferencias a CAMMESA, disminuyen 37,5% nominales a.a y 82,9% a.a. en términos reales sin tener, al momento de este informe, devengamientos en el mes de marzo.

Las transferencias por el Plan Gas.Ar (incentivos a la producción de gas natural) se redujeron 35,8% a.a. (-82,9% en términos reales).

Por otra parte, el sector

Transporte explica el 38% de las transferencias y crece 84,5% a.a. nominales (-50% a.a. en términos reales). Dentro del mismo, la partida más relevante es el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (FF-SIT) que tiene como finalidad el financiamiento de la cobertura de los subsidios al transporte automotor de pasajeros y crece 139% a.a. en términos nominales (-36,7% real). Las transferencias a Aerolíneas Argentinas y a AYSA fueron nulas en el periodo analizado.

Los subsidios al servicio público del agua en el AMBA (AYSA) son nulos en 2024. Acumulado a marzo 2024 desde marzo 2023 Por otra parte, a moneda de marzo de 2024 los subsidios acumulan \$ 10,4 billones en los últimos doce meses corridos. Esto implica una caída real del 25% respecto a igual periodo anterior (acumulados entre abril de 2022 y marzo de 2023) y del 43% respecto del pico observado en junio de 2022.

Al analizar los datos de doce meses acumulados es relevante que los subsidios destinados a CAMMESA en el mes de julio de 2022 fueron \$0 que, a diferencia de los meses de enero y febrero, es una situación poco probable dado el contexto: la estacionalidad propia del pico de consumo de invierno y las transferencias realizadas en el mes anterior y posterior. A su vez, nuevamente, al término del informe CAMMESA no devengó transferencias en el mes de marzo.

## Deuda flotante

Con datos al día 20 de marzo se observa una contribución a aumentar deuda flotante <sup>(3)</sup> del Estado Nacional en \$ 141.458 millones en términos nominales para el año 2024 explicado por devengamientos por encima de los

pagos.b Subsidios en relación al gasto acumulado a febrero de 2024, último dato comparable disponible, los subsidios representan el 7,7% de los gastos primarios.

Esto es 3,3 p.p. menos que en igual periodo de 2023 mientras que se encuentra también 3,3 p.p. por debajo del peso promedio anual observado entre los años 2018 a 2023.

Por otra parte, en el periodo los subsidios se dieron en conjunto con superávit primario mientras que en igual periodo del 2023 fue tres veces superior al déficit observado.

(<sup>3</sup>) Entendida como la diferencia entre los gastos corrientes devengados y los gastos corrientes pagados.

**Tarifas**

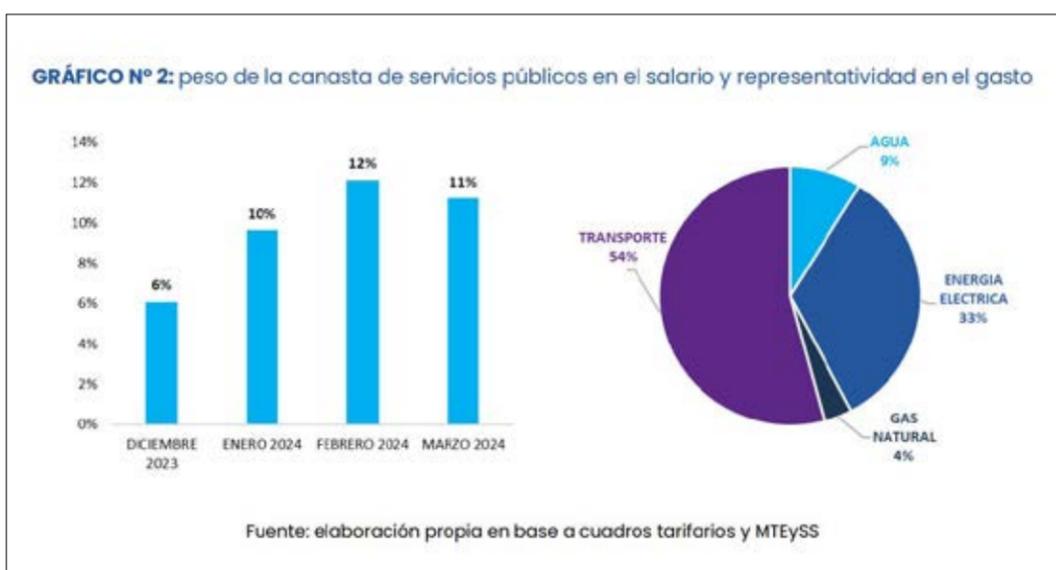
Comparativo de las tarifas de energía eléctrica en las provincias

Al mes de marzo de 2024 se encuentra vigente la Resolución 7/24 de la Secretaría de Energía que fija los precios estacionales de la energía eléctrica para el periodo febrero-abril de 2024 en todo el territorio nacional. Un análisis transversal indica que la factura promedio de un hogar de altos ingresos es 2,8 y 2,7 veces superior respecto de la factura de un hogar N 2 y N 3 respectivamente.

La factura promedio total país es de \$25.988 para un hogar de altos ingresos(N1), \$ 9.135 para un hogar de ingresos medios (N3) y \$9.625 para un hogar de ingresos bajos (N2).

La comparación de los cuadros tarifarios entre jurisdicciones indica que, ante igual consumo, las facturas finales más bajas se encuentran en Formosa y Tucumán para los N 1, EDELAP y La Rioja para los N 2 y para los N 3. Por otra parte, las facturas más altas se observan en Mendoza y Rio Negro para los N 2 y N 3 y en Salta y Mendoza para los N 1.

Al momento de realizar un análisis tarifario comparativo es necesario puntualizar que en el



**TABLA N° 2: subsidios en rubros seleccionados**  
| En millones de \$ | Reales en moneda de marzo de 2024

|  | Acumulado a marzo 2024 | Acumulado a marzo 2023 | Var. % a.a nominal | Var. % a.a real |
|--|------------------------|------------------------|--------------------|-----------------|
| <b>AGUA</b>  | 0                      | 6.107                  | -100,0%            | -100,0%         |
| AYSA   | 0                      | 6.107                  | -100,0%            | -100,0%         |
| <b>ENERGÍA</b>   | 442.655                | 473.743                | -6,6%              | -75,3%          |
| CAMMESA  | 140.000                | 224.122                | -37,5%             | -82,9%          |
| ENARSA   | 291.222                | 231.817                | 25,6%              | -67,3%          |
| FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES        | 0                      | 0                      | *                  | *               |
| PLAN GAS.AR  | 11.433                 | 17.803                 | -35,8%             | -82,9%          |
| <b>TRANSPORTE</b>  | 269.936                | 146.329                | 84,5%              | -50,0%          |
| AEROLÍNEAS ARGENTINAS                                    | 0                      | 0                      | *                  | *               |
| FONDO FID. DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE | 176.831                | 73.849                 | 139,4%             | -36,7%          |
| ADM. DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS S.E. (ADIF S.E.)   | 1.597                  | 8.738                  | -81,7%             | -95,0%          |
| DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO FERROVIARIO S.A.            | 2.621                  | 2.042                  | 28,3%              | -68,0%          |
| FERROCARRILLES ARGENTINOS S.E                            | 188                    | 140                    | 34,5%              | -61,5%          |
| OPERADOR FERROVIARIO S.E.                                | 88.699                 | 61.560                 | 44,1%              | -59,2%          |
| <b>TOTAL</b>   | <b>712.591</b>         | <b>626.179</b>         | <b>13,8%</b>       | <b>-69,6%</b>   |

Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

sector de distribución conviven empresas públicas (provinciales), empresas privadas y cooperativas, alcanzadas por marcos regulatorios nacionales, como en el caso de EDENOR y EDESUR, provinciales y municipales en el caso de cooperativas. Desde el mes de marzo de 2024 hubo aumen-

tos dispares entre los cuadros tarifarios de todas las jurisdicciones. La autorización de las tarifas en cada caso son potestad exclusivamente de cada provincia y, por lo tanto, responden a criterios diferentes.

El precio de la energía aumentó para los de altos ingresos en todo el territorio nacional, mientras que para los usuarios de ingresos bajos y medios se mantuvo invariante.

A su vez, cada jurisdicción incrementó los cargos por distribución de manera dispar respondiendo a características propias de la prestación del servicio en la provincia.

Los datos indican que entre marzo de 2023 y marzo de 2024 la factura eléctrica promedio para un hogar de altos ingresos aumentó 402% inter anual, mientras que para los ingresos bajos y medios el incremento fue del 194% y 183% respectivamente.

Por último, el gráfico refleja que el crecimiento de la factura promedio del país en el primer trimestre de 2024 fue del 105% para los usuarios N 1 de ingresos altos, 70% para los usuarios N 2 de ingresos bajos y 67% para los usuarios N 3 de ingresos medios.

El precio mayorista de la energía se ha actualizado, en relación al costo, para los hogares N 1 de altos ingresos, pero no sucedió lo mismo con los hogares de ingresos bajos y medios (N 2y N 3). Esto indica que para estos usuarios el incremento se debe exclusivamente al aumento en los cargos de distribución.

**Tarifas y salarios en el AMBA**

Tanto la factura promedio de energía eléctrica como la factura promedio del servicio de gas natural del AMBA son inferiores en términos reales a las observadas en febrero de 2019.

En el caso del gas, esta reducción continúa por la suspensión temporal de los incrementos programados.

**Reporte de tarifas y subsidios Marzo 2024**

- La canasta de los servicios públicos para una familia del AMBA es de \$75.429 por mes y ocupa el 11% del salario promedio.
- La factura eléctrica sin subsidios aumentó 402% en promedio en el país entre diciembre de 2023 y marzo de 2024. Para usuarios N2 y N3 el aumento fue 194% y 183%.
- La cobertura del costo del transporte es del 28%, el restante 72% son subsidios del Estado. Sin embargo, los costos reconocidos son 30% menores a los estimados por las empresas.

# Novedoso fallo judicial contra Edesur y ENRE por el apagón en Lanús

Tras el prolongado corte de energía y las variaciones de tensión que afectaron las prestaciones del servicio eléctrico en el partido de Lanús en marzo pasado, en un curioso fallo, la Justicia Administrativa de la Provincia de Buenos Aires, hizo lugar, parcialmente, a la demanda interpuesta por el intendente Julián Álvarez, que obliga a EDESUR a garantizar el servicio por terceros o con generadores.

La causa fue caratulada como *"Municipalidad de Lanús c/empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima y otro/a s/preten-sión restablecimiento o reconocimiento de derechos -otros juicio"* (EXPTE. AL-5961-2024), de trámite por ante el Juzgado de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo N° 1 del Departamento Judicial de Avellaneda-Lanús a cargo del juez Maximiliano Ceballos.

Lo primero que llama la atención, es que la denuncia se enfiló también contra el Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica (ENRE), organismo federal encargado de la fiscalización y control del servicio de distribución eléctrica a cargo de EDESUR, propiedad de la italiana ENEL.

Lanús con más de 10 mil viviendas afectadas, fue el municipio del conurbano sur más golpeado por el apagón durante el temporal. Además de la demanda, el municipio multó al ENRE (caso sin precedentes) e hizo un convenio con el Colegio de Abogados para que patrocinen a los comerciantes afectados en el reclamo a la distribuidora eléctrica.

## El caso

En su demanda, el Municipio señala que el servicio de EDESUR desde el día 12 de marzo, sufrió reiterados cortes de energía eléctrica, variaciones e in-

terrupciones en la provisión de la misma, en varios puntos del Partido de Lanús, generando consecuencias para la ejecución de prestaciones estatales, tales como la imposibilidad de llevar adelante las comunicaciones, dificultades de acceso a los servicios de salud, viéndose expuesto a vulnerabilidades relacionadas con la seguridad, la asistencia social integral, unidades de atención primaria de salud, los comedores sociales y la educación.

Señala también que los cortes de suministro dejaron sin servicio a las luminarias públicas y semáforos, afectando también los servicios de agua potable, salubridad y seguridad. El Municipio calificó la situación de extrema urgencia y gravedad y notificó el hecho al ENRE y a la propia EDESUR S.A. por lo que esta última habría comenzado a proveer el servicio de modo esporádico, originando sobrecargas en la tensión y mayores consecuencias dañosas.

En la demanda Lanús solicita, también que se dicte una medida cautelar requiriendo se *"proceda al inmediato establecimiento provisional de las condiciones elementales de servicio eléctrico conforme a las normas de calidad y eficiencia previstas en el Contrato de Concesión de Distribución de Energía Eléctrica en todo el partido de Lanús y al mantenimiento del mismo en forma adecuada, tanto sea por las líneas regulares de provisión, como a través de Unidades de Generación Móvil (UGM)"*. (SIC).

En lo que respecta al ENRE, el juez determinó que el organismo arbitre los medios necesarios para conminar a EDESUR S.A. a proveer el servicio en condiciones regulares, homogéneas y uniformes, con una reformulación de las condiciones de infraestructura, de operación y

mantenimiento. A su vez, le exigió brindar un informe mensual respecto al cumplimiento del suministro de energía eléctrica por parte de EDESUR S.A. en el Municipio de Lanús, así como del conjunto de tareas, obras y acciones que ha realizado y/o realice a fin de dar cumplimiento en forma adecuada al servicio, imponiendo las multas que correspondan como consecuencia del incumplimiento.

## Consideraciones

A la hora de acreditar al legitimación activa (la capacidad para accionar judicialmente) el juez señaló que, *"aunque el Municipio sea un gran usuario, no puede quedar sometida al paso previo por ante el ENRE, tal como lo dispone el art. 72 de la Ley 24.065, puesto que este último también es demandado en autos. Por lo tanto, sostener la aplicación de dicho precepto a este supuesto, implicaría convertir a la demandada en juez (en el proceso administrativo) y parte (en el proceso judicial) de modo concomitante y por el mismo asunto."*

No obstante, el juez señala y admite que el reclamo del Municipio contra EDESUR --de manera predominante-- tiene carácter interjurisdiccional (cita a la Constitución Nacional) y se enmarca en la Ley 24.065 y en las obligaciones dispuestas en el contrato de concesión del servicio entre la prestadora y el poder concedente (Estado Nacional) por lo que los pleitos que versan sobre situaciones regidas por normas federales, deben tramitar ante el fuero federal, en razón de la materia y que *"del relato de la actora, queda claro que los presuntos incumplimientos, son aquellos relativos al Reglamento de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por EDE-*

*NOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A."*

Agrega en el fallo que *"Lo que importa es que la obligación se extiende a cualquiera de ellas y que la ley que así lo determina es federal, cuyo cumplimiento sólo puede ser ordenado por un Juez Federal (en virtud de lo dispuesto en el art. 116 de la Constitución nacional), por lo que el presente caso cae en aquella órbita, al resultar de competencia federal en razón de la materia."*

Expone largamente sobre las normas que determinan la competencia federal, declara la incompetencia de la justicia local para entender en el asunto y decide remitir las actuaciones al Juzgado Federal de Primera Instancia en lo Civil, Comercial y Contencioso Administrativo de Lomas de Zamora N° 3.

A pesar de declararse incompetente con sólidos fundamentos el juez afirma:

*"la parte actora ha solicitado con su demanda un pedido de medida cautelar, consistente en que se ordene a EDESUR S.A. proceda al inmediato establecimiento provisional de las condiciones elementales de servicio eléctrico conforme a las normas de calidad y eficiencia previstas en el Contrato de Concesión de Distribución de Energía Eléctrica en todo el partido de Lanús y al mantenimiento del mismo en forma adecuada, tanto sea por las líneas regulares de provisión, como a través de Unidades de Generación Móvil (UGM)"*.

Y más adelante dice: *"sin perjuicio de la declaración de incompetencia dispuesta precedentemente, estamos en presencia de un caso tan crítico que no admite demora alguna en el tratamiento de la medida cautelar requerida. Estamos en presencia de un supuesto de interrupción del servicio de ener-*

*gía eléctrica que, como tal, tiene carácter de esencial y debe respetar los principios de regularidad y continuidad de los servicios públicos, más aún frente a un gran usuario como la Municipalidad de Lanús, pues de dicho servicio depende la prestación de otros servicios públicos"*

Señala que, esos servicios públicos no pueden ser prestados por la interrupción de la energía eléctrica, por lo que se siente persuadido a tomar la decisión hacer lugar al pedido de la medida cautelar, de modo excepcional.

Señala también, que el art. 196 del CPCC si bien establece el principio de que los jueces deberán abstenerse de decretar medidas precautorias cuando el conocimiento de la causa no fuese de su competencia, en supuestos excepcionales, por razones de suma urgencia y para resguardar el derecho reclamado, se considera aceptable el dictado de medidas cautelares por tribunal incompetente.

En el fallo dictado a fines de marzo, el juez Maximiliano Ceballos ordenó a EDESUR a garantizar la prestación del servicio *"por sí o a través de terceros, sea por medio de unidades móviles de generación de energía eléctrica o por las líneas regulares de provisión"*.

Para que cumpla con esa decisión, la empresa deberá reunirse con la comuna para que, en un plazo máximo de 24 horas, acuerden a trazar un Plan de Normalización del servicio en todas las áreas afectadas.

También, dispuso que la negociación de la planificación deberá cumplirse en el plazo máximo de cinco días y ejecutarse, como máximo, en diez días hábiles.

Al focalizar en la necesidad de un plan de contingencia, el fallo expone: *"Esto no implica desconocer fenómenos climáticos extraordinarios, pero tampoco se puede obviar que pueden volver a ocurrir y que los servicios de contingencia deberían estar preparados, con una previa inversión"*.

# Archivan causa contra ex funcionarios de Energía y Enargas por inexistencia de delito

El Juez Ariel Lijo ordenó archivar una causa contra Juan José Aranguren, ex Ministro de Energía y Minería de la Nación, Mauricio Ezequiel Roitman, ex Presidente del ENARGAS, Daniel Alberto Perrone, Carlos Alberto María Casares, Griselda Lambertini y Diego Fernando Guichón, todos ex Directores de ENARGAS, Marcos Pourteau, ex Subsecretario de Recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería, y Marcela Paula Valdez, ex Gerente de Legales del ENARGAS, por el presunto abuso de autoridad, violación a los deberes de funcionario público y negociaciones incompatibles con el ejercicio de las funciones públicas.

La causa había sido radicada en el Juzgado en lo Criminal y Correccional Federal N° 12 en su momento a cargo del juez Sergio Torres (actual miembro de la Suprema Corte Bonaerense) y la investigación la llevó adelante el fiscal federal



Guillermo Marijuan.

La denuncia presentada por el ex Interventor del Ente Regulador de Gas, Federico Bernal contra el entonces Ministro de Energía, Juan José Aranguren y otros funcionarios, dice que fueron convocados los productores y distribuidores de gas natural, para establecer bases y condiciones en la comercialización de Gas en PIST (Punto de Ingreso al Sistema de Transporte), fijando por dos años precios uniformes para cada una de las cuencas y contratos a tipo de cambio variable

en dólares, circunstancia que según la denuncia, no cumplía con las pautas de libre competencia y que se trató de un "hecho inédito en la comercialización del recurso bajo el régimen de la ley 24.076"

El fallo concluye que: "Conforme surge del desarrollo efectuado, han sido reunidos en autos elementos suficientes como para considerar agotada la investigación, no avizorándose medidas pertinentes que permitan avanzar en la instrucción hacia la formalización de una imputación con base en los suce-

sos denunciados". El Juez Ariel Lijo, postulado para ocupar un lugar en la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en el fallo afirma "...entiendo que el relevamiento efectuado pone en evidencia que no ha existido aquí sospecha de criminalidad alguna en los términos que la jurisprudencia exige para el dictado del sobreseimiento sin necesidad de indagatoria previa." Por su parte, el fiscal Marijuan en su dictamen señaló que "(...) sumamente relevantes han sido para la investigación, los testimonios brindados

por los expertos del sector, que dejaron en claro que la determinación de precios en dólares no fue inédita durante la vigencia de la ley 24.076, como así tampoco en el período de emergencia que inició en el año 2002 con la salida de la convertibilidad y la mayor intervención del Estado Nacional en la regulación del sector. Tampoco se desprende de sus testimonios que las empresas distribuidoras hubieran sufrido un perjuicio a partir de la implementación de las "Bases y Condiciones durante la gestión de Juan José Aranguren como titular de la cartera de energía. Por el contrario, las descripciones realizadas brindaron un contexto de situación del sector a lo largo de los años desde la privatización en 1992, mostrando las consecuencias de las distintas políticas que se fueron aplicando y su incidencia en los precios del gas como así también en su abastecimiento".

## 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

FIEL: La actividad industrial cayó 7.1% en febrero en la comparación interanual

# Bajó el índice de producción industrial

El Índice de Producción Industrial (IPI) de FIEL de acuerdo a información preliminar registró en febrero una caída interanual de 7.1%.

En el mes, entre los resultados más destacados, la producción de minerales no metálicos mostró el mayor retroceso entre los sectores de actividad.

Al interior del bloque los despachos de cemento tuvieron una marcada reducción, acumulando caídas más profundas en las ventas a granel.

Por su parte, la industria automotriz continúa enfrentando problemas de stocks de insumos importados que han derivado en la extensión de las paradas por vacaciones y el freno de actividades en varias terminales.

La caída de la producción automotriz en febrero resultó la mayor en dos años.

Los faltantes de autopartes también han afectado el desempeño exportador de la rama, al tiempo que el deterioro de la demanda local acarrea una revisión de los planes de producción de las terminales.

En el caso de la rama metalmeccánica, en febrero registró una nueva caída, encadenando trece meses de retroceso en la producción. La rama de los alimentos y bebidas registró en el mes otra contracción de la actividad combinando un ligero avance interanual en la producción de alimentos con una nueva y marcada contracción en la de bebidas.

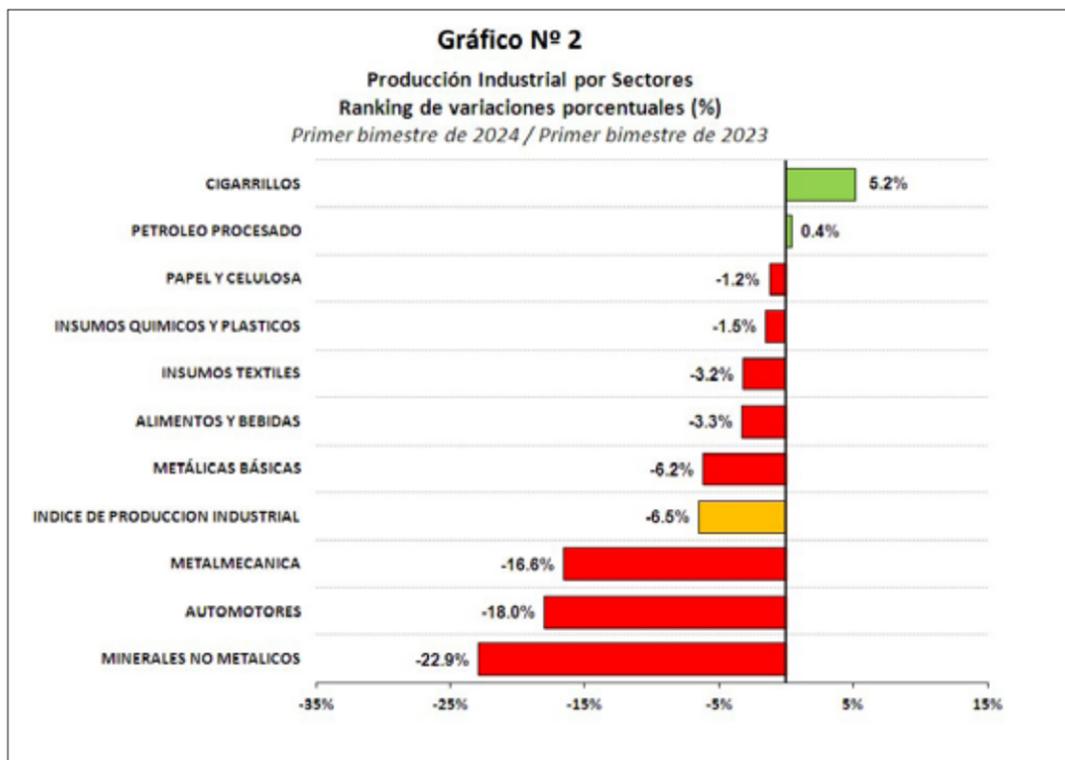
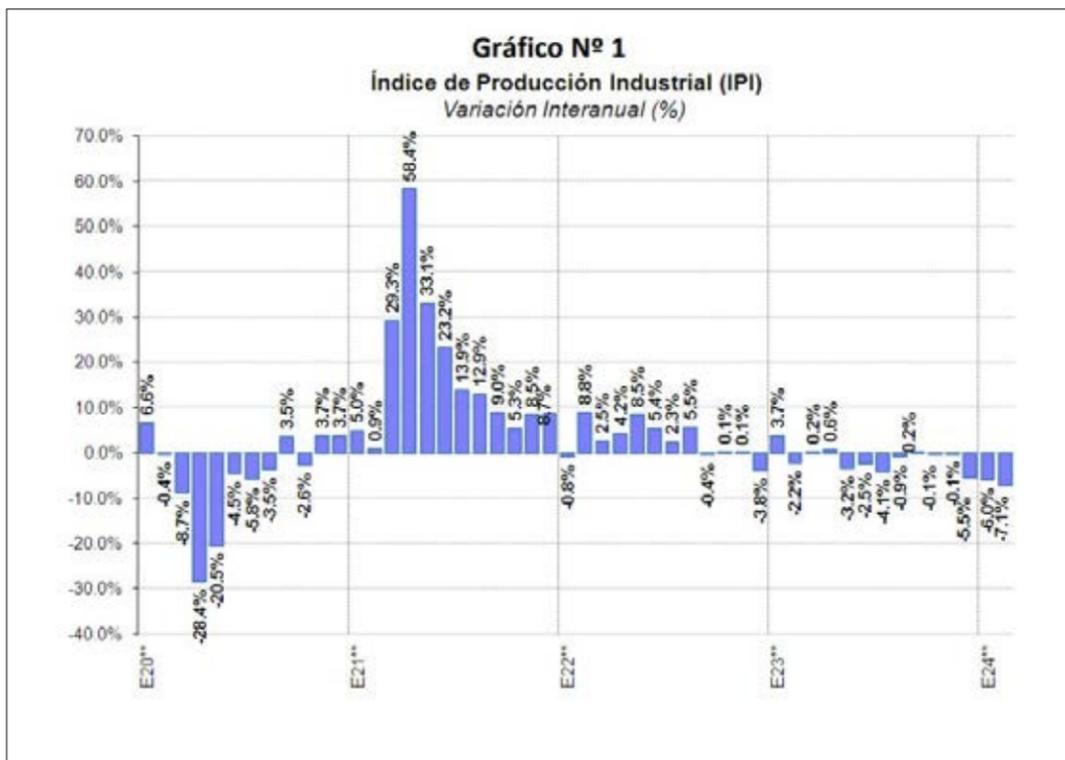
Al interior del bloque de los alimentos, la faena vacuna registró la tercera caída consecutiva en la comparación con el mismo mes de 2023 -tendencia que se espera se sostenga a lo largo del año-.

La posibilidad de alcanzar el récord de exportaciones de carne vacuna de una millón de toneladas el presente año se ha

**Resultados del Índice de Producción Industrial (IPI) del mes de febrero de 2024**

**Tabla N°1**

| Variación                                      | %    |
|--|------|
| Febrero 2024 / Febrero 2023                    | -7.1 |
| Febrero 2024 / Enero 2024 (con estacionalidad) | -2.5 |
| Febrero 2024 / Enero 2024 (desestacionalizado) | -3.8 |
| 1er bimestre de 2024 / 1er de bimestre 2023    | -6.5 |



debilitado dada la corrección a la baja que la Secretaría de Agricultura,

Ganadería y Pesca realizó sobre la información referida a los volúmenes informados previamente.

La sobreestimación de exportaciones introdujo distorsiones en indicadores como precios de exportación, consumo aparente e inserción exportadora.

Por último, en febrero

el sector de los químicos y plásticos igualó el nivel de producción de un año atrás por efecto de paradas técnicas en 2023. Con todo lo anterior, en el primer bimestre la activi-

dad industrial acumula un retroceso de 6.5% en la comparación con el mismo período del año pasado.

(Véase Tabla 1 y Gráfico N° 1).

En cuanto los registros de producción de los sectores industriales en los dos primeros meses del año, la rama de productos elaborados de tabaco acumula un crecimiento de 5.2% seguida de la refinación de petróleo que registró un ligero avance de 0.4%, en cada caso en la comparación con el mismo periodo de 2023.

Las ocho restantes ramas industriales que reporta el IPI de FIEL muestran una caída de la producción en el bimestre y en la comparación interanual.

Así, con un retroceso menos profundo que el promedio de la industria se coloca la producción de papel y celulosa (-1.2%), seguida de la producción de insumos químicos y plásticos (-1.5%), los insumos textiles (-3.2%), los alimentos y bebidas (-3.3%) y las industrias metálicas básicas (-6.2%).

Por su parte, con caídas de la producción más pronunciadas que el promedio se ubica la rama metalmeccánica (-16.6%), la industria automotriz (-18%) y la producción de minerales no metálicos (-22.9%).

Por su importancia, la caída de estas tres ramas explica más del 75% de la contracción de la industria en el acumulado de los dos primeros meses del año. (Véase Gráfico N° 2).

Desde la perspectiva del tipo de los bienes producidos, se tiene que los bienes de capital acumulan el mayor retroceso en el bimestre, alcanzando una caída de 17.8% en la comparación con el mismo periodo del año pasado a partir de la reducción en la producción de utilitarios, equipos y ma-

quinaria. Al mismo tiempo, el deterioro en la producción de automóviles, la línea blanca y marrón, explica la contracción de los bienes de consumo durable que en los dos primeros meses del año ascendió al 16.8%.

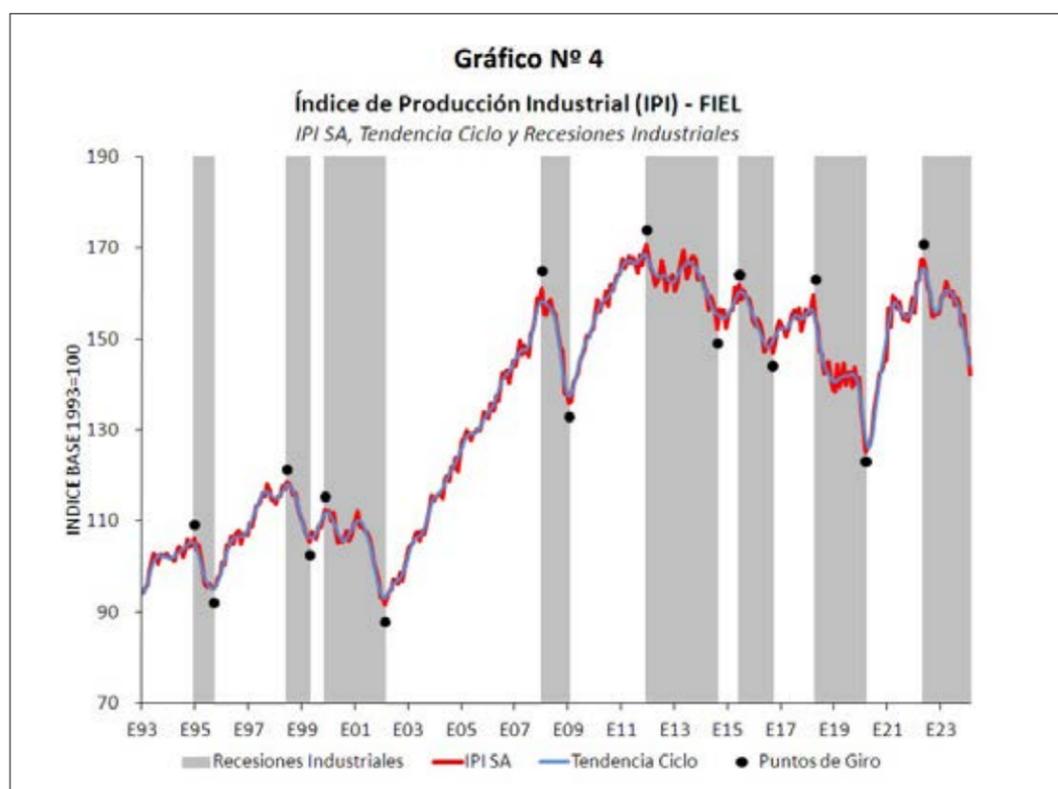
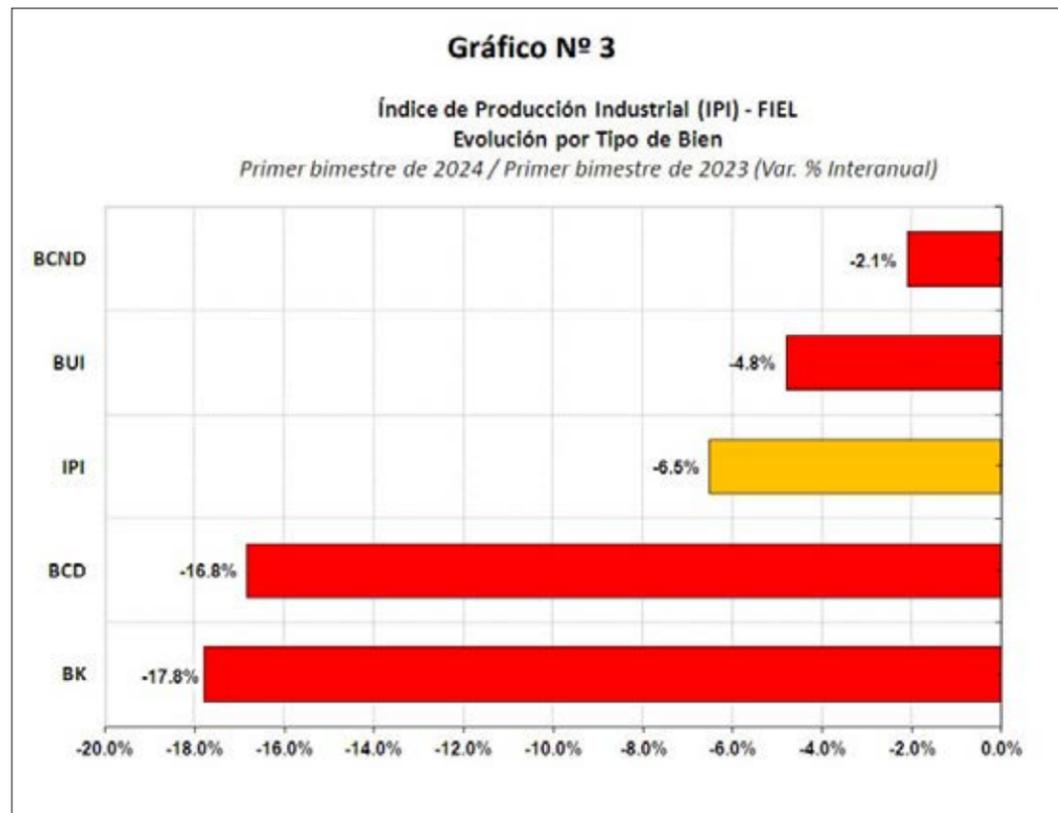
Con una caída menos pronunciada que el promedio se posicionan los bienes de uso intermedio que acumulan una merma del 4.8% en el bimestre arrastrados a la baja por la producción de minerales no metálicos, las industrias metálicas básicas, los insumos textiles, las producciones de químicos y plásticos y la producción de papel y celulosa.

Finalmente, los bienes de consumo no durable registran una contracción del 2.1% en el periodo enero –febrero y en la comparación con el mismo periodo de 2023. (Véase Gráficos Nº 3).

En términos desestacionalizados, la producción industrial de febrero cayó 3.8% en la comparación con enero, colocando el actual nivel de actividad un 15% por debajo del registrado en mayo de 2022, mes en el que se fecha el inicio de la presente fase de contracción de la industria. La marcada caída de la producción ajustada por estacionalidad aceleró el retroceso de los indicadores que permiten anticipar una reversión de la caída de la actividad.

Dichos indicadores alcanzan una caída comparable a los registros observados en crisis previas de los últimos 30 años.

Finalmente, el índice de difusión sectorial de la



contracción de la actividad señala que en el trimestre diciembre – febrero y en la comparación interanual, el 68% de la industria registró una caída de la producción.

En síntesis. La industria registró en febrero una nueva y difundida contracción de la actividad, acelerando el ritmo de caída en el primer bimestre. Todos los tipos de bienes re-

gistran retrocesos, resultando los más profundos el de los bienes de capital y consumo durable. En el corto plazo no se tienen señales de reversión de la recesión industrial.

**Luis Lucero**

## Nuevo secretario de Minería

Luis Lucero, abogado especializado en la industria minera, en derecho de los recursos naturales y con experiencia en financiamiento de proyectos, en materia societaria, y en arbitrajes y litigios complejos, será designado por el gobierno como nuevo Secretario de Minería de la Nación.

La cartera había quedado vacante tras la abrupta salida de la salteña Flavia Royón, de breve estadía en ese cargo, por decisión del presidente Javier Milei a modo de réplica a algunos gobernadores cuando ocurrió el rechazo de la "Ley Omnibus" en el Congreso.

Lucero recibió el título de abogado de la Universidad de Buenos Aires; cursó un Posgrado en Derecho Empresario de la Universidad Argentina de la Empresa, y luego varios cursos y seminarios de especialización, destacándose los realizados en temas de política de gobierno y estrategia corporativa en minería.



## ELECTRICIDAD

# La demanda de electricidad en febrero subió 7,9 %. En el AMBA subió 3,9 %

La demanda de la energía eléctrica en febrero último (mes de 29 días) tuvo una suba interanual de 7,9% al alcanzar los 12.848,05 GWh a nivel nacional por lo que se convirtió en el séptimo mes con mayor consumo registrado de la historia.

En este sentido, marzo de 2023 con 13.996,3 GWh sigue siendo el mes con mayor consumo eléctrico de la historia, seguido de enero de 2023 con 13.592,5 GWh y enero de 2024 con 13.086,9 GWh, detalló el informe periódico de la Fundación Fundelec.

En tanto, las distribuidoras de Capital y GBA registraron en febrero una suba i.a. de la demanda de 3,9 % y abarcó a los sectores de uso residencial, comercial e industrial.

En febrero de 2024, mes que contó con un día más que en 2023, la demanda neta total del MEM fue de 12.848,05 GWh; mientras que el año anterior había sido de 11.904,6 GWh<sup>1</sup>. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 7,9 por ciento.

En cuanto a la demanda residencial de febrero, representó el 49 % del total país, con una suba de 11,1 % respecto al mis-



mo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial subió 7 %, representando el 27 % del consumo total, y la demanda industrial representó el 24 %, con un alza en el mes del orden del 2,6 %, aproximadamente.

### El consumo en los últimos meses

La demanda de electricidad registró en los últimos doce meses (incluido febrero de 2024): 8 meses de baja (abril de 2023, -1 %; mayo, -7,8 %; junio, -7,7 %; julio, -1,3 %; agosto, -0,2 %; noviembre, -2,5 %; diciembre de 2023, -9,7 %; y enero de 2024, -3,7 %) y 4 meses de suba (marzo de 2023, 28,6 %; septiembre, 6,3 %; octubre, 2,3 %; y febrero de 2024, 7,9 %). El año móvil

(últimos doce meses) presenta una suba de 0,5 por ciento.

En cuanto al consumo por provincias, en febrero, 26 fueron las provincias y/o empresas que marcaron ascensos: San Juan y Formosa (19 %), Chaco (18 %), Corrientes y Salta (14 %), Entre Ríos, Catamarca, Chubut y Santiago del Estero (13 %), Misiones (10 %), Santa Fe y Jujuy (9 %), San Luis, La Rioja, Tucumán y EDEA (8 %), Córdoba, EDELAP, EDEN y Mendoza (6 %), EDES y Río Negro (4 %), Neuquén (3 %), y La Pampa (2 %), entre otros. Por su parte, 1 provincia presentó un descenso en el consumo y fue Santa Cruz (-2 %).

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de electricidad en Ca-

pital y GBA, que demandaron 31 % del consumo del país y totalizaron un ascenso conjunto de 3,9 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una suba de 2,1 %, mientras que para EDESUR la demanda ascendió 6,2 %. El resto del país subió en su consumo 9,7 por ciento promedio.

Observando las temperaturas, el mes de febrero de 2024 fue menos caluroso en comparación con febrero de 2023. La temperatura media fue de 26.3 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 25.6 °C, y la histórica es de 23.6 °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 febrero, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 2.866 GWh contra 2.652 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva de 7,5 %. En este sentido, los caudales se encuentran por encima de sus valores históricos para el periodo, por lo que se observa un aumento en las principales cuencas comparado con el mismo mes del año pasado.

Si bien el despacho térmico fue superior, el consumo de combustible terminó siendo menor si comparamos mes a mes a nivel del total. En el conjunto de los combustibles alternativos se produjo una baja, mientras que el gas natural tuvo un consumo mayor para generar.

Así, en febrero siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 55,51 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron 21,37 % de la oferta, las nucleares proveyeron 7,38 %, y las generadoras de fuentes alternativas 12,74 % del total.

## 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



# Secco proveyerá a la minera Mansfield energía solar en Mina Lindero

El proyecto consiste en anexar a la central térmica existente un sistema fotovoltaico y un banco de baterías de ion-litio cuyo almacenamiento permitirá optimizar la generación de energía limpia.

Se trata del primer proyecto híbrido en la puna salteña, que brinda una solución confiable y eficiente a través de la generación de energías limpias. La Secretaría de Minería y Energía, mediante Resolución 10/23 aprobó el documento ambiental y social más importante: el Informe de Impacto Ambiental, autorizando así la construcción.

A partir del acuerdo con Mansfield Minera S.A., Secco desarrollará un proyecto de vanguardia que convertirá en híbrida la actual central de generación eléctrica de Mina Lindero, ubicado a 420 km de la ciudad de Salta.

El parque solar contará con una potencia total de 6.55 MWp y un sistema de almacenamiento



de energía por baterías de Litio-Ion con una potencia de 11,7MWh, aptas para funcionar a una altura de 3.800 msnm.

De este modo, el sistema fotovoltaico brindará energía al sistema aislado del proyecto minero durante el día, almacenando los excedentes en las baterías con el fin de generar una reserva que permita utilizarla cuando la demanda del proceso lo requiera, optimizando el aprovecha-

miento de la energía renovable y brindando confiabilidad al sistema.

Mediante estos desarrollos tecnológicos, se incorporará energía renovable a la central térmica con la que hasta el momento se abastecía el total de la energía requerida por Mansfield, con el fin de disminuir radicalmente sus emisiones de CO2.

Cabe destacar que SECCO es una empresa argentina con más de 80

años de experiencia en la industria, operando tanto a nivel nacional como internacional, con más de 1.500 MW de generación de energía y 225.000 HP en compresión de gas, instalados en 200 plantas y centrales.

A través de los servicios que brinda en cada rincón del país con más de 2.000 colaboradores, apuesta a la generación de energía sustentable trabajando con la última tecnolo-

gía en proyectos solares, híbridos, de cogeneración y de aprovechamiento de biogás de diferentes orígenes (relleno sanitario, aguas servidas o desecho de animales). También han sido pioneros en soluciones con almacenamiento de energía, siempre con el fin de ofrecer respuestas a medida de cada cliente.

Por su parte, MANSFIELD MINERA S.A., sociedad argentina (subsidiaria de la canadiense FORTUNA SILVER MINES INC.), que se dedica a la exploración y desarrollo de proyectos mineros en la Provincia de Salta hace más de 25 años reafirma su compromiso de crecimiento sostenido a través de esta nueva alianza estratégica con Secco, empresa líder en generación eléctrica que se especializa en suministro y provisión de energía eléctrica en proyectos mineros, entre otros.

El proyecto actual, representa otro importante aporte hacia la minería sostenible, contribuye al desarrollo sustentable de las comunidades y áreas cercanas a la operación de Mina Lindero, fomentando la protección y cuidado del medio ambiente

## Shell Argentina comprará energía verde a Genneia en Vaca Muerta

Shell Argentina y Genneia alcanzaron un acuerdo estratégico para abastecer la demanda energética de las operaciones de producción de la compañía petrolera con energía de fuente eólica y solar generada por Genneia. Participaron de la firma, Ricardo Rodríguez, Presidente de Shell Argentina, y Bernardo Andrews, CEO de Genneia. En el marco de su compromiso con la transición energética, Shell Argentina firmó un acuerdo con Genneia, compañía líder en generación de energías renovables en Argentina, para abastecer con energía limpia la demanda energética de sus bloques operados en Vaca Muerta.

Dicha alianza se enmarca a través del sistema privado Mer-

cado a Término de Energías Renovables (MATER), con un contrato de provisión de energía verde que tiene una duración de 7 años para cubrir las operaciones de Shell en Argentina, iniciando el 1° de mayo de 2024.

La energía renovable será suministrada desde un pool de activos de Genneia, conformado por parques eólicos y solares de la compañía, se informó.

Ricardo Rodríguez, Presidente de Shell Argentina, señaló que "este acuerdo es muy significativo para la estrategia de descarbonización de nuestras operaciones en Vaca Muerta. Abastecer con energía eólica y solar nuestras plantas de procesamiento y consumo de pozos productivos traerá un avan-

ce muy importante en nuestras metas de reducción de emisiones en el país".

Esta iniciativa se enmarca en una estrategia de descarbonización que Shell tiene en Argentina, en línea con las metas de reducción de emisiones de la compañía a nivel global.

Mediante este acuerdo, Shell Argentina se asegura mantener sus emisiones de Alcance 2 en cero, como así también hacer una contribución directa al desarrollo de energías renovables en Argentina.

Por su parte, Genneia sigue creciendo en el Mercado a Término de Energías Renovables, expandiendo su cartera de clientes, compuesta actualmente por más de treinta empresas.

En este sentido, Bernardo Andrews, CEO de Genneia, manifestó: "Estamos orgullosos de acompañar a Shell con sus objetivos estratégicos de reducir las emisiones de carbono, aumentar la eficiencia energética y que confíen en Genneia para alcanzarlos. Nuestras energías renovables y limpias son la base para la transición energética". Los contratos de suministro a largo plazo (PPA) son una de las soluciones energéticas que Genneia pone a disposición de todas aquellas empresas comprometidas con un desarrollo sostenible. Este tipo de soluciones buscan preservar, restaurar y gestionar eficazmente los ecosistemas naturales para capturar y/o evitar emisiones de CO2 al ambiente.

## INTERNACIONALES

SLB, una de las mayores empresas de servicios de campos petroleros, no tiene previsto abandonar su negocio en Rusia

# Schlumberger se queda en Rusia

Schlumberger, una de las empresas de servicios petroleros más grande del mundo, no tiene planes de salir de Rusia dos años después de la invasión a Ucrania por parte de Moscú, a pesar de la presión occidental para frenar el flujo de petrodólares a Rusia.

En una reciente entrevista al Financial Times, Olivier Le Peuch, director ejecutivo de Schlumberger, dijo que la compañía no había tomado ninguna decisión sobre si seguiría a sus dos mayores rivales, Baker Hughes y Halliburton, en la venta de sus operaciones en Rusia y estaba cumpliendo sus contratos con los clientes.

Tras la invasión de Ucrania en febrero de 2022, aumentó la presión sobre las empresas, especialmente en el sector del petróleo y el gas, para que se retiren de Rusia.

Muchas grandes empresas energéticas y de servicios petrolíferos como Exxon, Shell, BP, Baker Hughes y Halliburton, anunciaron planes para abandonar Rusia o tienen previsto hacerlo en cuanto lo permita la legislación rusa aplicable.

Schlumberger está resistiendo la presión del gobierno ucraniano y de grupos de derechos humanos para que abandone Rusia, que alegan que la presencia de la compañía en el país ayuda a generar ingresos petroleros utilizados para apoyar el esfuerzo bélico del presidente ruso Vladimir Putin. El año pasado, la Agencia Nacional para la Prevención de la Corrupción (NACP) de Ucrania añadió a SLB a una lista negra de "patrocinadores internacionales de la guerra", que forma parte de una campaña global para exponer a las empresas que hacen negocios con Rusia.

En un comunicado, SLB negó enérgicamen-



te cualquier afirmación de que hubiera "respaldado o apoyado de alguna manera la violencia contra el pueblo de Ucrania". Le Peuch dijo que SLB había establecido controles "para prevenir y prohibir cualquier envío y apoyo de tecnología" a Rusia desde julio, una medida que, según sugirió, degradaría, a largo plazo, la capacidad del país para desarrollar algunos de sus yacimientos petrolíferos marinos.

Desde la caída de la Unión Soviética, SLB ha construido un importante negocio en Rusia, que generó alrededor del 5 por ciento de los ingresos del grupo por 33.100 millones de dólares el año pasado y empleó a unas 9.000 personas.

## Importaciones

En marzo de 2022, Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes habían anunciado la suspensión de futuros negocios en Rusia. Halliburton detuvo todos los envíos de piezas y productos específicos tras las sanciones a Rusia y señaló que no tiene empresas activas allí.

En aquel momento, las tres compañías habían dicho que cumplirán con las leyes y sanciones internacionales que fuesen aplicables.

En aquella oportunidad, los CEOs de las tres empresas, Jeff Miller de Halliburton, Olivier Le Peuch de Schlumberger y Lorenzo Simonelli de Baker, declararon a coro que priorizan la seguridad de los empleados y el cumplimiento de las sanciones.

No obstante, según un informe del londinense The Guardian, Halliburton habría importado a Rusia equipo por decenas de millones de dólares durante 2023 a pesar de las sanciones.

Los productos fueron importados de Turquía, con lo que el valor total de las exportaciones de equipos de Halliburton a Rusia desde que la compañía cerró sus operaciones fue de al menos US\$ 7.163.317.

De todas las exportaciones a Rusia realizadas desde septiembre pasado, el 98% se suministraron a la nueva operación independiente de Halliburton, conocida como BurService, entre cuyos clientes se encuentran Gazprom, Rosneft, TNK-BP y Lukoil.

La multinacional estadounidense dijo haber vendido su oficina rusa a la dirección local en septiembre del año pasado en medio de presiones sobre las empresas occidentales para que cesaran sus operaciones en el país tras la invasión de Ucrania.

Sin embargo, a pesar de completar la venta de su brazo ruso el 8 de septiembre, los registros aduaneros vistos por The Guardian, indican que los envíos de equipos de Halliburton a Rusia continuaron.

Las autoridades norteamericanas no se han pronunciado, por lo que nada sugiere que ninguna de las compañías infringiesen sanciones de Estados Unidos u otras sanciones globales. Las filiales de Halliburton exportaron aproximadamente 5,6 millones de euros en equipo de acuerdo con los registros, enviados en gran medida desde los EE.UU. y Singapur. El equipo procedía de una serie de países, entre ellos el Reino Unido, Francia y Bélgica.

Los registros aduaneros identificaron las exportaciones a Rusia de equipos de Halliburton incluyendo bombas, llaves para la perforación de pozos y aditivos de cemento.

Los envíos continuaron al menos hasta junio de este año, aunque The Guardian dijo que aún no se han puesto a su disposición registros más recientes.

## Sanciones

Desde el comienzo de la conflagración, Estados

Unidos sancionó a más de 250 personas y entidades a las que acusa de haber facilitado la invasión rusa a Ucrania e intentar evadir las sanciones impuestas previamente a Moscú.

Se trata de una acción coordinada entre el Departamento de Estado y el Departamento del Tesoro estadounidenses con la finalidad de limitar "las actividades exteriores nocivas del Gobierno de la Federación Rusa" después de que los líderes del G7 reafirmaran su apoyo a Ucrania.

En aquella oportunidad el Departamento de Estado, impuso sanciones a más de 100 entidades e individuos que han fomentado la capacidad de Moscú en la guerra de Ucrania y que han reforzado la producción y exportación de energía por parte de Rusia.

Por otro lado, el Departamento del Tesoro sancionó a más de 150 personas y entidades, algunas de ellas con sede en China, Turquía y Emiratos Árabes Unidos, que están relacionadas con la industria militar y el sector financiero ruso.

El Departamento del Tesoro especificó, por su parte, que Rusia utiliza a China, Turquía, Emiratos Árabes Unidos y "complejas redes transnacionales" para adquirir tecnología y equipos necesarios para la guerra.

Por eso, el Tesoro advirtió que continuará "tomando medidas para identificar y desbaratar a aquellas personas, entidades y redes de terceros países" que lo faciliten.

Como consecuencia de las sanciones estadounidenses, todos los bienes y propiedades de los implicados que se encuentren en EE.UU. quedan bloqueados y se prohíbe a ciudadanos y empresas estadounidenses tener transacciones con ellos.

# Equinor descubre hidrocarburos en el Mar del Norte

Equinor descubrió nuevos pozos denominados Heisenberg en el Mar del Norte. Los cálculos preliminares de la empresa indican que la magnitud del descubrimiento se sitúa entre 134,2 millones y 314,3 millones de pies cúbicos (3,8 millones y 8,9 millones de metros cúbicos estándar) de petróleo equivalente, lo que corresponde a entre 24 millones y 56 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMboe). Las estimaciones de recursos para Heisenberg antes de la perforación se situaban entre 144,8 millones y 317,8 millones de pies cúbicos (4,1 millones y 9,0 millones de metros cúbicos estándar) de petróleo equivalente, según un comunicado de prensa publicado por Norwegian Offshore Directora (NOD).

Equinor también verificó la existencia de petróleo en la prospección Hummer, según la nota. Los cálculos preliminares sitúan el tamaño de Hummer entre 3,53 millones y 21,2 millones de pies cúbicos (0,1 millones y 0,6 millones de metros cúbicos estándar de petróleo equivalente).

Los pozos son el primero y el segundo perforados en la licencia de producción 827 SB, que es una superficie adicional a la licencia de producción 827 S, donde se realizó el descubrimiento original. La perforación se llevó a cabo con la plataforma Deepsea Stavanger a unas 87 millas (140 kilómetros) al noroeste de Bergen, según la NOD.

El pozo 35/10-11 S halló un yacimiento de arenisca de unos 10 metros (32,8 pies) de buena calidad en el grupo Hordaland. El yacimiento era acuífero con trazas de hidrocarburos.

En el objetivo de exploración secundario de la formación Balder, el pozo encontró una columna de petróleo de 9,8 pies (3 metros) en arenisca de un total de 75,5 pies (23 metros) con una calidad de yacimiento de pobre a moderada. El po-

zo se perforó a una profundidad medida de 1.853 metros por debajo del nivel del mar y terminó en el Paleoceno del Rogaland Group. Por su parte, el pozo 35/10-11 A encontró un yacimiento de arenisca de unos 12 metros con una calidad de moderada a buena. El ya-

cimiento tiene una columna de petróleo y gas del Hordaland Group. El contenido de gas y petróleo se halló a 1.571 metros por debajo del nivel del mar y el contenido de agua y petróleo a 1.576 metros por debajo del nivel del mar. El pozo se perforó hasta una profundidad me-

trada de 1.690 metros bajo el nivel del mar y se terminó en el Eoceno del Grupo Hordaland. La licencia de producción 827 SB se adjudicó en las Adjudicaciones en Áreas Predefinidas (APA) en 2015, mientras que la superficie adicional, 827 SB, se adjudicó en la APA 2022,

dijo la NOD. Desde entonces, algunas empresas han vendido y los actuales licenciarios son Equinor, con una participación del 51 por ciento, y DNO Norge, con una participación del 49 por ciento. Se trata del segundo descubrimiento reciente en el Mar del Norte. La semana pasada, Harbour Energy Norge AS y sus socios confirmaron un descubrimiento de gas en el pozo 15/9-25 del Mar del Norte, a unos 210 kilómetros al oeste de Stavanger.



**CREAMOS FUTURO**

**BRINDAMOS SOLUCIONES INNOVADORAS**  
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.

Estamos preparados para nuevos desafíos.

**SECCO**

**SECCO**

[WWW.SECCO.COM.AR](http://WWW.SECCO.COM.AR)

# Gazprom compra la parte de Shell en Sakhalin Energy

El gigante energético Gazprom compró una participación del 27,5%, anteriormente propiedad de Shell, al productor ruso de gas natural licuado (GNL) Sakhalin Energy por unos 1.000 millones de dólares.

El gobierno ruso dijo que la participación del 27,5% en Sakhalin Energy se venderá a una empresa llamada Sakhalin Project por 1.020 millones de dólares. El proyecto Sakhalin-2, situado en la isla homónima, es uno de los mayores proyectos de GNL de Rusia, con potencial para impulsar significativamente las exportaciones de gas natural del país.

El desarrollo del proyecto tuvo varias dificultades, por problemas medioambientales y el impacto de las sanciones internacionales a Rusia.

EE.UU impuso en noviembre nuevas y radicales medidas contra Mos-



cú, entre ellas contra el proyecto Arctic LNG 2, dirigido por Novatek, por el conflicto de Ucrania. Gazprom posee el 50% en Sakhalin Energy, situada en el extremo sur de la is-

la rusa de Sakhalin, en el Pacífico. También son accionistas las empresas japonesas Mitsui (12,5%) y Mitsubishi (10%).

Tras la decisión de Moscú de enviar tro-

pas a Ucrania en febrero de 2022, Shell decidió abandonar el proyecto. La empresa contabilizó una pérdida de 1.600 millones de dólares relacionada con el pro-

yecto ruso de GNL en el primer trimestre de 2022. Algunas fuentes comentaron que Shell creía que existía el riesgo de que Rusia nacionalizara los activos en manos extranjeras.

En junio de 2022, la compañía operadora Sakhalin-2 se transformó en una entidad rusa mediante un decreto presidencial. Se pidió entonces a Shell, así como a Mitsui y Mitsubishi, que solicitaran mantener sus participaciones si así lo deseaban.

Moscú invitó a las empresas interesadas en obtener la participación de Shell -así como la parte abandonada de Exxon Mobil en el proyecto hermano Sakhalin-1- a presentar solicitudes al gobierno.

En 2022, la energía de Sajalín representó casi el 3% de la demanda mundial de GNL. Sus cargamentos se dirigen principalmente a Japón, Corea del Sur, China, India y otros países asiáticos. El año pasado produjo más de 10 millones de toneladas métricas de GNL, frente a los 11,5 millones de toneladas de 2022.

## TotalEnergies y Sinopec producirán combustible de aviación sostenible

TotalEnergies y China Petroleum and Chemical Corporation, SINOPEC, firmaron un acuerdo para desarrollar conjuntamente una unidad de producción de Combustible de Aviación Sostenible (SAF) en una refinería de SINOPEC en China. La unidad prevista, de propiedad conjunta de SINOPEC y TotalEnergies, tendrá capacidad para producir 230.000 toneladas de SAF al año y procesará desechos locales o residuos de la economía circular (aceites de cocina y grasas animales).

SINOPEC ha desarrollado su propia tecnología de producción SAF, denominada SRJET, en tanto TotalEnergies, que ya es uno de los principales productores de SAF de Europa, aportará su experiencia y conocimientos en los campos técni-



co, operativo y de distribución. Patrick Pouyanné, presidente y director ejecutivo de TotalEnergies, afirmó: "Estamos muy contentos de colaborar con SINOPEC, un actor importante en la

industria de refinación global, para producir combustibles de aviación sostenibles y estructurar una cadena de producción de SAF en China.

El desarrollo de combusti-

bles de aviación sostenibles está en el centro de la estrategia de transición de nuestra empresa, mientras nos esforzamos por satisfacer la demanda de la industria de la aviación de reducir su huella de carbono.

TotalEnergies se ha fijado el objetivo de 1,5 millones de toneladas de producción anual de SAF para 2030".

TotalEnergies está desarrollando combustibles de aviación sostenibles (SAF). Se trata de biocombustibles producidos a partir de desechos y residuos de la economía circular (grasas animales, aceites de cocina usados, etc.) y los "e-jets", combustibles sintéticos para la aviación. Estos combustibles de aviación sostenibles reducirán significativamente las emisiones de CO2 del transporte aéreo.

# Demandan al gobierno de EE.UU por prohibir las exportaciones de GNL

Dieciséis estados liderados por Texas demandaron al presidente Joe Biden por congelar la aprobación de nuevas licencias para exportaciones de gas natural licuado (GNL) desde Estados Unidos, medida que consideran perjudicial para sus economías.

La demanda contra Biden y el Departamento de Energía de EE.UU fue presentada ante un tribunal federal de Luisiana. En su demanda, aseguran que este bloqueo es "inconstitucional" e ignora "la dependencia estatal y privada de estas exportaciones".

El gobierno de Biden anunció a finales de enero que congelaría la entrega de nuevas licencias para exportar GNL mientras estudiaba cómo estos envíos afectan el cambio climático. "Esta pausa en las nuevas aprobaciones de GNL ve la crisis climática como lo que es: la amenaza existencial de nuestro tiempo", dijo Biden en ese momento.

Pero, para el fiscal general de Texas, Ken Paxton, "el decreto unilateral de Biden ignora los mandatos legales, trastorna la industria del petróleo y el gas, perturba la economía de Texas y subvierte nues-



tra estructura constitucional". "Esta prohibición alejará miles de millones de dólares en inversiones de Texas, obstaculizará nuestra capacidad de maximizar los ingresos para las escuelas públicas, obligará a los productores de Texas a quemar el exceso de gas natural en lugar de llevarlo al mercado y aniquilará empleos críticos", agregó Paxton en un comunicado este jueves.

La pausa "nos causa un serio daño, perturbará el desarrollo y la producción de gas natural y no nos deja otra opción que acudir a

los tribunales", consideró por su parte en un comunicado la fiscal general de Luisiana, Liz Murrill, otro de los estados demandantes. EE.UU comenzó a exportar GNL recién en 2016, pero se convirtió en el mayor proveedor del mundo, impulsado en parte porque Europa dejó de consumir gas ruso tras el conflicto con Ucrania. La prohibición de nuevas licencias ocurre mientras Biden busca captar a votantes jóvenes entusiasmados por las cuestiones ambientales, a meses de las elecciones presidenciales. La última

revisión de EE.UU de proyectos de exportación de GNL fue en 2018, cuando la capacidad de exportación era de 4 mil millones de pies cúbicos por día. Desde entonces, la capacidad se ha triplicado y está previsto que se dispare para 2030 con los proyectos en construcción.

En 2023 las exportaciones de GNL fueron récord al registrar 91,2 millones de toneladas métricas. Con esas cifras EE.UU se convirtió en el primer exportador mundial de GNL superando a Qatar y Australia.

## AIE: bajará la producción de petróleo



La producción de petróleo mundial en 2024 disminuirá en 920.000 barriles diarios (b/d), hasta 102,9 millones de barriles diarios (mb/d), de acuerdo con el informe mensual de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Pronostica que la producción global para 2024 aumentará 800.000 b/d, hasta 102,9 mb/d, incluido un ajuste a la baja de la producción de la OPEP+.

En el informe de febrero, la agencia predijo que aumentarían 1,7 mb/d la producción mundial de crudo hasta 103,8 mb/d, lo que supone un ajuste a la baja de 920.000 b/d por parte de la OPEP+.

La AIE cree que en 2024 el crecimiento de la producción provenga de Estados Unidos, Brasil, Canadá y Guyana, y prevé que estos países aumenten su producción combinada de petróleo en 1,3 mb/d. También espera que Irán, pese a las sanciones, incremente su producción de crudo en otros 280.000 b/d.

Además, la agencia elevó su previsión de la demanda mundial de petróleo en 2024 en 190.000 b/d y ahora la espera en 103,18 mb/d. En febrero, la AIE predijo que la demanda mundial en 2024 sería de 102,98 mb/d.

## PetroChina registró ganancias récord

PetroChina, el principal productor de petróleo y gas de China y veinticinco años de actividad, registró un beneficio récord de US\$ 22.328 en 2023, lo que representa un incremento del 8,3% en comparación con el año anterior, informó la empresa.

Los ingresos de la compañía sumaron en el último ejercicio un total de US\$ 415.984, un 7% por debajo de la cifra contabilizada un año antes, como consecuencia principalmente del efecto combinado de la disminución de los precios y el aumento del volumen de ventas de los productos de petróleo y gas.

En el ejercicio anterior, PetroChina elevó un 19,4% el volumen de ventas de petróleo crudo y un 5,1% el volumen de las ventas de gas natural, aunque los precios medios disminuyeron un 13,2% y un 22,7%, respectivamente.



# Al Ghais: se requieren inversiones en petróleo por US\$ 11.000 millones

El secretario general de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Haitham Al Ghais, afirmó que el sector de exploración y producción de petróleo necesita inversiones estimadas en más de 11.000 millones de dólares hasta 2045.

En declaraciones a la agencia de noticias emiratí WAM, el Secretario General de la OPEP dijo que el aumento de las inversiones en la industria petrolera se produce a la luz del aumento de la demanda mundial de energía, ya que el sector upstream necesita inversiones estimadas en más de 11.000 millones de dólares, el sector downstream alrededor de 1.700 millones de dólares, mientras que el sector midstream requiere inversiones de 1.200 millones de dólares para 2045.

*“Asignar más inversiones a la industria petrolera contribuirá a promover la sostenibilidad del sector energético global, asegurando suministros suficientes y confiables para el mundo en su conjunto y garantizando suministros seguros para las generaciones futuras”,* dijo Al Ghais.

Luego destacó la importancia de las inversiones en el sector energético para la seguridad energética global y la reducción de emisiones, y enfatizó el papel de los estados miembros para abordar cuestiones globales críticas como el cambio climático y la transición energética.

Al Ghais destacó la participación activa de la organización en las negociaciones sobre el cambio climático, enfatizando la creencia de los estados miembros en su importancia global.

Dijo que la OPEP facilita el intercambio de información y apoya a los miembros en la implementación de estrategias para reducir las emisiones, fomentando prácticas amigables con el medio ambiente en la industria del petróleo y la energía.

El secretario general señaló que los miembros de la OPEP anuncian e implementan constantemente iniciativas para cumplir objetivos climáticos ambiciosos.

*“Estos esfuerzos incluyen proyectos innovadores que aprovechan diversos recursos naturales y expe-*

*riencia en sectores específicos para desarrollar tecnologías como la captura, utilización y almacenamiento de carbono, mejorando la sostenibilidad en todas las facetas de la industria petrolera”,* dijo. Al Ghais destacó las inversiones en petróleo, hidrógeno y ener-

gía renovable por parte de los estados miembros.

Destacó la importancia del petróleo no sólo como fuente de energía sino también como material de energías renovables, destacando que es la principal fuente para la fabricación de turbinas eólicas y paneles sola-



Haitham Al Ghais

res y las baterías de iones de litio utilizadas en los automóviles eléctricos.

**23 – 25 Octubre, 2024**

**Espacio DUAM, Neuquén**

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

[aogpatagonia.com.ar](http://aogpatagonia.com.ar)

Organiza



**INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS**

Realiza



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

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

# Repunte del precio del petróleo

Los precios del petróleo subieron apuntalados por señales de que la demanda puede mejorar en China y Estados Unidos, las naciones más consumidoras de petróleo del mundo, y por las crecientes preocupaciones de un conflicto cada vez mayor en Medio Oriente que podría afectar el suministro de la región. Los futuros del Brent para entrega en junio subieron 41 centavos a 87,83 dólares el barril a las 0440 GMT. Los futuros del crudo estadounidense West Texas Intermediate (WTI) para mayo subie-

ron 41 centavos a 84,12 dólares el barril, tras alcanzar en la sesión anterior su cierre más alto desde el 27 de octubre.

*“Los catalizadores alcistas para los precios del petróleo continúan acumulándose, con condiciones económicas más fuertes de lo esperado en China y Estados Unidos que ofrecen una perspectiva de demanda más optimista, mientras que las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente continúan calentándose con la participación de Irán”.* dijo el estratega de mercado

de IG, Yeap Jun Rong, en un correo electrónico.

La actividad manufacturera en marzo en China se expandió por primera vez en seis meses y en Estados Unidos por primera vez en un año y medio, lo que debería traducirse en una mayor demanda de petróleo este año.

China es el mayor importador de crudo del mundo y el segundo consumidor, mientras que Estados Unidos es el mayor consumidor. En Medio Oriente, un ataque israelí a la embajada de Irán en Siria ma-

tó a siete asesores militares, entre ellos tres altos comandantes, lo que marcó una escalada en la guerra en Gaza entre Israel y Hamás, que cuenta con el apoyo de Irán. La ampliación del conflicto que se ha prolongado durante casi medio año para incluir a Israel que lucha directamente contra Irán ha generado preocupaciones sobre los impactos en el suministro de petróleo.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados, conocidos como OPEP+, celebrarán mañana una reunión online de su Comité Ministerial Conjunto de Monitoreo para revisar el mercado y la implementación de los recortes de producción por parte de los miembros.

## Pemex cancela exportaciones en abril



Pemex cancelará hasta 436,000 barriles por día de exportaciones de crudo en abril mientras se prepara para comenzar a procesar petróleo en la refinería Olmeca, según un documento interno visto por Reuters.

La cancelación tendría como finalidad tener más crudo disponible también para los otros complejos de refinación de la estatal.

Pemex y el Gobierno aseguraron en enero que la refinería de Dos Bocas comenzaría a producir gasolinas y diésel en el primer trimestre, como parte del objetivo de larga data del presidente mexicano, Andrés Manuel López Obrador, de liberar al país de su dependencia del suministro de combustibles foráneos.

La producción de petróleo de Pemex cayó en febrero a su nivel más bajo en 45 años, según sus propias cifras, restringiendo los suministros disponibles para refinación local.

Las cancelaciones tienen previsto reducir las exportaciones del crudo Maya, la variedad insignia de México, en 122,000 barriles por día, el Istmo en 247,000 barriles y el Olmeca en 67,000 barriles, según el documento. Clientes con contratos a plazo en Europa, Estados Unidos y Asia se verán afectados.

> BASES Y CAMPAMENTOS OIL & GAS



Llevamos confort a las áreas más remotas.



Edificios en la Planta HOKCHI energy en Paraíso, Tabasco, México; realizados por BLK Worldwide, una empresa del Grupo Balko.

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

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

[www.grupobalko.com](http://www.grupobalko.com)

**grupo balko**