

El combustible duplicaría la matriz de las energías renovables en lugar de reemplazarlas.

# Hidrógeno, el nuevo objetivo de la UE

Página 7



# Energía & Negocios Internacional

Año XXVIII N° 321 - Fundado en 1995 - Abril de 2023 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 250

## ¿Hay seguridad jurídica para los estados en el CIADI?

Página 2

**Consumo de gas 2022 con alta variabilidad**

Página 14

**IAE: Programa de Política Energética para el período 2023-2027**

Página 8

**Activan regulación para la exportación a través de ductos transfronterizos**

Página 12



## Informe IIEP sobre tarifas y subsidios en energía, agua y transporte

Página 24

La energía se está reinventando,  
Total evoluciona a TotalEnergies.



## PETRÓLEO & GAS

# ¿Hay seguridad jurídica para los estados en el CIADI?

*Todo indica que el Gobierno argentino tiene causas claras para la resolución del contrato de concesión de Edesur y está siendo presionado en año electoral por distintos sectores políticos de la alianza gubernamental para una expropiación.*

*Esta opción podría significar la salvación para la empresa que cuenta en su historial, una vastísima colección de cortes e incumplimientos de la calidad del servicio, siempre con gran impacto social, alta exposición mediática e históricamente un pésimo manejo de la comunicación.*

Para justificar la mala calidad del servicio podrá alegarse la insuficiencia y pesificación de las tarifas, pero ya en el 99, cuando hacía siete años de la vigencia de la convertibilidad, EDESUR provocó uno de los mayores cortes del servicio en la historia de la ciudad.

Con la crisis del 2001, el Estado argentino adquirió una vasta experiencia en materia de litigios internacionales y tras la crisis quedó maniatado por los Tratados Bilaterales de Inversión (TBI) y a la luz de los resultados en el CIADI conoce el riesgo que significa una irreflexiva expropiación: los laudos arbitrales del CIADI suelen favorecer al inversor, obviando las "razones de estado".

La concesión tiene un plazo de 95 años, de los que apenas transcurrieron 31 y todo indica que la estrategia del "poder concedente" estriba en sumar denuncias en distintos fueros judiciales y forzar a la empresa ENEL

a una negociación con la participación del estado italiano que tiene el control mayoritario de la empresa.

El titular del ENRE confirmó la denuncia penal contra las autoridades de Edesur por defraudación, abandono de persona y entorpecer servicios públicos.

Eludir la instancia arbitral del CIADI parece ser la opción más sensata, habida cuenta de que los países signatarios de Tratados Bilaterales de Inversión (TBI) receptores de inversión sólo encuentran inconsistencias e inseguridad jurídica en ese fuero. El interés de esta nota es aportar datos y mostrar el esquema general "sistema" de atracción de inversiones de arbitraje contenido en los tratados

### Antecedentes: privatizaciones, TBI's y CIADI

La caída del Muro de Berlín y la desintegración

de la ex Unión Soviética supusieron el fin de la Guerra Fría y la casi desaparición del movimiento de los países no alineados.

Estos sucesos, sumados a la crisis de la deuda externa de los países en desarrollo durante los años 80, contribuyeron a la puesta en marcha del denominado Consenso de Washington en 1989.

El Consenso se integró con un conjunto de políticas económicas elaboradas por instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, entre otras, y promovidas por diversos actores, con la participación estelar del Departamento de Estado de EE.UU.

Dichas políticas incluían: disciplina fiscal (reducir los déficits fiscales a través de la limitación del gasto público) y la implementación de políticas de austeridad; reforma tributaria; liberalización de la economía con eliminación de barre-

ras comerciales; tipo de cambio competitivo; liberalización financiera y privatizaciones y la protección de los derechos de propiedad para mejorar la eficiencia y la inversión en los sectores económicos.

Como parte de la estrategia para atraer inversiones extranjeras directas (IED) el gobierno de Menem firmó una serie de TBI's con Estados Unidos y varios países europeos. Según se argumentó, estos tratados otorgaron, en palabras de Hans Kelsen "una ilusoria seguridad jurídica" a la inversión extranjera en Argentina.

Con Carlos Menem a la cabeza, la Argentina se convirtió en el mejor alumno del Consenso llevando a cabo las recetas impuestas con privatizaciones masivas en sectores clave de la economía.

En este marco durante los 90, se privatizaron alrededor de 200 empresas, incluyendo servicios públicos, telecomunicaciones, bancos, empresas energéticas, empresas de transporte y otras empresas estatales varias. Entre las más grandes, privatizadas durante ese período, se incluyen Aerolíneas Argentinas, YPF, Entel, Gas del Estado, y el Banco Nacional de Desarrollo.

Además de la controversia en torno a la privatización, muchos críticos argumentaron que las empresas se vendie-

ron por debajo de su valor real y que hubo una disminución de la calidad de los servicios públicos después de la privatización. Buena parte de los usuarios de Edesur sin dudas podrán dar cuenta de este aserto.

La mejor garantía de seguridad a los inversores fue el régimen de libertad cambiaria y la convertibilidad de los pesos en dólares.

Pero el régimen de convertibilidad dio un duro golpe al aparato productivo, las exportaciones argentinas se tornaron poco competitivas y los productos de manufactura importada inundaron el mercado, provocando —como ocurriera en la década del 70— la quiebra de amplios sectores de la industria argentina. En el 2001, tras diez años de convertibilidad, la economía del país se había derrumbado.

El PIB cayó de US\$ 330 mil millones a US\$ 97 mil millones en 2002, más del 50% de la población se encontraba bajo la línea de pobreza, la industria tenía una altísima capacidad ociosa y la sociedad se movilizaba en las calles.

Finalmente, en 2001 el gobierno de Eduardo Duhalde declaró la cesación de pagos y la salida de la convertibilidad, con una deuda externa que superaba los US\$ 130.000 millones, compuesta en buena parte por bonos bajo legislación de ocho jurisdicciones diferentes.

### Los tratados y el arbitraje

Los TBI's son un tipo de tratado firmado entre Estados soberanos con



el sólo fin de proteger tanto a personas físicas como jurídicas. A través de ellos, los inversores pueden solicitar la aplicación de normas de derecho internacional público para proteger sus capitales: el agente privado se transforma así en un sujeto de derecho internacional —como si fuera un estado— y puede negociar de igual a igual con cualquier gobierno.

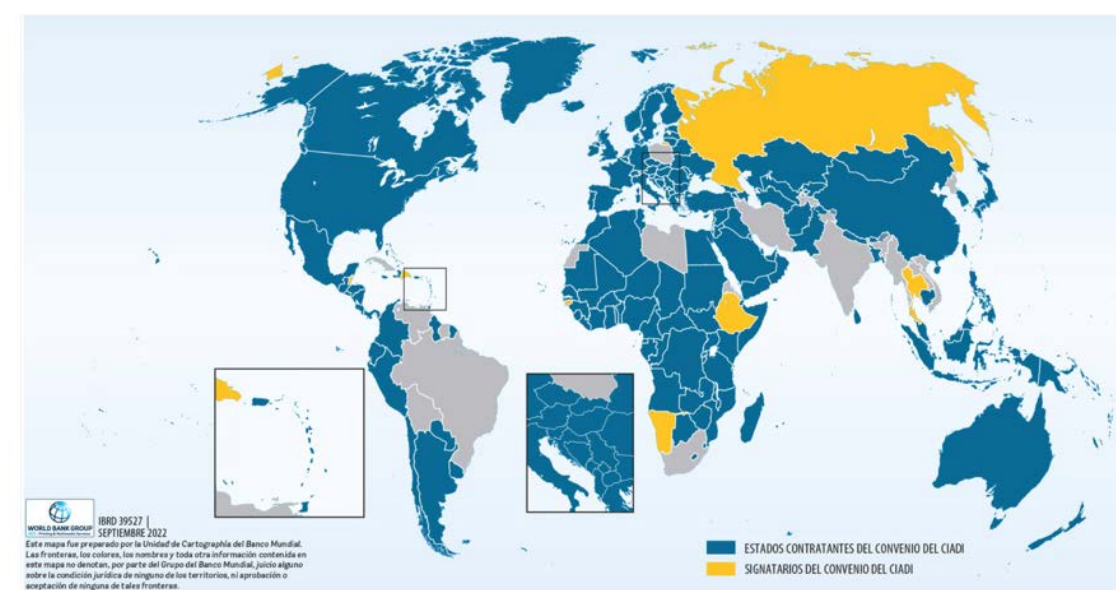
Si el objetivo de estos tratados era alentar la inversión extranjera dándole protección frente a los riesgos políticos, jurídicos o regulatorios, resulta contradictorio que países no confiables otorguen seguridad extra a los inversores de países desarrollados. Máxime, cuando los problemas de los países receptores de las inversiones tienen origen en su mayoría, en las políticas y del sistema económico-financiero de los países devenidos en promitentes inversores

### Características

Los tratados suscritos en los años noventa son todos muy similares entre sí y podrían considerarse como “*contratos de adhesión*”, ya que no fueron el producto de una negociación entre los países signatarios, sino que cada estado “*inversor*” tenía un modelo único de TBI creado para sustentar promesas de inversión, aprovechando las necesidades de los estados en vías de desarrollo.

La mayoría de los tratados bilaterales de inversión contienen las mismas cláusulas de protección para los inversores y las más relevantes a los efectos de comprender cada uno de los casos particulares:

Cláusula de prórroga de jurisdicción y competencia: es la clave que permite al inversor sus-



traerse a los tribunales locales y someter cualquier disputa ante un tribunal de arbitraje internacional, es decir el estado no puede esgrimir su derecho interno para incumplir una obligación internacional.

La principal crítica a esta cláusula radica en que se afecta la soberanía y que los arbitrajes no siempre ofrecen un laudo justo y/o equitativo al limitar la capacidad de los Estados de velar por en el interés público.

Cláusula de la nación más favorecida: si a un país se le otorga algún beneficio legal para atraerlo, el mismo se aplica automáticamente a todos los Estados firmantes de tratados que lo hayan hecho con anterioridad a este Estado favorecido de forma extra.

Cláusulas paraguas: El incumplimiento del contrato por parte del Estado receptor de la inversión podría significar asimismo el incumplimiento del TBI, lo que generaría una eventual responsabilidad internacional.

Hay otras cláusulas pero éstas son las más relevantes y como podemos ver están diseñadas para compensar cualquier tipo de pérdida sufrida por el inversor en el país receptor del capital eliminando cualquier vestigio de soberanía.

La vigencia de los TBIs

suele ser de diez años, prorrogables automáticamente y la renuncia al tratado mantiene una ultraactividad por diez años. Cabe destacar que dentro del sistema jurídico argentino, y desde la reforma constitucional de 1994, las normas de este tipo de tratados no tienen jerarquía constitucional aunque son superiores a las leyes locales.

### ¿Qué relación hay entre los TBI y el CIADI?

El CIADI es la institución creada en el ámbito del Banco Mundial con el objetivo resolver diferendos y conciliar o laudar entre inversores internacionales y los estados receptores de la inversión en el marco de los TBI.

Fue creado el 18 de marzo de 1965 mediante el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones del Banco Mundial (también conocido como Convenio de Washington), pero cobró relevancia en los 90, con las directrices del Consenso de Washington, la liberalización de la economía y los movimientos de capitales privados hacia los países en desarrollo. No es mera coincidencia que en esa época fueran firmados la mayoría de los tratados bilaterales de inversión, cediendo jurisdicción en

caso de litigio al CIADI.

Un detalle importante: el Estado no puede recurrir al CIADI por incumplimientos del inversor, lo que podría complicar la gestión gubernamental. Es decir que ante incumplimientos en la prestación del servicio como el caso de Edesur la vía del arbitraje internacional se encuentra ocluida.

### Argentina y los juicios

Durante los 90, el Gobierno argentino firmó 58 tratados bilaterales de inversión, todos con cláusula de arbitraje en jurisdicción del CIADI. Otros países latinoamericanos suscribieron TBIs durante los años noventa: Bolivia firmó 16, Ecuador 18, Venezuela 22, Chile 48, Perú 28 y México 15. Brasil nunca ratificó ninguno.

Por su parte, los Estados Unidos establecieron en su Trade Promotion Act de 2002 que “la supremacía de la ley interna en todo lo relativo a las inversiones extranjeras y garantiza que los inversores extranjeros no tendrán mayores derechos que los que gozan los inversores locales”. A pesar de ello EE.UU. es el país que que aporta un mayor número de árbitros (308), conciliadores y miembros de comités ad hoc nombrados en en vir-

tud del Convenio del CIADI y el Reglamento del Mecanismo Complementario

Actualmente el CIADI registra novecientos cuarenta y dos casos interpuestos por inversores privados y doscientos ochenta y siete son contra países de América latina. La Argentina tiene 56 casos planteados, seis de los cuales están aún pendientes de resolución. Veinticuatro corresponden al sector energético.

### Incentivo a las inversiones

Si consideramos los datos de Brasil, un estado que no ha firmado el Convenio CIADI ni ha rubricado Tratados Bilaterales de Inversión, podemos apreciar un notable incremento en su capacidad de atraer IED durante el mismo período.

De un promedio anual de US\$ 16.667 millones entre 1993 y 2000, Brasil aumentó su capacidad de atraer IED a un promedio de US\$ 31.137 millones por año durante el período 2001-2010, y alcanzó una media anual de US\$ 69.583 millones durante la etapa de 2011-2020. Esto representa un aumento del 87% en la primera etapa y del 317% en la segunda, en comparación con los años 1993-2000.

Estas cifras superan con creces las obtenidas en Argentina, donde la IED alcanzó una suma histórica de US\$ 23.987 millones en 1999 para luego caer abruptamente a US\$ 2.166 millones en 2001, sin lograr recuperarse durante toda la década.

Este hecho tuvo consecuencias negativas para nuestro país, ya que se puede demostrar una correlación inversa entre los laudos dictados en contra de Argentina por

### 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: 4371- 6019. whatsapp + 54 11 4371-6019  
/ 6107 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

el CIADI y su capacidad para atraer IED durante el período 2001-2020.

Existen múltiples factores incidentes, sin embargo, lo que se ha observado claramente es que en el período 1993-2000, cuando Argentina representaba el 15% del flujo total de IED en la región, la participación disminuyó marcadamente, llegando a representar sólo el 5% en el período 2001-2020. De ser el segundo mayor receptor de IED, después de México, en el período 1993-2000, Argentina descendió al quinto lugar en el período 2001-2010. Durante ese mismo período, nuestro país se convirtió en el “gran demandado” ante el organismo, lo cual ha tenido un impacto significativo en nuestra economía.

Por otra parte, en los últimos años, el Estado ha abonado cerca de US\$ 17.000 millones para cumplir fallos adversos dictados por cortes internacionales. En el CIADI la Argentina ha pagado sentencias por US\$ 855 millones. Por la expropiación de YPF se desembolsaron US\$ 6.150 millones y por los fallos relacionados con los juicios por la deuda en default y no reestructurada unos US\$ 9.300 millones. A esto hay que sumarle US\$ 240 en sentencias dictadas por la Uncitral (United Nations Commission On International Trade Law).

Más del 90% de estas sentencias fueron abonadas emitiendo deuda denominada en dólares. Por YPF, se emitieron Bonar X por US\$ 800 millones, Discount 33 por US\$ 1.250 millones, Boden 2015 por US\$ 400 millo-



nes, Bonar 2024 por US\$ 3.550 millones y una Letra del Tesoro por US\$ 150 millones. Por los holdouts, se colocaron cuatro nuevos bonos por US\$ 16.000 millones, de los cuales se utilizaron US\$ 9.300 para pagar en efectivo. Lo mismo ocurrió con sentencias menores originadas en el Ciadi y en la Uncitral.

#### Argentina como principal demandado en el CIADI:

La salida de la convertibilidad se materializó a través de la Ley 25.561 de emergencia pública y de reforma del régimen cambiario. Esta ley supuso la entrada en vigencia de dos cambios fundamentales: el fin del régimen de convertibilidad -un peso, un dólar- y dispuso que los precios y tarifas resultantes de dichos contratos se fijarían en pesos argentinos. También impuso una reestructuración de los contratos tanto priva-

dos como públicos pactados en moneda extranjera bajo la ley argentina.

Al momento de la sanción de la ley 25.561 el tipo de cambio rondaba los se necesitaban tres pesos argentinos para comprar un dólar.

La nueva ley puso en tensión al sistema económico que tenía una altísima tasa de desocupación, industrias con capacidad ociosa y conflictos internos por la dolarización y pérdida de los depósitos en dólares de los ahorristas.

En paralelo los tenedores de acciones de empresas argentinas, corrieron al CIADI que llegó a tramitar 58 casos con pedidos de compensación económica por más de US\$ 50.000 millones, amparados en las cláusulas de protección de los TBIs.

#### Críticas a los fallos del CIADI

A la luz de los resultados el CIADI ha quedado

demostrado una enorme inconsistencia jurídica: no es posible que distintos árbitros manifiesten interpretaciones disímiles sobre los mismos hechos. Justamente, cuando en el ámbito del CIADI se pretende seguridad jurídica para las partes, no se reconoce la propia jurisprudencia del organismo.

Una de las principales defensas esgrimida por el cuerpo de abogados del Estado argentino finca en el Artículo 11 del Tratado Bilateral de Inversión firmado entre Argentina y Estados Unidos que señala: “*el presente Tratado no impedirá la aplicación por cualquiera de las Partes de las medidas necesarias para el mantenimiento del orden público, el cumplimiento de sus obligaciones con respecto al mantenimiento o restauración de la paz o seguridad internacionales, o la protección de sus intereses esenciales de seguridad*”.

Casi todos los reclamos tuvieron los mismo

hechos con causa fuente, por lo que los argumentos de la defensa argentina son similares: el “estado de necesidad” que obligó a medidas de emergencia forzadas e inevitables con afectación a todos por igual a todos los inversores sin distinguir su nacionalidad.

El “estado de necesidad” se refiere a una situación en la que un Estado se enfrenta a una amenaza inminente y grave a su seguridad o supervivencia, y no tiene otra opción razonable para protegerse que infringir el derecho internacional.

Varios tribunales del CIADI rechazaron la relevancia del argumento y la situación de emergencia en la que se encontraba la Argentina luego de la crisis; otros reconocieron la situación pero obligaron a pagar y otros admitieron la procedencia del argumento argentino.

En el caso “*Caso CMS c/ Argentina*” el tribunal dijo que reconoce como válidos los argumentos de la defensa de Argentina y que la invocación del “*estado de necesidad*” puede excluir la ilicitud de un acto, pero no excluye el deber de indemnizar al titular del derecho que debió sacrificarse.

Por su parte en el caso LG&E c/ Argentina el tribunal dijo que “... *los intereses esenciales de seguridad de Argentina estaban amenazados... La existencia misma del Estado argentino, su sobrevivencia económica y política, las posibilidades de mantener operativos sus servicios esenciales y la preservación de su paz interna estuvieron en peligro.*” Y que “no

Construimos Infraestructura  
Construimos Crecimiento

Somos SACDE.  
Una empresa argentina líder de ingeniería, construcción y servicios, comprometida con el desarrollo de nuestro país.

ENERGÍA  
GAS Y PETRÓLEO  
INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO  
ARQUITECTURA

f @ y in  
sacde.com.ar

hay evidencia contundente de que Argentina haya contribuido a crear la situación de crisis que dio lugar al estado de necesidad.” Y remata: “un paquete de medidas para la recuperación económica resultó la única manera de resolver la inminente crisis...” “...la evidencia presentada demuestra que una solución general fue necesaria, y la regulación de las tarifas de los servicios públicos tenía que incluirse en ellas. Tampoco puede decirse que los derechos de ningún otro Estado se vieran seriamente afectados por las medidas tomadas durante la crisis.”

Pero en el Caso Enron c/ Argentina: el tribunal sostuvo que “Sea como fuere... aún existe la necesidad de tomar en consideración los intereses de las entidades privadas que son los beneficiarios últimos de esas obligaciones... El interés esencial de las Demandantes ciertamente se vería gravemente afectado por la aplicación del Artículo XI o el estado de necesidad en este caso”.

Por el contrario, en el caso “Sempra c/ Argentina” el tribunal dijo que “tiene duda acerca de que hubo una crisis grave, y que dentro de ese contexto era poco probable que los negocios pudieran haber seguido como siempre. Sin embargo, el argumento de que dicha situación comprometió la existencia misma del Estado y su independencia, y que por ellos calificó como una situación que afectaba un interés esencial del Estado, no es convincente. Las cuestiones de orden público y malestar social



podrían haberse controlado, como de hecho lo fueron, tal como se manejan los aspectos relativos a la estabilización política de conformidad con las disposiciones constitucionales en vigor”. “Lo anterior significa que en alguna medida ha habido una contribución considerable del Estado a la situación que dio lugar al estado de necesidad y que, por consiguiente, no puede argumentarse que todo el peso recae en factores externos. Esta situación no fue obra de un gobierno en particular, dado que se trataba de un problema cuyos efectos se acumularon durante una década. De todas formas, el Estado debe responder por ello en su conjunto”.

En el Caso BG c/ Argentina el tribunal dijo que se excluye una defensa basada en el estado de necesidad “cuando la obligación internacional en cuestión excluye explícita o implícitamente la invocación del estado de necesidad”.

En el Caso Continental Casualty Company c/ Argentina el tribunal dijo que “El diseño de las Medidas fue suficiente para abordar la crisis y se aplicaron de manera razonable y proporcional... observamos que las Medidas pertinentes se limitaron básicamente a los aspectos económicos y financieros de la crisis económica. No interfirieron de otra manera con el desarrollo ordinario de la actividad comercial privada; no involucraron la (re) nacionalización de las empresas privadas, ni interfirieron de otro modo con los contratos privados, incluidas las compañías de seguros (ni la Demandante reclama respecto de ninguna de dichas medidas). Ninguna de las Medidas impugnadas hacía la diferencia entre, por un lado, ciudadanos o empresas de Argentina y, por el otro, empresas extranjeras o de propiedad extranjera y empresarios extranjeros, fueran éstos inversores o no. CNA fue,

en todos los aspectos, tratada como cualquier otra compañía (de seguros) argentina.

Como puede apreciarse, sobre los mismos hechos diferentes interpretaciones ¿Aportan seguridad jurídica los tribunales del CIADI?

#### Conflicto de intereses

En el caso Aguas del Aconquija y Vivendi, los abogados de la Argentina denunciaron que uno de los árbitros -Gabrielle Kaufmann-Kohler- era directora del Banco UBS, accionista mayoritario de Vivendi y a pesar de que se solicitó la anulación del laudo argumentando que el tribunal no había sido debidamente constituido, pero el comité que resolvió el asunto decidió que el conflicto de intereses denunciado no era relevante.

Incluso un mismo árbitro Albert Jan Van Den Berg, fue parte del tribunal del caso de LG&E y también de Enron y en

los dos casos se resolvió de forma totalmente diferente, cuando las causas fueron las mismas.

Se demostró en varias oportunidades que existía un claro conflicto de intereses entre los árbitros, pero éstos no pudieron ser recusados porque la Convención del CIADI no prevé reglas claras sobre el asunto.

#### Arreglos

Además de las defensas en el CIADI, la estrategia del gobierno argentino fue negociar directamente con los inversionistas perjudicados. Así fue como varios retiraron sus demandas ante el CIADI luego de obtener algún tipo de compensación por parte del Estado.

Realizando un balance general, la suma original reclamada al Estado en el CIADI de aproximadamente 50 mil millones de dólares, el país ha evitado pagar 33 mil millones, debido a los casos ganados y a los desistidos por los demandantes.

#### Renuncias

Algunos países signatarios han optado por renunciar a los TBI en los últimos años debido al impacto en la soberanía y la capacidad de los gobiernos para regular las inversiones en áreas como la salud, el medio ambiente y los derechos laborales.

En 2018, Sudáfrica anunció que no renovarían sus TBIs existentes y que adoptaría una nueva ley de inversiones que le permitiría controlar mejor las inversiones extranjeras.

Ecuador: En 2017, Ecuador anunció que res-



Viene de página 5

## ¿Hay seguridad jurídica para los estados en el CIADI?

cindiría todos sus TBIs existentes, citando preocupaciones sobre la capacidad de los inversores extranjeros para demandar al gobierno en tribunales internacionales.

**India:** En 2016, India anunció que renegociaría todos sus TBIs existentes para incluir disposiciones más equilibradas y para proteger mejor sus intereses nacionales.

**Indonesia:** En 2014, Indonesia anunció que revisaría todos sus TBIs existentes y que no renovarían aquellos que no estuvieran en línea con sus intereses nacionales.

**Bolivia:** En 2012, Bolivia anunció que renunciaría a todos sus TBIs existentes, citando preocupaciones sobre la protección de los intereses nacionales y la soberanía del país. Es importante destacar que renunciar a los TBIs no significa que los países rechacen la inversión extranjera. En cambio, estos países están buscando proteger

sus intereses nacionales y garantizar que las inversiones extranjeras no tengan un impacto negativo en sus economías y sociedades. Por su parte Brasil no ha ratificado ningún TBI, citando preocupaciones sobre la capacidad de los inversores extranjeros para demandar al gobierno en tribunales internacionales y la necesidad de proteger los intereses nacionales.

### Doctrina del Supremo

Para el presidente de la Suprema Corte de Justicia, Horacio Rosatti, el tema del CIADI es una cuestión técnico-jurídica, pero también política que involucra al Estado en su conjunto. "Es imprescindible generar un estado de conciencia en los ámbitos académicos, políticos y periodísticos para poner de manifiesto las anomalías de este régimen que está colapsado para atender el caso argentino" afirmó en un reporta-

je de larga data, cuando aún era Procurador del Tesoro de la Nación. "El arbitraje internacional en materia comercial está en crisis y debe reformularse íntegramente cuando se encuentra involucrado un Estado soberano. Ésta es la lección que deja el caso argentino en el CIADI. Dependerá de la calidad de los sectores involucrados formular una autocrítica y corregir los errores a futuro" Respecto de las cuestiones que afectan la soberanía, Rosatti había señalado que "Tradicionalmente la lógica de la apertura o de la prórroga de la jurisdicción nacional hacia tribunales internacionales o extranjeros estuvo ligada en la Argentina a la posibilidad de ejercer, ya sea antes o después pero en cualquier caso en algún momento, el control judicial por parte de tribunales nacionales. -Pero cierta interpretación del sistema de Tratados Bilaterales de Inversión realizado por los árbitros del régimen CIADI no permite cumplir con ese control. -Lo que creemos es que la imposibilidad de control judicial local de inconstitucionalidad no es para el país una cuestión procesal sino sustancial, porque se traduce en una inhibitoria para ponderar la vigencia de los principios de derecho público que condicionan la validez de los tratados internacionales de comercio."

"El inversor extranjero siempre hace cálculos y luego decide. Mientras el balance del cálculo tenga saldo favorable los inversores extranjeros van a seguir, porque ésa es su lógica".

## Crece la minería y el empleo aumentó 10 %



La Secretaría de Minería de la Nación difundió un informe propio referido al incremento del empleo en esa actividad que en noviembre último los 37.794 empleos, con una variación del 9,8 % interanual a partir de la creación de 3.370 nuevos puestos de trabajo formales en el sector; y representó el 0,6 % del total del sector privado asalariado registrado.

La secretaria del área, Fernanda Avila, destacó al respecto que "desde hace dos años la actividad no para de generar empleo. Tenemos la tarea y la decisión política del ministro Sergio Massa, de desarrollar todo el potencial minero que nuestro país tiene. Estos números lo reflejan", afirmó.

Ávila agregó que los números de puestos de trabajo minero reflejan la tendencia de productividad creciente, el sector lleva 28 meses consecutivos de creación de empleo. Lo que le permitió superar el piso de los 30.807 que se registró durante la pandemia en 2020.

El rubro vinculado a los proyectos metalíferos se consolidó como el que mayor cantidad de empleados posee con 11.658 puestos (33 % del total), seguido por el de "Servicios y actividades relacionadas", y "Rocas de aplicación" con 8.336 (22 %) y 6.143 (16,3 %) trabajadores respectivamente.

Por su lado, el rubro "Producción de litio" registró un incremento del 57 % (904 nuevos puestos) con respecto a noviembre de 2022.

A nivel de las provincias, en febrero, el 92 % del empleo minero es explicado por Santa Cruz con 9.335 trabajadores (24,7 % del total); San Juan con 5.152 (13,6 %); Buenos Aires con 4.301 (11,4 %), Salta con 4.018 (10,4 %), Jujuy con 3.345 (8,9 %), Córdoba con 2.225 (5,9 %); y Catamarca con 1.904 (5,1 %).

En el mes bajo análisis, Salta lideró el ranking de generación de empleo con 1.088 nuevos puestos, que implicaron un variación interanual del 37,1 % . Por su parte, los incrementos de la provincia de Jujuy y Catamarca alcanzaron los 848 (34 %) y 249 (14,7 %) nuevos trabajadores, respectivamente.

El crecimiento de la actividad y con ello, de la demanda de trabajo también significó la incorporación de más mujeres a la actividad.



CABLES DE ACERO  
ESLINGAS  
ACCESORIOS

**Crosby** Distribuidor oficial  
para Argentina y Brasil

**API** American Petroleum Institute  
API Monogram. License 9A-0018.

**IPH**

(5411) 4469-8100  
[www.iphglobal.com](http://www.iphglobal.com)

energía humana  
en acción™

El combustible duplicaría la matriz de las energías renovables en lugar de reemplazarlas.

# Hidrógeno, el nuevo objetivo de la UE

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, el más liviano y abundante y siempre se encuentra combinado con otros elementos. Energéticamente hablando, el hidrógeno es una fuente de energía secundaria, es decir, un recurso que ha sido previamente transformado como la electricidad o biocombustibles.

A los políticos les encanta decir que el hidrógeno verde es el combustible del futuro, neutro en carbono, sin embargo, si esto fuera cierto el futuro estaría resuelto.

Una mirada rápida sobre lo que pasa en Europa, “el motor tecnológico del mundo” nos muestra una serie de luchas y tensiones políticas en Bruselas, donde están muy preocupados por los peligros que presenta la denominada “economía del hidrógeno” incluso cuando el entusiasmo político alcanza su punto más alto.

El hidrógeno ofrece una fuente energética libre de carbono, incluso si las baterías de vehículos eléctricos no alcanzan un alto grado de difusión, por tecnología o por escasez de materias primas para su producción.

Pero los “verdes” más ansiosos están exagerando el rol que el hidrógeno tendría eventualmente en el futuro, por lo que la molécula diatómica está ocupando un lugar desproporcionado en la agenda verde.

El hidrógeno tiene múltiples usos: podría usarse en procesos industriales que no pueden electrificarse y podría también sustituir al gas o complementarlo, pero la expansión de la matriz energética a base de H<sub>2</sub> tiene sus restricciones.

Los átomos de hidrógeno no aparecen aislados en la naturaleza, por lo que deben producirse generalmente dividiendo las moléculas de agua dulce mediante electrólisis. La electrólisis es un proceso que permite separar los elementos de

un compuesto químico — en este caso el agua— mediante la utilización de corriente eléctrica. La electrólisis del agua es la descomposición de ésta (H<sub>2</sub>O) en sus componentes básicos, hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>).

El problema fundamental es la cantidad de energía necesaria para llevar adelante el proceso y el hidrógeno será tan verde como verde sea la fuente utilizada para generar la electricidad. Si la fuente de agua utilizada no fuera dulce, requeriría energía adicional para desalinizar.

## Bruselas

La Unión Europea se ha fijado el ambicioso objetivo de incorporar 20 millones de toneladas métricas de hidrógeno limpio en el mix energético del continente para 2030.

El consumo actual es de unos 6,5 millones de toneladas métricas, la mayoría utilizadas en la industria y producidas a partir de combustibles fósiles.

Bruselas quiere que 10 millones de esos 20 millones de toneladas métricas se produzcan en Europa. Además quiere asegurarse de que el hidrógeno se produzca de forma ecológica.

El primer paso es la elaboración de una regulación --propuesta en febrero-- por la Comisión Europea que establece qué debe considerarse como “hidrógeno renovable”.

Bruselas exigiría que para 2028 el hidrógeno se electrolice usando energía sólo de fuentes renovables recién instaladas, como molinos de viento o paneles solares.

Bruselas considerará “verde” el hidrógeno producido con energías fósiles si emite un 70% menos que el gas natural.

La Comisión Europea considerará “totalmente renovable” la producción de hidrógeno a partir de energías fósiles si este genera un 70% me-



nos de emisiones de gases de efecto invernadero que el gas natural fósil en todo su ciclo de vida, según se extrae de los actos publicados y que se derivan de la directiva sobre energías renovables.

Así se evitaría que los países impulsen la electrólisis de hidrógeno con la energía renovable existente y luego agreguen nueva generación de combustibles fósiles para satisfacer otras demandas.

Esta “regla de adicionalidad” pone de relieve las demandas extraordinarias que el hidrógeno impondrá a las redes eléctricas.

Producir un millón de toneladas métricas de hidrógeno requeriría 11 gigavatios de capacidad instalada para energía eólica marina, 22 gigavatios de energía eólica terrestre o 52 gigavatios de energía solar, según S&P Global Commodity Insights. Esa es la potencia instalada requerida, sin atender al factor de despacho ya que se trata de generación intermitente.

La capacidad instalada en Europa hoy es de 17 gigavatios para energía eólica marina, 188 gigavatios para energía eólica terrestre y 196 gigavatios para energía solar. Dicho de otra manera, alcanzar el objetivo de producción nacional de hidrógeno limpio de la UE en 2030 requeriría alrededor de 500 teravatios-hora de electricidad.

Eso es más o menos equivalente al consumo

de energía anual actual de Alemania. Dado que la producción de energía renovable en toda la UE actualmente alcanza los 1.100 teravatios-hora, producir tanto hidrógeno requeriría aumentar las energías renovables en un 44 %.

La nuclear es la solución obvia, debido a su capacidad para producir energía casi constante, sólo se requieren siete gigavatios de capacidad nuclear instalada para producir un millón de toneladas métricas de hidrógeno.

Pero Bruselas, incitada por los escépticos nucleares en el gobierno de Alemania y en otros lugares, se está demorando y utilizando ingentes cantidades de carbón.

La comisión acordó eximir a los países de partes de la nueva regla de adicionalidad si las emisiones totales de carbono de la generación de electricidad caen por debajo de cierto nivel, un alivio para la Francia intensiva en energía nuclear.

Pero se espera una segunda regulación que determine qué formas de hidrógeno califican para los subsidios verdes más generosos.

El riesgo es que se excluya el hidrógeno de fuente nuclear, garantizando que los subsidios se destinen a energías renovables poco confiables. La guerra entre Rusia y Ucrania ha puesto al descubierto la insuficiencia de las energías renovables para abastecer el

confort europeo, el discurso de la renovabilidad eólica se está agotando.

Por eso al tiempo que se mantiene vivo el discurso de “cambio climático” y “calentamiento global” se renueva la fuente limpia y ahora es el turno del hidrógeno.

Los políticos europeos no han advertido a los ciudadanos-votantes sobre los costos de la incorporación del hidrógeno a la matriz energética. El discurso es liviano : se promueve que la cuestión es explotar los átomos que se encuentran en el agua para reemplazar la nafta del auto.

El público está a punto de descubrir que el hidrógeno duplica todos los costos de las energías renovables: precios que se disparan, redes eléctricas inestables y dependencia de China para los metales de tierras raras.

El hidrógeno muestra nuevamente que las promesas climáticas verdes siempre superan lo que en realidad se puede cumplir.

## ¿Y por casa?

En la Argentina el tema tiene estudios muy avanzados, cosa que no sorprende.

Y-TEC es la empresa de investigación y desarrollo para la industria energética de YPF que constituyó el Consorcio H2AR, un espacio de trabajo colaborativo entre empresas que permite innovar y promover el desarrollo de la economía del hidrógeno y su cadena de valor del hidrógeno.

En una misma línea, el Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS analiza la “des carbonización” del Servicio Público del Gas por Redes —o del gas circulante por la vena gaseosa— mediante la realización de un corte con otros combustibles de origen no fósil, en tanto las especificaciones técnicas resultantes se mantengan dentro de los rangos establecidos en la NAG-602 “Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos”.

En año electoral presenta su plataforma para el sector

# IAE: Programa de Política Energética para el período 2023-2027

El Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE) elaboró y difundió un documento en el cual esboza una propuesta de política energética a desarrollar en el período 2023-2027, es decir pensando en el período de gobierno nacional que habrá de iniciarse en diciembre próximo.

Sus integrantes se identifican políticamente con el radicalismo y de hecho varios de sus principales directivos han ejercido cargos en el área durante los gobiernos de Raúl Alfonsín y de Fernando de la Rúa. Pero también, durante el gobierno de Mauricio Macri en tanto la UCR integró la coalición Cambiemos, ahora devenida en Juntos por el Cambio.

Desde el año pasado dicha coalición se prepara para retornar al gobierno nacional, y lo hace a través de Fundaciones que responden a los respectivos partidos que la integran.

En este sentido, el IAE realiza sus aportes a través de la Fundación Alem, aunque su documento todavía no cuenta con el respaldo oficial del partido UCR, lo que debería ocurrir en el marco de una Convención Nacional.

No obstante, la Fundación Alem "es la única reconocida por el partido", remarcan sus directivos, muy allegados al IAE (que preside el ex secretario de Energía Jorge Lapeña).

Energía & Negocios accedió al documento y decidió su publicación en la Sección Opinión, entendiendo que se lectura permite orientar al lector acerca del criterio que seguiría el IAE -con más de 40 años de trayectoria- si a sus miembros más relevantes le tocara definir y aplicar medidas en las diversas áreas y rubros de la Energía.

En un reciente encuen-



tro de las Fundaciones del Pro, de la Coalición Cívica, del autodenominado peronismo republicano y del radicalismo ya se tomaron en cuenta varias de las propuestas que integran este documento:

## El marco conceptual de nuestra política energética

1.1. La política energética argentina para el período 2023-2027 se expresará en un Plan Energético elaborado por el Estado nacional por medio de las instituciones que le son propias y aprobado por una ley del Congreso de la Nación.

1.2. El Plan Energético explicitará los objetivos de largo plazo y las metas correspondientes de corto y mediano plazo, así como también las fuentes de financiamiento públicas y/o privadas de las obras.

1.3. El Plan Energético tendrá como objetivo satisfacer la demanda interna de energía a precios competitivos para nuestra industria y accesibles para nuestra po-

blación, respetando los compromisos de descarbonización asumidos y procurando alcanzar el autoabastecimiento, promoviendo al mismo tiempo la generación de saldos exportables.

1.4. El Estado nacional y los estados provinciales harán provisiones presupuestarias justas y razonables para subsidiar total o parcialmente el acceso a la energía de la población que lo requiera para la integración social de la misma.

1.5. La Planificación Energética tendrá también como objetivo cumplir en tiempo y forma los compromisos asumidos por nuestro país con la comunidad internacional en el marco de la Transición Energética y el Acuerdo de París, procurando una matriz energética sustentable.

## El planamiento energético: herramienta para el desarrollo y para la formulación de políticas regionales

2.1. El Poder Ejecutivo encomendará a la Secretaría de Energía de la

Nación la elaboración de un Plan Energético nacional de largo plazo. Dicho plan deberá articularse con el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación Contra el Cambio Climático y las NDC que nuestro país acuerde frente a la comunidad internacional.

2.2. El Plan Energético deberá tener como principios rectores la seguridad e independencia energética, la eficiencia energética, la equidad territorial, la diversificación de la matriz energética y la descarbonización.

2.3. Para su realización la Secretaría de Energía deberá utilizar los recursos humanos existentes en el Estado nacional que serán ampliados con los aportes no vinculantes de instituciones de prestigio incluyendo entidades académicas y organismos científico-técnicos en el área energética, el medio ambiente y el cambio climático.

2.4. Las Provincias y la CABA integrarán los equipos de trabajo a través del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y otras instituciones existentes, o a crearse, para la correc-

ta aplicación de la Constitución Nacional en los artículos pertinentes.

2.5. El Plan Energético una vez aprobado por el Poder Ejecutivo será enviado al Congreso Nacional para su aprobación por Ley y entrará en vigencia una vez que se promulgue la ley respectiva. El Plan será de largo plazo y revisable cada 5 años.

2.6. Argentina propondrá y acordará con los países socios del Mercosur una posición unificada del subcontinente para presentar en forma colectiva, en todos los ámbitos correspondientes, los compromisos de la región en la transición energética.

## Implementación de un proceso ordenado y consensuado para la producción y valorización de nuestros hidrocarburos

3.1. Se formulará un programa de producción de petróleo y gas en Vaca Muerta 2023-2028.

3.2. El programa se acordará entre las provincias productoras titulares del recurso, la Nación y las empresas productoras titulares de las áreas concesionadas en las jurisdicciones provinciales.

3.3. Los precios en boca de pozo serán los que se correspondan con un net back de precios FOB exportación de cada producto.

3.4. El mismo principio de fijación de precios se aplicará a la producción de gas natural, aplicable al momento que Argentina se transforme en exportador neto de gas, mientras ello no ocurra se mantendrá el sistema de licitaciones/subasta vigente.

3.5. Se formulará un programa de certificación de reservas auditadas 2023-2028.

3.6. Se formulará un programa consensuado de exploración en todas las cuencas convencionales de jurisdicción nacional, ubicadas en la plataforma continental, y de jurisdicción provincial.

3.7. Se eliminan los precios internos sostén



para el petróleo crudo tipo barril criollo o similar.

3.8. Elaboración de un plan de transporte de hidrocarburos con las licencias de transporte. El mismo incluye la siguiente lista no taxativa:

- Plan de obras de expansión y/o ampliación de gasoductos 2023-2028.

- Plan de obras de concesionarias de transporte de hidrocarburos líquidos.

3.9. Determinación de las exportaciones de gas natural 2023-2028 que incluye:

- Exportaciones a Brasil via Uruguayana.

- Substitución de importaciones de gas boliviano en el período 2023-2026

- Exportaciones a Chile.

- Exportaciones de GNL.

3.10. Regularización inmediata del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) que incluye:

- Cese inmediato de la intervención y normalización institucional según lo previsto en el marco regulatorio del gas natural (Ley 24.076).

- Exigir a los interventores, designados por el poder ejecutivo, un informe detallado de las anomalías detectadas y solucionadas durante el periodo de intervención (2019-2023) y envío del mismo para su consideración al Congreso Nacional.

3.11. Criterios de fijación de los precios mayoristas del petróleo y del gas natural 2023-2027:

- Los precios del petróleo en boca de pozo se regirán por el siguiente criterio: en boca de pozo regirán los precios correspondientes al valor de FOB exportación del crudo menos los costos económicos de transporte incurridos entre la boca del pozo del yacimiento productor hasta el punto de exportación correspondiente.

- Los precios de venta de productores a refinерías nacionales se regirán por el siguiente criterio: precio en boca de pozo de la cuenca respectiva más el costo de transporte auditado desde boca de pozo hasta la refinерía respectiva.

- El precio de gas en boca de pozo surgirá de los siguientes criterios:

- Licitación o subasta competitiva, respetando los contratos suscritos en el marco del actual Plan Gas o bien valor FOB exportación menos los costos de transporte reales pagados a los transportistas de gas natural hasta el punto de exportación.

- En el caso del GNL se adicionarán los costos reales de la planta de licuefacción.

- Precios de otros productos energéticos ex-

portables. Los precios de comercialización en el mercado interno se alinearán con los precios FOB de los productos que se exporten.

3.12. Se promoverá la derogación de la ley de zonas frías para el gas natural por estar basada en subsidios energéticos irracionales desde el punto de vista técnico, por ser socialmente innecesarios y por conspirar contra la eficiencia energética.

3.13. Se promoverá el incremento del uso de biocombustibles certi-

ficados (es decir, que no hayan sido producidos a partir de desmonte de bosque natural) por ejemplo biodiesel, SAF, bioetanol, biometano, HVO, para todos los usos en los que puedan reemplazar a los combustibles fósiles así como diversificar y descarbonizar la matriz energética del país. Se redactará una nueva ley de biocombustibles en concordancia con el plan energético nacional.

**El reordenamiento del sector eléctrico: una prioridad política de**

**primer orden**

4.1. Regularización inmediata del Ente Nacional de la Regulación de la Electricidad (ENRE).

4.2. Cese inmediato de la intervención y normalización institucional según lo previsto en el marco regulatorio de la energía eléctrica (Ley 24.065).

4.3. Exigir a los interventores designados por el poder ejecutivo un informe detallado de las anomalías detectadas y solucionadas durante el periodo de intervención (2019-2023) y envío del

**SOLUCIONES PARA EL FUTURO**

MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.

Estamos preparados para nuevos desafíos.

**SECCO**  
www.secco.com.ar

mismo para su consideración al congreso nacional.

4.4. Regularización institucional inmediata de Cammesa. Cammesa debe dejar de ser el mayor canalizador de subsidios del estado nacional a los actores del mercado eléctrico y debe concentrarse en su función específica:

- Realizar el despacho nacional de cargas.

§ Administrar las transacciones entre los actores del mercado eléctrico mayorista (generadores; transportistas, grandes usuarios; y distribuidoras de electricidad con demanda cautiva).

- Cammesa no comprará ni venderá energía.

- Cammesa no firmará contratos de compra de centrales ni fijará precios a las mismas.

- Cammesa no emitirá garantías en nombre del

estado nacional de ningún tipo.

- Cammesa no interviendrá en la compra ni en la venta de combustibles de ningún tipo y se abstendrá de intermediar entre productores de combustibles y generadores del MEM.

- Cammesa deberá modificar los procedimientos para la operación, despacho y cálculo de precios (res. 61/91 y sus modificatorias) adecuando los mismos a los criterios anteriormente mencionados.

4.5. Vencimiento de las concesiones de explotación de centrales hidroeléctricas otorgadas en 1993. A tal efecto se propone:

- Prorrogar por un año la vigencia de los contratos de acuerdo a lo previsto en los contratos de concesión.

- A partir de 2024 al tér-

mino del plazo contractual prorrogado las centrales pertenecientes a la ex empresa Hidronor SA revertirán al estado nacional tal lo previsto en los contratos firmados en 1993.

- Se fijarán con criterios técnicos un nuevo sistema de tarifario para la retribución de la energía generada por las centrales hidroeléctricas de jurisdicción nacional, el nuevo sistema tarifario retribuirá la totalidad de los costos operativos y los costos de operación y mantenimiento de las centrales. Asimismo, deberá proveer los fondos para financiar la extensión de la vida útil de las instalaciones.

- Luego el Estado Nacional podrá firmar contratos del tipo COM (operación y mantenimiento) con el sector privado para cada una de las centrales.

4.6. Creación de una comisión técnica para el análisis y propuesta de modificación del marco regulatorio eléctrico de la Ley 24.065.

Se creará una comisión asesora, presidida por la Secretaria de Energía de la Nación e integrada por expertos eléctricos reconocidos, entidades académicas, ONG reconocidas del sector eléctrico y representantes de las cámaras empresarias representantes de los actores del mercado eléctrico mayorista con el objeto de evaluar las modificaciones a introducir en el texto del marco regulatorio eléctrico vigente (leyes 24.065 y 15.336).

Dicha comisión evaluará criterios de tarificación eléctrica alternativos a los vigentes que promuevan mayor equidad en la fijación de las tarifas, entre ellos la tarifa uniforme para todo el territorio nacional determinando un sistema racional y autosuficiente para la absorción y reparto de la totalidad de los costos incurridos.

La comisión debe expedirse en un plazo de 180 días con la propuesta de un texto modificatorio. El texto una vez consensado será enviado por el poder ejecutivo al congreso nacional para su tratamiento.

4.7. Realización de un estudio exhaustivo del estado actual del parque nacional de generación eléctrica y determinación de las necesidades de ampliación y reemplazo de centrales obsoletas en el periodo 2023-2028.

Se ha diagnosticado la existencia de una muy baja disponibilidad del parque de generación en los días de alta demanda eléctrica. Ha ocurrido este fenómeno en los días recientes de alta demanda en que se constató que un tercio del parque de generación permaneció fuera de servicio por causas diversas que obligaron a realizar importaciones de urgencia para evitar cortes masivos a la población.

Es fundamental realizar en forma prioritaria este estudio que permita conocer la realidad técnica y el estado real

de este parque indisponible. Como resultado obtendremos una magnitud de la inversión pública o privada que será necesario realizar para asegurar a los 47 millones de habitantes de Argentina, energía eléctrica segura y de precio competitivo.

### Unificación de los entes reguladores energéticos nacionales (Enre y Enargas)

Una vez que se hayan regularizado los Entes Reguladores Energéticos Nacionales (ENRE y ENARGAS), y que se hayan elevado los informes de los interventores sobre las anomalías detectadas y resueltas por las intervenciones, se proyectará la unificación de ambos entes en un ente único para la regulación de gas natural y la electricidad en la jurisdicción nacional.

### Revisión de proyectos y emprendimiento críticos que no han probado hasta el presente su factibilidad integral

6.1. Se revisarán los siguientes proyectos y obras en lo relativo a la conveniencia de continuar o promover su modificación para hacerlos viables; o eventualmente, su cancelación definitiva en caso de confirmarse su inviabilidad:

- Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT).

- Central Nuclear Atucha III.

- Centrales Hidroeléctricas del Río Santa Cruz.

- Central Térmica Belgrano II.

- Sistema de Transporte de Alta Tensión para el transporte de la Energía Generada en los aprovechamientos Cóndor Cliff y La Barrancosa sobre el curso del río Santa Cruz.

- Redefinición de las cantidades de importación y de los precios de importación de gas natural de Bolivia para el periodo 2023-2026.

- Definición de la 2da. etapa del proyecto gasoducto Néstor Kirchner (aún no iniciado).

### Realizar un blanqueo y saneamiento de la economía energética Na-

## TECNOLOGÍA AL SERVICIO DE LA PRECISIÓN

Cuando se trata de algo tan valioso como la energía, la precisión en la medición y el control son tan importantes como la experiencia.

Por eso, desde hace más de 20 años ofrecemos la más alta tecnología para que la transferencia de energía sea segura y confiable.

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





WWW.TMYC.COM.AR
☎ (+54 11) 5031-9800

## cional incluyendo una urgente revisión tarifaria integral

7.1. El registro en el monto de subsidios del 2022 alcanzó los USD 12.500 millones. Este número exorbitante esconde importantes deudas al interior de la cadena de pagos de la energía que ponen en serio riesgo su funcionamiento:

- Más de \$ 600.000 millones es el endeudamiento de las distribuidoras eléctricas con CAMMESA por energía vendida. Casi \$ 50.000 millones por compensaciones correspondientes al Plan Gas 4 (desde enero 2021 a septiembre 2022 solo se pagan el 54% de las compensaciones).

- Deudas de las distribuidoras de gas con productores por más de \$80.000 millones.

- Existen deudas de CAMMESA con generadores que, como contracara, muestran por que el 30% del parque de generación se encuentra fuera de servicio dejando en evidencia el enorme problema financiero del sector que se suma a la ya pesada mochila de subsidios que presentan las cuentas públicas.

7.2. En ese marco conceptual se requiere llevar a cabo una Recomposición tarifaria y una focalización de subsidios. En este sentido, la política de subsidios tendrá un norte: la focalización de los mismos solo en la población vulnerable, quienes deberán acreditar su condición ya sea a través de las bases de datos con las que cuenta el Estado Nacional o a través de un sistema de presentación espontánea con asignación de beneficios condicionados a la comprobación previa de medios de vida.

El resto de la demanda deberá recorrer un sendero de recomposición que finalice con precios reconociendo la totalidad del costo de la energía consumida.

7.3. Realización de una Revisión Tarifaria Extraordinaria en electricidad y gas natural en los primeros 180 días. IAE GRAL. MOSCONI 20 de marzo de 2023

# Shell lanza el primer lubricante de Argentina a base de gas natural

Raízen, licenciataria de la marca Shell, lanza en Argentina Shell Helix Ultra ECT C2/C3 0W-30 Carbon Neutral, el primer lubricante del mercado elaborado a base de gas natural que contribuye con la reducción de la huella de carbono, compensando las emisiones de CO2 equivalentes generadas durante todas las etapas de su ciclo de procesamiento: desde la extracción de materias primas, producción, embalaje, transporte y uso, hasta el tratamiento al final de la vida útil.

Con este programa, la empresa que tiene entre sus objetivos contribuir con la reducción de la huella de carbono, compensará las emisiones generadas durante el ciclo de vida completo de más de 600.000 litros de lubricantes y aspira a compensar 2.000 toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO2e) al año.

Este proceso se realiza a través de la compra de créditos de carbono verificados y regulados según el mercado internacional, es decir que por cada litro de Helix Ultra 0W-30 Carbon Neutral se compensarán 3,5 kg de CO2e promedio. Si se considera el volumen anual de venta de este producto en el mercado local, el monto de emisiones a compensar asciende a 2.000 toneladas,



lo que equivale a una absorción aproximada de 12.000 árboles maduros.

El uso de Shell Helix Ultra ECT C2/C3 0W-30 se recomienda en todos los vehículos que se encuentren equipados con filtro de partículas diesel (DPF), como por ejemplo las camionetas Volkswagen Amarok y una amplia gama de motores de AUDI. Asimismo, puede ser utilizado en aquellos que utilicen SAE 5W-30 o 10W-30, ya que proporciona una mayor protección del motor y ahorro de combustible.

De acuerdo al estudio elabo-

rado por Kline & Company 2022 nuestra marca lleva más de 16 años consecutivos liderando el rubro a nivel global, ya que fue la primera compañía en comercializar lubricantes sustentables fabricados a partir de gas natural, con el objetivo y compromiso de satisfacer las necesidades de nuestros clientes para quienes la sustentabilidad es un valor que adquiere cada vez más relevancia en la toma de decisiones., comentó Carolina Wood, Directora de Marketing de Raízen Argentina.

*“Todas las áreas de la compañía trabajan enfocadas en eliminar o reducir las emisiones incorporando el uso de energías alternativas y aumentando la eficiencia energética de todas nuestras operaciones. Con Helix Ultra 0W-30 Carbon Neutral les estamos brindando a nuestros clientes la oportunidad de actuar y contribuir con esta causa, ofreciéndoles una alternativa de consumo sustentable con el primer producto con estas características del mercado argentino”* continuó Wood.

El producto ya se encuentra disponible en todas las estaciones Shell de CABA y GBA y próximamente en el resto del país y puntos de venta.

## Naturgy y Santander Consumer lanzan el programa “Reconectando Hogares”

Naturgy y Santander Consumer impulsan el programa “Reconectando Hogares”, que está dirigido a hogares del área de distribución de Naturgy BAN, que no cuentan con el servicio por desperfectos y fallas técnicas, y que requieren la intervención de un gasista matriculado para su reconexión.

Se trata de un programa al que, podrán adherirse de manera voluntaria para obtener y gestionar a través de la plataforma de Santander Consumer una línea de crédito, con una tasa nominal anual del 75%, que se puede pagar en hasta 48 cuotas mensuales que se incluirán en la factura



de gas junto con el consumo. Para poder acceder al crédito, el cliente deberá ser mayor de 18 años y ser el titular de la factura de gas de Naturgy BAN. La obtención del crédito es muy sencillo y 100% digital, sin armado de carpeta crediticia, ni firma física.

1. el cliente deberá contactar a un gasista matriculado que se encuentre identificado en el listado de gasistas habilitados publicado en la web de Naturgy y adherido a esta campaña.

2. El gasista deberá acercarse al domicilio del usuario para presu-

tar la obra.

3. Si el cliente está de acuerdo, ambos se comunicarán con un call center (teléfono) para iniciar el proceso que es online y demora minutos.

4. Otorgada la financiación, el gasista puede iniciar la obra y realizar las adecuaciones técnicas necesarias en la instalación para poder solicitar la reconexión del servicio.

5. La obra le será abonada al gasista una vez que la distribuidora haya certificado los trabajos realizados y se le dé nuevamente el alta al cliente.

6. El crédito se comenzará a abonar recién con la primera factura del servicio.

Buscan impulsar las exportaciones de hidrocarburos

# Energía activó regulación para la exportación a través de ductos transfronterizos

La Secretaría de Energía de la Nación dispuso una regulación específica para las autorizaciones de exportación de hidrocarburos líquidos a través de ductos transfronterizos, "en atención a las contingencias logísticas y las variables técnicas y económicas que implican la continuidad de aprovisionamiento requerida para obtener contratos de venta competitivos".

Lo hizo a través de la Resolución 175/2023 que rige para "toda operación de exportación de aceites crudos de petróleo y aceites crudos de mineral bituminoso (Nomenclatura Común del Mercosur N° 2709.00.10 y 2709.00.90, respectivamente) realizada por medio de oleoductos transfronterizos (por caso el Oleoducto Trasandino, en proceso de reactivación).

La R-175 dispone que las empresas interesadas en exportar cualquiera de los productos citados deberán registrar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos la o las operaciones de exportación a realizar y obtener la constancia de registro de la operación de exportación a la que hace referencia el Decreto 645/2002.

A tal efecto, las empresas deberán informar lo siguiente: (i) la identificación del país de destino del producto; (ii) el oleoducto utilizado para la operación de exporta-



ción; (iii) las concesiones de explotación que aportarán volúmenes de petróleo crudo con destino a la exportación solicitada; (iv) el volumen máximo exportable estimado para el año calendario y el cronograma de exportaciones previsto para el mismo lapso; y (v) la información de precios contratados o proyectados de la operación de exportación.

La Subsecretaría de Hidrocarburos podrá solicitar, en los términos del Decreto 1028/2001, la información adicional que estime correspondiente para realizar el análisis técnico mencionado, la que deberá ser provista con una antelación no

inferior a los noventa (90) días corridos previos a la fecha de inicio de la o las exportaciones previstas por la peticionante.

La referida Subsecretaría efectuará los análisis técnicos y económicos pertinentes, "a fin de asegurar que la o las exportaciones de los productos mencionados no impacten en forma negativa en el normal abastecimiento del mercado local", de acuerdo con la normativa vigente.

La Subsecretaría podrá denegar la autorización de la o de las operaciones de exportación informadas o reducir el volumen máximo solicitado en caso de que así lo considere necesario,

basado en razones fundadas que se hallen en consonancia con los principios consagrados en el Artículo 6 de la Ley 17.319 (de Hidrocarburos) y sus modificatorias.

En función de ello, podrá requerir la información correspondiente del estado actual del parque de refinación local y de su demanda futura en un período no mayor a UN (1) año.

Las solicitudes de autorización de exportación deberán, en cada caso, ser resueltas dentro del plazo de sesenta (60) corridos desde el momento en que la interesada haya cumplimentado los requisitos estipulados.

La Subsecretaría podrá,

en forma excepcional, otorgar autorizaciones provisorias de exportación por ductos por plazos de hasta noventa (90) días corridos, cuando las necesidades operativas de prueba y puesta en servicio de oleoductos transfronterizos así lo requiera.

En tales casos, los volúmenes autorizados de manera provisorio y efectivamente exportados por los interesados serán tomados a cuenta de los volúmenes de exportación anuales que finalmente autorice la Subsecretaría. Los refinadores locales que tengan un déficit de cobertura en sus reales necesidades de abastecimiento de los productos exportables sujetos al procedimiento establecido por este régimen, podrán hacer constar su necesidad de suministro.

La Subsecretaría evaluará la petición y en caso de acreditarse la falta de producto, podrá instruir al exportador para que cumpla con la garantía de suministro por la vía de aprovisionamiento que le resulte más conveniente, para con la refinadora local por los volúmenes que se fijen al efecto, quedando siempre en firme la exportación anual aprobada.

En caso de aprobación de la solicitud, la Subsecretaría de Hidrocarburos notificará su resolución a la empresa solicitante.



**40 AÑOS**  
**de crecimiento**

Fabricación, montaje y obras llave en mano

011-4709-5655 [www.meip.com.ar](http://www.meip.com.ar)



te y a la Dirección General de Aduanas (DGA) de la AFIP, a efectos de que ésta instrumente los permisos de embarque a través del Sistema Informático MALVINA (SIM).

La autorización deberá indicar el volumen de exportación autorizado en firme y un plazo de validez no inferior a UN (1) año calendario desde la fecha de su otorgamiento, señala la R-175.

Las empresas que obtengan la constancia de operación de exportación anual podrán requerir una autorización adicional de exportación excedente a las cantidades firmes autorizadas en el certificado emitido, "previa aprobación del informe técnico y siempre que se halle sujeta a su interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno".

Las autorizaciones también contendrán el derecho de la empresa exportadora de ceder total o parcialmente el permiso a cualquier otra empresa que también sea exportadora conforme a la emisión de otra autorización similar. Deberá ser previamente informada a la Subsecretaría.

Las empresas exportadoras deberán mantener actualizada la información ante la Subsecretaría las modificaciones en la programación de las entregas informadas basados en razones de eficiencia u operativas; y el destino final de aquellos volúmenes que hubieran sido exportados hasta la terminal portuaria del país limítrofe sin haber previamente informado un cliente específico a la fecha de otorgada la autorización de exportación.



La Autoridad de Aplicación publicará en su página web la información relativa a los volúmenes efectivamente exportados. La R-175 determina que "cada 12 meses, la Secretaría evaluará el procedimiento de autorización de exportación de hidrocarburos líquidos ahora regulado, para lo cual se tendrán en cuenta las siguientes variables:

- El nivel de inversiones alcanzado en explotación de petróleo crudo.
- La evolución de las reservas de petróleo crudo en relación con la necesidad del parque refinador doméstico y las ventas externas ya aprobadas en condición firme.
- La evolución de los precios del petróleo crudo y derivados en el mercado interno y en los mercados externos.
- Las condiciones ge-

nerales de los mercados energéticos a nivel internacional.

En cualquier caso, no quedará afectada la firmeza, continuidad y estabilidad jurídica de las autorizaciones de exportación otorgadas, y los volúmenes de exportación de hidrocarburos líquidos autorizados en firme no serán susceptibles de interrupción o redireccionamiento por parte de la Autoridad de Aplicación. Las empresas solicitantes no deberán registrar incumplimientos (que hayan adquirido carácter firme o no hubieran sido subsanados, según corresponda), respecto a: las obligaciones de registro y envío de información conforme esta resolución; la normativa técnica en materia de seguridad y medio ambiente establecida por la S.E.; y el pago de las multas fir-

mes que la Secretaría le hubiera impuesto en virtud de la reglamentación respectiva.

En los considerandos de la R-175/2023 se puntualiza que "dada la existencia de recursos hidrocarbúferos en la formación Vaca Muerta, y la factibilidad técnico-comercial de su explotación mediante técnicas de estimulación no convencionales, que fuera corroborada a través de inversiones en exploración, planes piloto y desarrollos masivos durante los últimos 10 años, es dable colegir que en principio, la disponibilidad de hidrocarburos líquidos se encuentra asegurada para el consumo doméstico, tal como lo establece la Ley 17.319 y sus modificatorias".

También, que "en virtud del proceso de transición energética, ac-

*tualmente en curso en el mundo y en la Argentina, resulta necesario optimizar la venta de los hidrocarburos a través de exportaciones con el objeto de lograr la obtención de divisas para financiar proyectos de infraestructura que resulten compatibles con la transición energética, como asimismo, incrementar la eficiencia de la industria hidrocarbúfera en el país, lo que nos brindará ventajas competitivas durante el proceso encarado".*

En lo referido a la infraestructura de transporte por oleoductos, la Resolución describe que "sin perjuicio de los proyectos de expansión en curso, los sistemas troncales de transporte de hidrocarburos disponibles para evacuar la producción de la Cuenca Neuquina, como así también los sistemas de almacenaje aguas abajo, se encuentran en el límite de su capacidad operativa, restringiendo la posibilidad de incrementar la participación del petróleo crudo Medanita en mercados de exportación desde el Océano Atlántico".

Y también destaca que "nuestro país tiene la oportunidad de generar un mercado de exportación a través de ductos transfronterizos ya construidos para la exportación de petróleo crudo a la República de Chile y eventualmente a otros mercados desde el Océano Pacífico, sin el requerimiento de inversiones adicionales de gran magnitud y con la posibilidad de encarar esta nueva oportunidad de internacionalización de nuestros productos en forma inmediata".

## 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



Según el infome elaborado por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

# Consumo de gas 2022 con alta variabilidad

El consumo de gas natural en Argentina para diciembre 2022 fue de 97,94 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que significó un baja del 6,03% en relación al mismo período del año anterior, equivalente a un disminución en el consumo diario de 6,28 millones de m<sup>3</sup>, según informó el ENARGAS en su informe de Marzo correspondiente al período noviembre 2022.

El consumo a partir del año 2020 se vio particularmente afectado por la irrupción de la pandemia (COVID-19).

En el período enero-diciembre, existe una gran variabilidad en términos interanuales en el consumo de gas. Entre 2016-2019 se registra una caída en el consumo de gas natural del -3,12%, equivalentes a 3,81 millones de m<sup>3</sup>/día. En 2022 se registró un caída interanual del 3,80%. (gráfico 1)

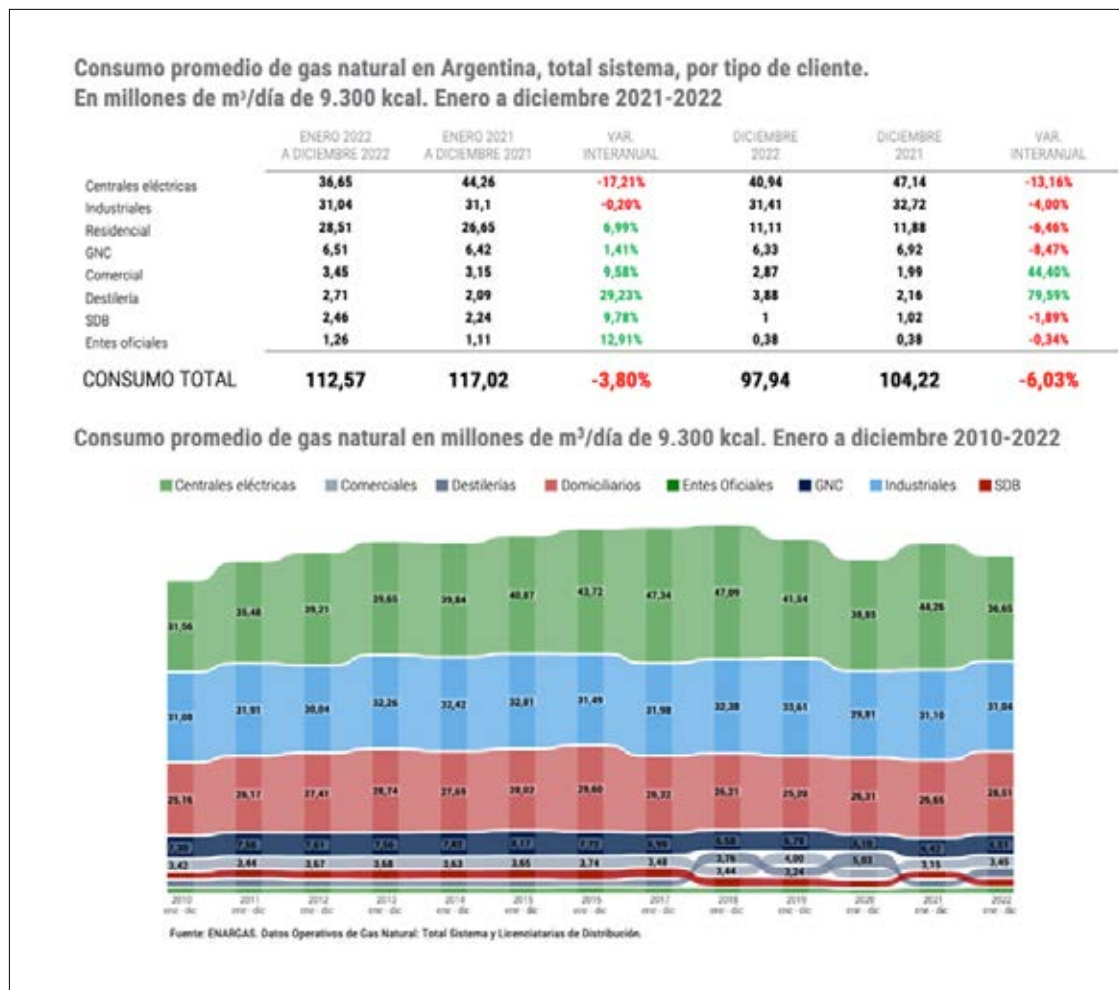
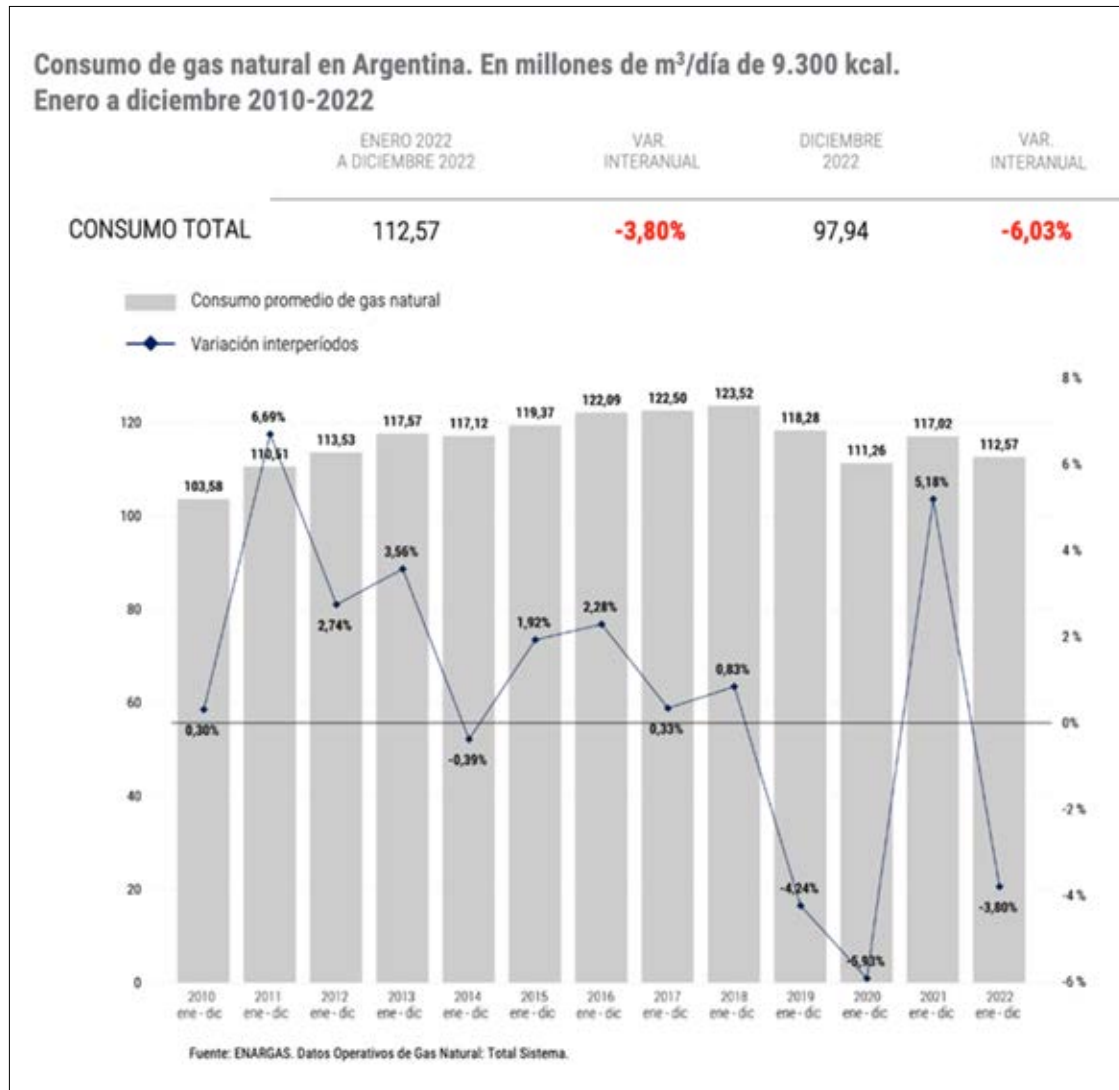
## Consumo de Gas por tipo de cliente

El consumo interno de gas natural se concentró mayoritariamente en tres tipos de clientes: residenciales (domiciliarios), industriales y centrales eléctricas.

El consumo de gas de usuarios residenciales, a diferencia de los otros dos, tiene un fuerte comportamiento estacional, con picos en las épocas invernales y valles en las estivales.

Por lo tanto, el consumo de gas se comporta de manera inversa a la temperatura. Así, por ejemplo, el consumo de junio 2022 fue 4,94 veces el de diciembre 2022, por lo que la participación de este tipo cliente en el total consumido de gas crece considerablemente en las épocas invernales.

En términos absolutos, en el período enero-diciembre 2022 se destaca el incremento en el consumo de residenciales (6,99%, equivalente a 1,86 millones de m<sup>3</sup>/día). Asimismo, en el pe-



ríodo mencionado, se distingue la caída interanual en centrales eléctricas (17,21%, equivalente a 7,61 millones de m<sup>3</sup>/día). Respecto a diciembre 2022 y su variación interanual, se destaca, en términos absolutos, el aumento en el consumo de

destilerías (1,72 millones de m<sup>3</sup>/día) y la caída en centrales eléctricas, industriales e industriales (6,20 y 1,31 millones de m<sup>3</sup>/día, respectivamente). Asimismo, dado que en el gráfico 2 se puede observar la evolución en el consumo que estos dife-

rentes tipos de clientes registraron para el período enero-diciembre de cada año, se verifica que entre 2016-2019, los usuarios residenciales registran la baja más fuerte en términos absolutos (-4,40 millones de m<sup>3</sup>/día, -14,86%).

## Actividad económica y consumo de gas

El consumo total de gas no siempre se encuentra influenciado por el nivel de actividad económica. En este sentido, se advierte que según datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), durante el mes de diciembre 2022, el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) registró una baja del 1,20% respecto al mismo período 2021.

A su vez, en el consumo de gas, como ya se mencionó, durante el mes de diciembre se evidenció un reducción del 6,03% respecto al mismo período 2021.

De esta manera puede observarse cómo la pandemia (COVID-19) afectó sensiblemente a ambas variables y cómo a partir de mediados de 2021 estas presentan una tendencia al retorno de los niveles de variaciones previos.

## Residenciales y demanda

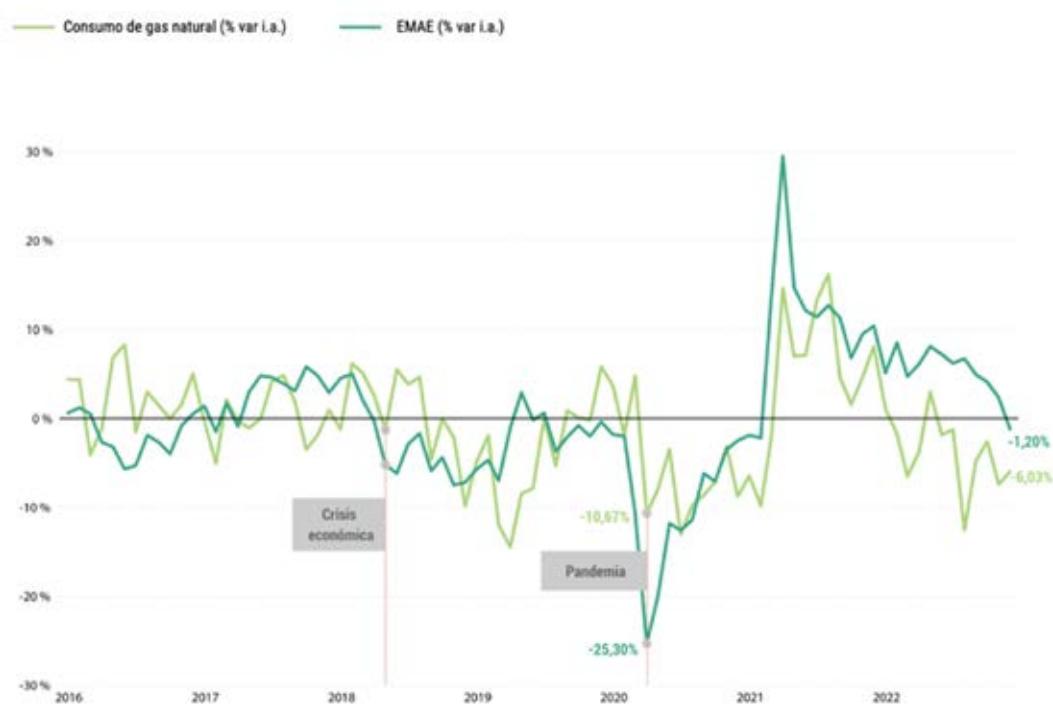
El consumo unitario de gas de los usuarios residenciales (consumo promedio mensual del período diciembre) muestra en el cuatrienio 2016-2019 una caída del 10,17% en relación al 2012-2015. Por otro lado, en diciembre 2022 se registra un aumento interanual del 6,45%.

En relación con la cantidad de usuarios residenciales, se observa crecimiento en todo el período expuesto. Entre diciembre 2021 y diciembre 2022 el incremento fue del 0,84% (72.646 usuarios).

La incorporación de usuarios residenciales a la red de gas natural, es decir su conexión a la misma, es un dato importante para analizar el grado de expansión de la red en la Argentina.

Para alcanzar a una mayor proporción de personas con servicio de gas de red, la tasa de creci-

Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) y consumo de gas natural en Argentina. Total sistema. Variación interanual. 2016-2022



miento poblacional puede ser una buena referencia. Los datos verifican que desde 2011 hasta 2017 la tasa de aumento de usuarios residenciales ha sido mayor a la tasa de crecimiento poblacional en al menos 0,33 puntos porcentuales.

Posteriormente la diferencia ha sido menor, con una tendencia a la convergencia entre las dos variables.

### Industria

El consumo unitario de gas del total de usuarios industriales (sin destilerías) en el cuatrienio 2016-2019 registra una suba del 1,66% en relación al 2012-2015.

A su vez, en diciembre 2022 se registra una caída interanual del 1,15%. Cabe destacar que, en la serie expuesta, en diciembre 2021 y diciembre 2022 el consumo unitario alcanza los valores más elevados.

En relación con la cantidad de usuarios, en el período examinado, en diciembre 2018 y diciembre 2019 se observan dos bajas interanuales consecutivas pronunciadas,

que en conjunto significaron una caída del 9,57% (-2.427 usuarios industriales).

En diciembre 2022 se registra una caída interanual del 0,85%. Al interior de la industria existen dos grupos con comportamientos disímiles. Por un lado, los grandes usuarios industriales, que en 2022 concentraron el 91,28% del consumo industrial. Por el otro, los pequeños usuarios industriales, que en ese mismo período representaron el 92,37% del total de usuarios industriales.

Asimismo, se aclara que esta evaluación se hizo en base al consumo registrado a través licenciatarias de distribución, que representan aproximadamente el 80% del consumo total del sector

### Balanza comercial

Analizando la evolución del saldo de gas natural en Argentina (el volumen exportado menos el importado), se observa que el volumen importado supera ampliamente al exportado, lo que genera un importante déficit, sobre todo du-

rante el período invernal. A partir de octubre 2018 se verifica que las exportaciones comenzaron a incrementarse y que bajó el volumen consumido, lo que permitió disminuir el saldo deficitario de la balanza de gas.

La caída en el consumo interno y las obras realizadas para poder exportar gas licuado (que permitieron complementar la capacidad de exportar a través de gasoductos) generaron un aumento de las exportaciones desde mediados de 2018 hasta comienzos de 2020.

Las inversiones del sector para la extracción y transporte de gas (principalmente del segmento no convencional) por la puesta en marcha del Plan Gas.Ar produjeron un incremento considerable en la exportación de gas, generando reducciones significativas en el déficit comercial a partir de octubre 2021. Así, por ejemplo, en febrero, octubre, noviembre y diciembre de 2022 se observan saldos comerciales positivos, únicos en la serie expuesta.

## Raízen amplía su red de cargadores Shell

Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, anuncia la puesta en funcionamiento de 3 nuevos cargadores eléctricos ubicados en las localidades de Chascomús, Las Armas y Pinamar. Esta ampliación de la red Shell Recharge permitirá a los automovilistas realizar el trayecto desde la ciudad de Buenos Aires a los principales puntos turísticos de la Costa Atlántica con una cobertura que garantice la recarga a lo largo de ese corredor.

De estas tres ubicaciones, se destaca el cargador ultra-rápido en la localidad de Chascomús siendo el primero de dichas características en una red de estaciones de servicio de Argentina.

Cuenta con una potencia de carga de 160 kW lo que permite una recarga completa en menos de 20 minutos para que los clientes puedan continuar su viaje luego de una breve pausa.

Los nuevos puntos de carga se encuentran ubicados en Chascomús (Ruta 2, Km 115,5) con una potencia de 160 kW; y Las Armas (Ruta 2, Km 298) y Pinamar (Avenida Intermédanos y Av. Arquitecto Jorge Bunge) con una potencia de 50 kW. El corredor se suma al primer surtidor eléctrico de la marca, inaugurado en octubre de 2022 en Servicentro Remeros-Nordelta (Av. Agustín M. García 7454, Tigre, provincia de Buenos Aires).

En el marco de la puesta en marcha de la nueva red de cargadores, se anunció también el lanzamiento de la App Shell Recharge (disponible en App Store y Play Store como "Shell Recharge Latam"), mediante la cual los usuarios del servicio pueden localizar los cargadores disponibles en un determinado trayecto o zona, reservar turno para realizar su carga garantizando disponibilidad al momento de su llegada, visualizar en tiempo real el avance desde su celular, y descargar el comprobante de pago por el servicio, para ser abonado en la tienda de la estación de manera rápida y segura.

Andrea Polzinetti, Gerente de Red de Estaciones de Servicio de la marca describió que "la industria de la energía y la movilidad se encuentra en un momento de profunda transformación en todo el mundo. Shell Recharge llegó para ampliar nuestra oferta y acompañar a los clientes en la búsqueda de la solución de movilidad que mejor satisfaga sus necesidades. Con estos nuevos puntos de carga, hicimos realidad el primero de los corredores que tenemos planeados para el crecimiento de este producto".

Y agregó que "el planeamiento de este corredor nos permitió combinar la ubicación estratégica de los puntos de carga con la selección de puntos de venta que puedan ofrecer a automovilistas y acompañantes una experiencia confortable en la estación, disfrutando de espacios con ofertas gastronómicas amplias y variadas".

Desde Raízen anticiparon que durante el 2023 se sumarán nuevos puntos de carga a fin de seguir ampliando la cobertura para este tipo de servicio. Shell Recharge, la solución de electromovilidad que Shell desarrolló y comercializa a nivel global, se encuentra presente en más de 35 países y tiene un plan de crecimiento estimado en 500.000 cargadores en funcionamiento para 2025.

Suscríbase

**Energía&Negocios**

4371-6019 / 4371-6107

info@energiaynegocios.com.ar

Elaborado por el laboratorio de la Universidad de Buenos Aires y CONICET

# Informe IIEP sobre tarifas y subsidios en energía, agua y transporte

El siguiente es el Reporte de Tarifas y Subsidios elaborado por el Observatorio de Tarifas y Subsidios IIEP (UBA-Conicet) correspondiente a Marzo 2023. Los principales subsidios económicos<sup>1</sup> a los sectores Agua, Energía y Transporte tuvieron en febrero un crecimiento acumulado anual del 65,6% a.a. respecto de igual periodo del año anterior. A su vez, la variación real<sup>2</sup> indica una reducción del 18,4% a.a. en el período (Gráfico 1).

El crecimiento de los principales rubros es liderado por el Transporte que ocupa el 30% de los subsidios y crece 143,9% a.a. nominal y 19,5% a.a. real. Dentro del mismo, la partida con mayor crecimiento es el Fondo Fi-

duciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (FFSIT) que tiene como finalidad el financiamiento de la cobertura de los subsidios al auto-transporte de pasajeros y crece 369% a.a. en términos nominales y 126,3% a.a. real.

El rubro energético ocupa el 69% de los subsidios seleccionados y crece 45,6% a.a. mientras en términos reales presenta una disminución del 28,2% a.a.

Las transferencias devengadas de Energía Argentina S.A. (ENARSA, ex IEASA) en enero y febrero de 2023 aumentaron 527% a.a. nominal y 248% a.a. real mientras que CAMMESA tuvo transferencias 0,3% a.a. menores y 50,2% a.a. in-

ferior en términos reales. En este sentido, la compañía que administra el mercado eléctrico devengó cero pesos en enero, mientras que en igual periodo del año anterior tuvo devengamiento positivo.

Sin embargo, esta situación encuentra explicación estacional (en enero hay bajos pagos

comprometidos respecto al resto del año) a diferencia del mes de julio como es el caso que se presenta más adelante (Gráfico 2).

Los subsidios al servicio público del agua en el AMBA (AYSA) representan el 1% de los subsidios totales y se incrementan 21% a.a. mientras que tiene una reducción del

36,3% a.a. en el cálculo real. De esta forma, los subsidios acumulan \$ 3.124 mil millones en los últimos doce meses a moneda de febrero de 2023. Esto implica una caída real del 14% respecto a igual periodo anterior y del 22% respecto al pico observado en junio (acumulados entre julio de 2021 y junio de 2022).

Sin embargo, los subsidios destinados a CAMMESA en el mes de julio de 2022 fueron \$0 que, a diferencia de los meses de enero, es una situación poco probable dado

Gráfico1 Variación % real anual acumulada anual Febrero 2023

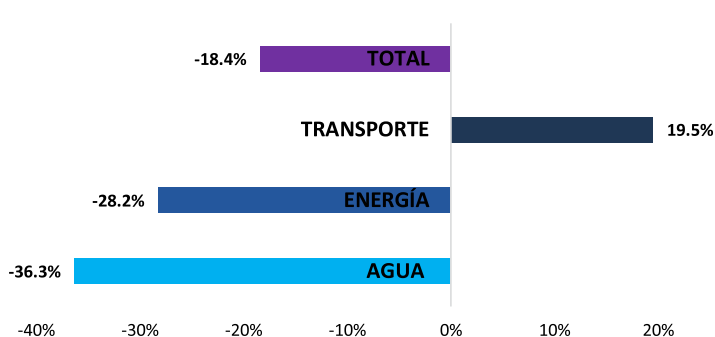


TABLA 1: SUBSIDIOS EN RUBROS SELECCIONADOS EN MILLONES DE \$

	Acumulado a febrero 2023	Acumulado a febrero 2022	Var. % a.a	Var. % a.a real
<b>AGUA</b>	<b>2.522</b>	<b>2.084</b>	<b>21,0%</b>	<b>-36,3%</b>
AYSA	2.522	2.084	21,0%	-36,3%
<b>ENERGÍA</b>	<b>225.161</b>	<b>154.648</b>	<b>45,6%</b>	<b>-28,2%</b>
CAMMESA	134.188	134.622	-0,3%	-50,9%
ENARSA	89.000	14.189	527,2%	213,5%
FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES	0	0	*	*
PLAN GAS I, II Y III	0	15	-100,0%	-100,0%
PLAN GAS NO CONVENCIONAL - R/46	0	5.378	-100,0%	-100,0%
PLAN GAS.AR	1.973	444	344,5%	118,6%
<b>TRANSPORTE</b>	<b>99.236</b>	<b>40.694</b>	<b>143,9%</b>	<b>19,5%</b>
AEROLÍNEAS ARGENTINAS	0	8.549	-100,0%	-100,0%
FONDO FID. DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE	52.040	11.095	369,1%	126,3%
ADM. DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS S.E. (ADIF S.E.)	5.106	2.169	135,4%	15,5%
ADM. DE RECURSOS HUMANOS FERROVIARIOS S.A.	0	0	*	*
DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO FERROVIARIO S.A.	1.050	580	81,0%	-11,6%
FERROCARRILLES ARGENTINOS S.E	0	17	-100,0%	-100,0%
OPERADOR FERROVIARIO S.E.	41.040	18.284	124,5%	10,5%
<b>TOTAL</b>	<b>326.919</b>	<b>197.426</b>	<b>65,6%</b>	<b>-18,4%</b>

Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

**AXION**  
energy

**Combustible  
Premium**

**QUANTIUM**

**SUPERA LOS LÍMITES**

**RINDE MÁS  
KMS POR LITRO<sup>1</sup>**

**MOTOR LIMPIO AL 100%  
EN SOLO DOS TANQUES<sup>2</sup>**

1- COMPARADO CON NUESTRA FORMULACIÓN ANTERIOR. 2- DE ACUERDO A LOS ENSAYOS ASTM D-6201, XUD-9 Y DW-10B ESTÁNDARES DE LA INDUSTRIA, EL MOTOR SE LIMPIARÁ COMPLETAMENTE EN DOS TANQUES. LOS RESULTADOS PUEDEN VARIAR SEGÚN EL VEHÍCULO Y EL USO.



Gráfico 2 Subsidios reales Acumulado anual febrero 2023 vs 2022 en millones de \$

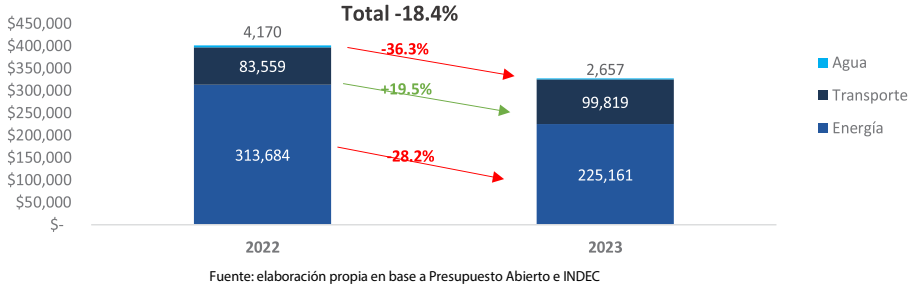


Gráfico 3 Subsidios reales acumulados en últimos 12 meses Evolución a moneda de feb-23 en mil millones de \$

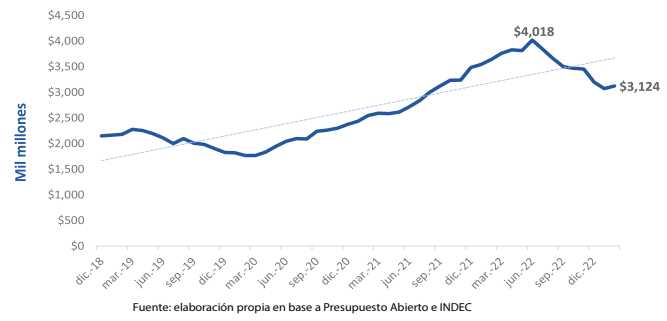


Gráfico 4 Diferencia entre gasto devengado y pagado Acumulado nominal 24 meses en millones de \$

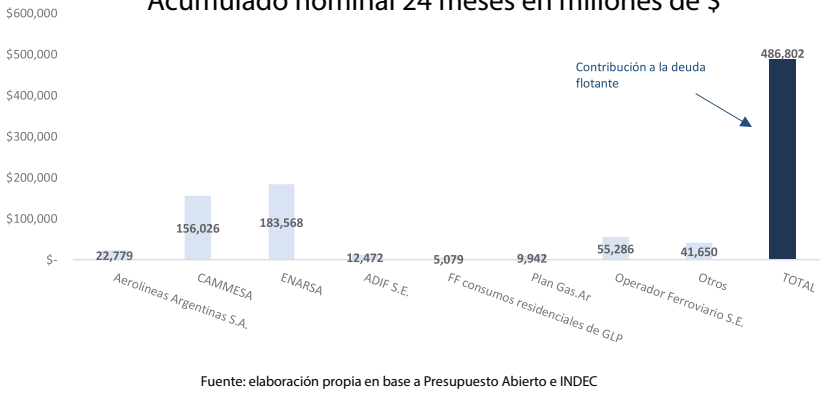


Gráfico 5 Demanda eléctrica Industrial + Comercial

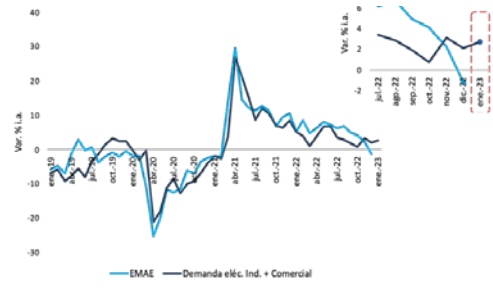


Gráfico 6 Demanda eléctrica Industrial + Comercial

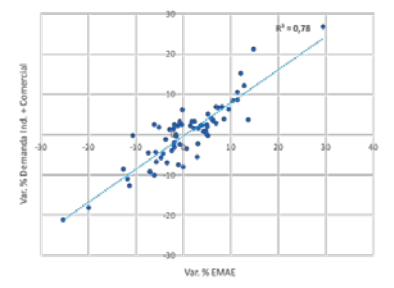


Gráfico 7 factura final sin impuesto para un consumo de 300 Kwh/mes

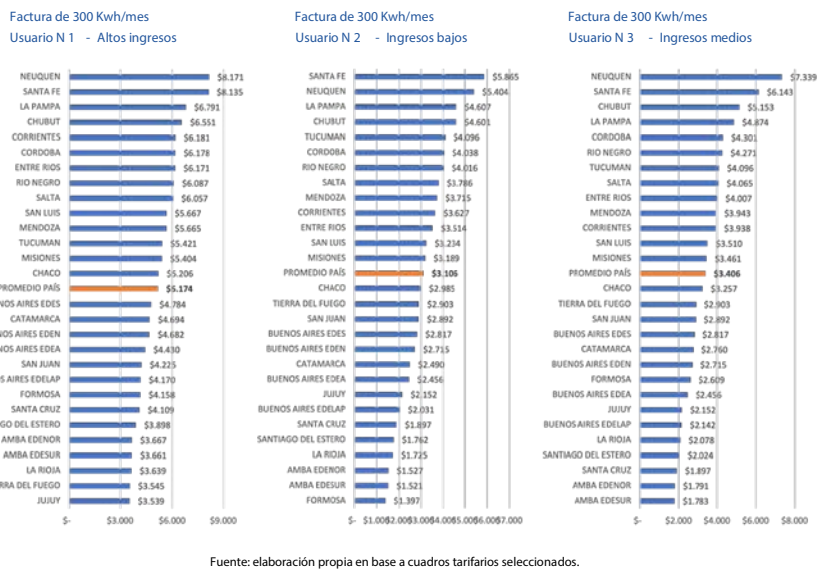
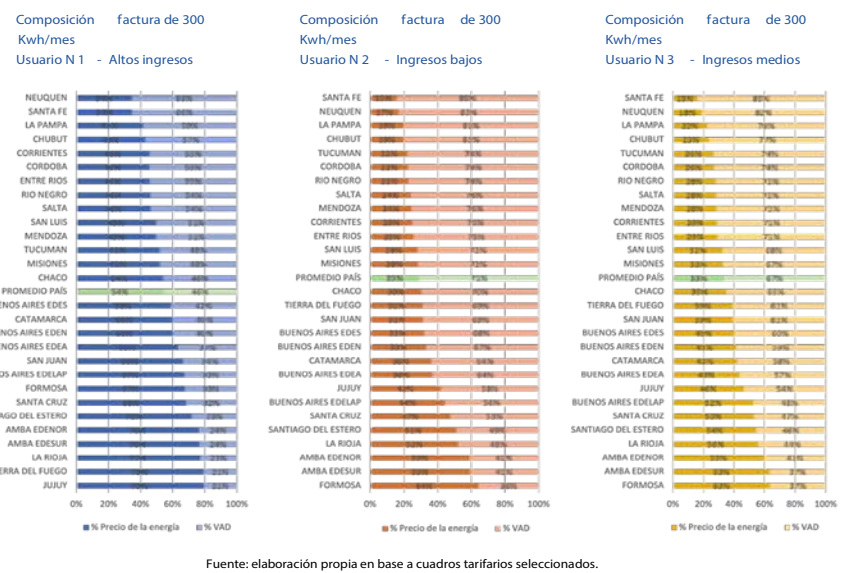


Gráfico 8 composición de la factura final sin impuestos para un consumo de 300 Kwh/mes



el contexto: la estacionalidad propia del pico de consumo de invierno y las transferencias realizadas en el mes anterior y posterior. Una estimación lineal permite inferir que en julio de 2022 no se devengaron unos \$201.075 millones a moneda constante de febrero de 2023, que podrían estar incre-

mentando deudas al interior de la cadena de valor del sector eléctrico (Gráfico 3). La contribución al incremento de la deuda flotante<sup>3</sup> del Estado Nacional es de \$486.802 millones en términos nominales en los últimos 24 meses. Esto incluye gastos

corrientes devengados y pagados de ENARSA (Ex IEASA) con ingresos de afectación específica provenientes de la Ley 27.605 de Aporte Solidario y Extraordinario durante 2021 y 2022. Parte de estos recursos fueron utilizados como transferencias para gastos corrientes para atender la

actividad de "Apoyo a la Exploración, Desarrollo y Producción de Gas Natural" (Gráfico 4).

**Actividad económica vs demanda eléctrica**

La variación inter anual de la actividad económica, utilizando el Estimador de Actividad

Económica (EMAE), presenta una correlación positiva con la variación inter anual de la demanda de energía eléctrica industrial y comercial.

En este sentido, el dato eléctrico suele contar con una publicación más actualizada y por lo tanto puede utilizarse para observar, de manera preli-

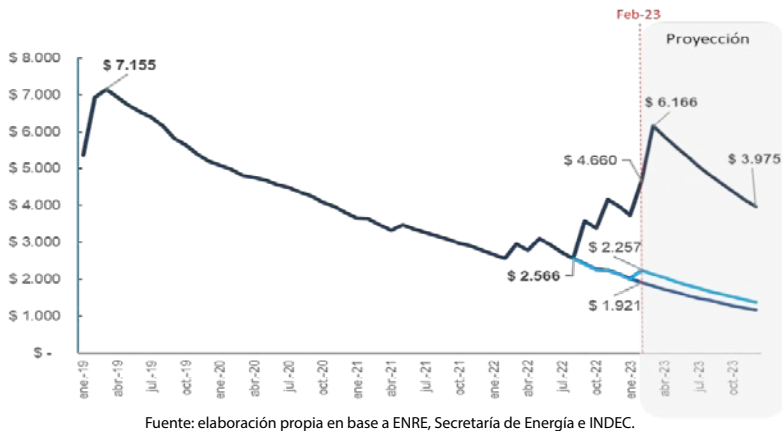
**"dejenos manejar su presión.."**

**COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K**

www.casucci-sa.com

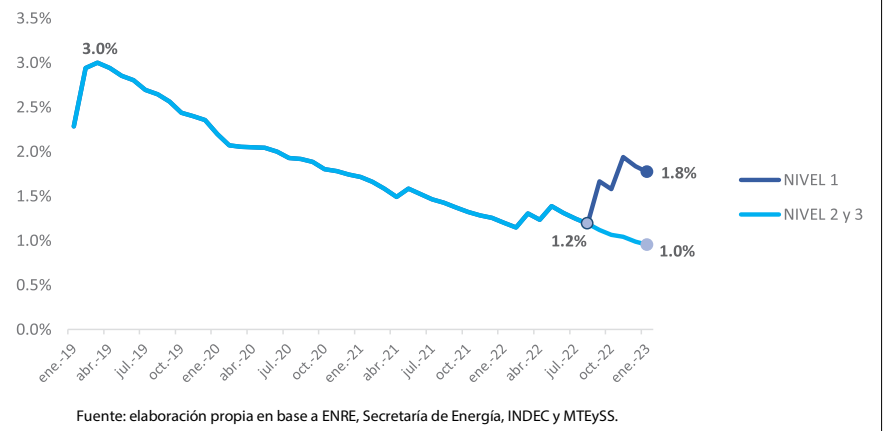
**"la elección lógica"**

Gráfico 9 Factura media eléctrica del AMBA (300 KWh/mes) a precios constantes de febrero de 2023



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, Secretaría de Energía e INDEC.

Gráfico 10 Evolución de la relación entre RIPTe y factura final en el AMBA (300 Kwh/mes)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, Secretaría de Energía, INDEC y MTEySS.

minar, el posible comportamiento de la actividad en su conjunto (Gráfico 5 y 6).

En enero, la demanda eléctrica industrial y comercial aumentó 2,7% i.a. Esto es 0,6 punto porcentual más que la tasa de crecimiento inter anual del mes anterior (2,1% i.a. en enero). De esta manera, existe una elevada probabilidad que el índice de actividad económica mejore su tasa de crecimiento i.a. en enero. Es decir, que la actividad i.a. se reduzca menos que el mes anterior o bien que pase a ser positiva.

**Tarifas eléctricas sin impuestos a nivel país**

En el territorio nacional existe una diferencia tarifaria notable debido

a la particularidad de los marcos regulatorios provinciales. En este sentido, si bien el precio de la energía mayorista es igual para todo el país, el costo final por KWh para el usuario final no lo es. Esto se explica, sin contar los impuestos, por las diferencias en el Valor Agregado de Distribución (VAD) que cada distribuidora cobra a sus clientes y que es autorizado por los entes reguladores provinciales excepto en el AMBA que se encuentra bajo jurisdicción nacional.

La segmentación de tarifas le puso aún más complejidad y aumentó la dispersión tarifaria ya que para los diferentes segmentos de usuarios puede variar el lugar donde encontrar la tarifa más baja (Gráfico 7).

La tarifa promedio del

país para un usuario N 1 (correspondiente a hogares de ingresos altos), con datos disponibles a febrero de 2023, es de \$5.174 por mes.

En este sentido, el valor más bajo por KWh se cobra en Jujuy mientras que el valor más alto es el que reciben los usuarios de Neuquén. En este segmento, la factura más elevada es 2.3 veces mayor a la más baja.

A su vez, la tarifa promedio del país para un usuario N 3 (hogares de ingresos medios), es de \$3.406. En este caso, el valor más bajo por KWh se cobra en el AMBA (EDESUR) mientras que el valor más alto es el que reciben los usuarios de Neuquén. En este segmento, la factura más elevada es casi 5 veces mayor a la más baja.

Por otra parte, la tarifa promedio del país para un usuario N 2 (hogares de bajos ingresos), es de \$3.106. En este caso, el valor más bajo por KWh se cobra en Formosa (Cuadro tarifario vigente a enero<sup>4</sup>) mientras que el valor más alto es el que reciben los usuarios de Santa Fe. En este segmento, la factura más elevada es 4.1 veces mayor a la más baja.

**Composición de tarifas**

La composición de las facturas sin impuestos (precios de la energía y VAD) también encuentra cierta variabilidad entre niveles y provincias si bien, en líneas generales, se mantiene la relación que implica que, a mayor factura, mayor porcentaje de VAD (Gráfico 8).

En el nivel 1 de altos ingresos, y para el promedio del país, el precio de la energía representa el 54% de la factura, mientras que el 46% lo ocupa el valor de distribución. La factura de menor monto observada en Jujuy se compone de un 79% por valor de la energía y 21% por el VAD, mientras que en el nivel 2 esta relación es de 42% y 58% respectivamente para la misma provincia y en el nivel 3 es de 46% y 54% respectivamente en la jurisdicción.

En el caso de la factura de mayor monto, en el nivel 1 de altos ingresos (Neuquén) se compone de un 34% por valor de la energía y 66% por el VAD, mientras que en el nivel 2 esta relación es de 17% y 83% respectivamente para la misma

**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 Rio 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 Rios.

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

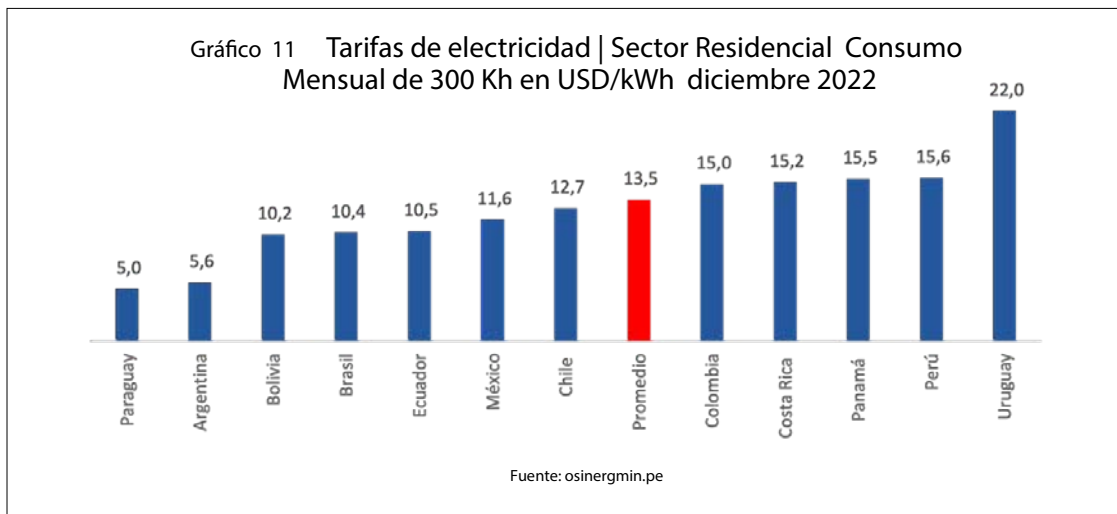
provincia y en el nivel 3 es de 18% y 82% respectivamente en la jurisdicción. En las restantes jurisdicciones se observa la misma situación: mientras más bajo sea el nivel de ingresos, mayor proporción ocupa el VAD y menor proporción el precio de la energía.

**Evolución de tarifas en terminos reales**

La tarifa media eléctrica del AMBA, equivalente a 300 kWh por mes, se ha reducido en términos reales desde diciembre de 2019. A su vez, los diferentes niveles determinados en el programa de segmentación de subsidios han tenido un comportamiento diferente desde su implementación (Gráfico 9). Entre enero de 2019 y agosto de 2023 la tarifa residencial para un consumo promedio se ha reducido 64%. A partir de entonces, la tarifa media para los usuarios del Nivel 2 (bajos ingresos) y nivel 3 (ingresos medios) continuaron su trayectoria decreciente hasta la actualidad, mientras que la factura final para usuarios N1 (altos ingresos) aumentó a partir de la implementación de la segmentación de subsidios. Sin embargo, de no mediar aumento de tarifas en lo que resta del año, se prevé una reducción de la factura eik n términos reales para los tres niveles de usuarios residenciales.

**Relacion factura final/salarios**

En marzo de 2019 la factura llegó al máximo de la serie con un valor, a la moneda de febrero de 2023, de \$7.155. Esto fue equivalente al 3% del salario en aquel mes, medido a partir de la Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTE). En febrero de 2023 la factura media del AMBA para un usuario N 1 es de \$4.660 mientras que para un N 3 es de \$2.257 y para un N 2 de \$1.921 (Gráfico 10). Por otra parte, el último valor publicado del RIPTE, en enero de 2023, indica que en aquel mes las facturas de



un usuario N 1, N 2 y N 3 representan el 1,8%, 1% y 1% del RIPTE respectivamente.

**Comparación regional**

Por último, con datos a diciembre de 2022,

la comparación regional muestra que la tarifa de energía eléctrica al sector residencial en Argenti-

na se encuentra muy por debajo de sus pares de la región. Por caso, por un consumo de 300 kWh/mes una familia argentina paga casi la mitad que en Brasil y la cuarta parte que en Uruguay (Gráfico 11).

<sup>1</sup> Transferencias para financiar gastos corrientes  
<sup>2</sup> La tasa de inflación mensual en febrero se estima como el promedio de inflación de los últimos tres meses  
<sup>3</sup> Entendida como la diferencia entre los gastos corrientes devengados y los gastos pagados  
<sup>4</sup> Al momento del cierre del informe las provincias de Formosa, La Rioja y San Juan no han publicado los cuadros tarifarios correspondientes a febrero. A su vez, Tierra del Fuego y Santa Cruz presentan cuadros tarifarios vigentes a noviembre y diciembre de 2022.

**Tecpetrol**

EXPLORAR ES NUESTRO PUNTO DE PARTIDA.

**Ahora te invitamos a hacerlo juntos.**

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

Como consecuencia de las altas e inusuales temperaturas

# La demanda país de energía subió 12,7% en febrero. En el AMBA 22,5%

**Altas temperaturas:** La demanda país de energía subió 12,7% i.a. en febrero. En el AMBA 22,5%

La demanda de energía eléctrica en febrero subió 12,7 % al alcanzar los 11.904,6 GWh a nivel nacional, con temperaturas superiores a las del mismo mes del año anterior, pero también al promedio histórico del mes. En el caso de las distribuidoras de Capital y GBA (Edenor y Edesur) registraron una suba de 22,5 % en la demanda, informó la Fundación Fundelec.

## Los datos de Febrero

En febrero de 2023, la demanda neta total del MEM fue de 11.904,6 GWh; mientras que en el mismo mes de 2022, había sido de 10.561,2 GWh1 y por lo tanto la comparación interanual evidencia un ascenso de 12,7 por ciento.

En febrero, se produjo un decrecimiento intermensual del -12,4 % respecto de enero de 2023, cuando alcanzó los 13.592,5 GWh y fue el consumo más alto de la historia, destacó el informe. En cuanto a la demanda Residencial de febrero, alcanzó el 49 % del total país, con una suba de 20,4 % respecto a la del mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda Comercial subió 2,9



%, siendo 26 % del consumo total. Y la demanda Industrial representó otro 25 %, con un ascenso en el mes del orden del 2,4 %, aproximadamente.

Por otro lado, y con relación al mes de marzo, se registró una potencia máxima demandada de 29.105 MW el 13 de marzo de 2023 a las 15:28, que se convierte así en el nuevo record histórico.

## El consumo en los últimos meses

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

del 3,8 por ciento en la demanda de energía.

Por otro lado, los registros anteriores muestran que el consumo de marzo de 2022 llegó a los 10.884,5 GWh; abril, 10.149,1 GWh; mayo, 11.730,9 GWh; junio, 13.073,8 GWh; julio, 12.638,9 GWh; agosto, 11.781,4 GWh; septiembre, 10.310,02 GWh; octubre, 10.217,09 GWh; noviembre, 11.319,3 GWh; diciembre de 2022, 13.024,7 GWh; enero de 2023, 13.592,5 GWh; y, por último, febrero alcanzó los 11.904,6 GWh.

En cuanto al consumo de energía por provincia, en febrero fueron 4 fueron las provincias y/o empresas que tuvieron descensos: Misiones (-4%), Corrientes y Formosa (-3%) y Santa Cruz (-1%).

Por su parte, 23 provincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo: La Pampa (24%), EDELAP (22%), La Rioja y EDEN (19%), Chubut (17%), Santia-

go del Estero y Tucumán (16%), Mendoza (14%), Córdoba y San Juan (12%), Catamarca (11%), Entre Ríos (10%), Santa Fe y EDES (8%), Río Negro y Salta (6%), Neuquén, Jujuy y San Luis (5%), EDEA (4%), Chaco (1%), entre otros.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron el 32 % del consumo total país, registraron un ascenso conjunto de 22,5 %. Los registros de CAMMESA indican que EDE-NOR tuvo una suba de 22,6 % en la demanda, mientras que en el área de EDESUR la demanda ascendió 22,4 %. El resto del país subió en su consumo el 8,6 por ciento.

## Temperaturas

En cuanto a las temperaturas, el mes de febrero de 2023 fue más caluroso comparado con febrero de 2022. La temperatura media fue de 25.6 °C,

mientras que en el mismo mes del año anterior fue 23.2 °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 2.652 GWh contra 1.369 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 93,7 por ciento.

A diferencia de la baja que se presenta en los caudales de las principales cuencas del Comahue, como también en el río Uruguay, el río Paraná está presentando caudales por encima de sus valores históricos (por la presencia de lluvias en la Cuenca, sobre todo en Brasil).

Con un despacho térmico menor, el consumo de combustible terminó siendo menor. En el conjunto de los combustibles alternativos se produjo una suba. En febrero entonces siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 55,38 % de los requerimientos totales. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 21,25 % de la demanda, las nucleares proveyeron 4,98 %, y las generadoras de fuentes alternativas el 12,21 % del total. Asimismo, la importación de electricidad (Brasil, Uruguay) representó el 6,18 % de la demanda total.

**VP VICTORIO PODESTA**

75 años de abastecimiento continuo

Gas Natural - Fuel Oil - Gas Oil - Naftas - Lubricantes  
IFO - Fuel Marítimo - Energías Sustentables (fotovoltaica)

comercial@vpodesta.com - (11) 5319 6441



Trabajo mancomunado entre los privados y el Estado argentino

# Genneia y 360Energy avanzan con la construcción del Parque Solar en la Base Antártica Petrel

La energética Genneia anunció que *“ha comenzado la construcción de las bases de hormigón que sostendrán las estructuras del Parque Solar que abastecerá con energía renovable a la Base Petrel, en la Antártida Argentina”*, diseñadas para resistir a los vientos fuertes de la zona (+200 km/h), y también el montaje de los primeros paneles fotovoltaicos.

Hacia fines del 2021, dos empresas líderes en la generación de energías limpias como 360Energy y Genneia se unieron con el Comando Conjunto Antártico Argentino con el objetivo de emprender un proyecto pensado por y para la sustentabilidad, se destacó.

El personal del Comando Conjunto Antártico es el encargado del montaje del parque solar con el apoyo y supervisión de los ingenieros de 360Energy y Genneia, previendo que a fines de marzo se inicien los trabajos de conexión eléctrica y posterior conexión con la red que actualmente tiene la Base con grupos electrógenos impulsado por combustibles fósiles.

La Base Petrel es una de las 13 bases argentinas en la Antártida y se encuentra en el archipiélago Joinville, al pie del glaciar Rosamaría en la rada Petrel de la Isla Dundee, a unos 1.100 kilómetros al sur de Ushuaia.

Esta base está volviendo a ser una base permanente (con presencia humana todo el año) gracias al proyecto de restauración que lleva adelante el Comando Conjunto Antártico, en el cual se enmarca nuestro proyecto de energía renovable, describió Genneia.

Con el objetivo de generar energía limpia para abastecer el consumo de la futura dotación permanente de la Base, futuro polo logístico en la



región, el Parque posee una superficie de 800 metros cuadrados y cuenta con 200 paneles fotovoltaicos policristalinos que dotarán a la Base de una potencia próxima a los 50 KW.

Gustavo Castagnino, director de Asuntos Corporativos y Sustentabilidad de Genneia puntualizó que *“Estamos muy contentos de trabajar junto a 360Energy y el Comando Conjunto Antártico para el desarrollo y construcción del parque solar en la Base Petrel que contribuirá con nuestro compromiso en pos de un cambio positivo en la matriz energética”*.

Maximiliano Ivanisovich, Director de Asuntos Corporativos y Capital Humano de 360Energy afirmó *“Ver que avanza el parque solar en la Base Petrel nos hace sentir orgullosos de como el trabajo mancomunado de empresas privadas y el Estado, en este caso a través del Comando Antártico, tiene resultados concretos y en línea con los valores de sostenibilidad que compartimos”*.

Dos empresas líderes en el sector de las energías renovables como

Genneia y 360Energy desarrollaron, diseñaron y donaron los componentes del futuro parque solar en Base Petrel comprometiéndose con la misión y trabajando en conjunto con el Comando Antártico para concretar un hito en la generación de las energías renovables de nuestro país.

## Acerca del Comando Conjunto Antártico

La República Argentina ha estado presente físicamente en el territorio antártico desde el año 1904, donde ha desarrollado gran cantidad de trabajos de investigación científica, ayudas y salvamentos en apoyo a otros países y ha explorado el continente blanco de forma continua y sin descanso, durante todos estos años.

En la actualidad, se encuentran emplazadas dentro del Territorio Antártico Argentino, 7 bases de ocupación permanente (con personal desplegado durante todo el año) y 6 bases de actividad de verano (temporales), entre la que se encuentra la Base Antártica Conjunta Petrel, que a partir del

dose la decisión de avanzar en ellos durante el año 2020.

En la Campaña Antártica 2021/2022 la base Petrel, luego de casi 44 años como base de verano, pasó a ser permanente iniciándose las tareas para su reactivación y transformación integral.

## La remodelación de la base, está orientada a:

El desarrollo de un nodo científico integrado con laboratorios multidisciplinarios de investigación, ciencia y tecnología, que permita la estadía y el tránsito de científicos, junto con la recepción, almacenamiento, análisis y despacho de muestras.

Un nodo logístico que permita lograr una estrecha vinculación entre los medios logísticos aéreos y marítimos a través de su futuro muelle y pistas de aterrizaje, con el fin de optimizar el apoyo a la Investigación Científica en el Territorio Antártico Argentino mediante una eficiente Actividad Logística Antártica Argentina (ALAA), el Sistema de Búsqueda y Rescate (SAR).

Reorientar el empleo de los recursos aplicados por nuestro país a apoyo a la actividad científica del Programa Antártico Argentino, sin necesidad de incrementarlos, proporcionando una mayor flexibilidad en los apoyos logísticos prestados y un mejor enlace entre nuestro país y la Antártida.

¡Apoyar con las capacidades científicas y logísticas remanentes, actividades de cooperación internacional con otros programas antárticos.

Aprovechar las facilidades de acceso de base Petrel de medios aéreos y navales para centralizar a través de ella, las actividades de búsqueda, salvamento y evacuaciones sanitarias hacia el continente americano.

año 2022 pasó a engrasar la lista de bases permanentes.

La Base Antártica Petrel fue fundada el 22 de febrero de 1967, iniciando como base naval de ocupación permanente, hasta el año 1976 que tuvo que replegarse la dotación debido a un incendio que destruyó por completo la casa alojamiento principal.

Desde esa fecha hasta la actualidad, se ha mantenido como base temporal albergando grupos de trabajo de verano y científicos que llevaron adelante tareas de investigación en ese sector de la Península Antártica.

Las instalaciones de la vieja Base Petrel se emplazan sobre una planicie de material pétreo suelto, conocido como Cabo Welchness (63°28'40" latitud sur - 56°13'37" longitud oeste), único sector de la Isla Dundee no cubierta por el Glaciar Rosamaría. Dicha isla es parte del Archipiélago Joinville, ubicado al noreste de la Península Antártica.

A inicios del año 2000 se retomaron los estudios tendientes a la reactivación de la base como centro logístico, tomán-

## BREVES INTERNACIONALES

### UE pide bajar 15% compras de gas

La UE prorrogará por un año la reducción voluntaria de la demanda de gas en un 15%, de acuerdo con el comunicado. La nueva norma para reducir el consumo de gas entrará en vigor el próximo 1 de abril y estará vigente hasta el 31 de marzo de 2024. Además, los países miembros de la UE deberán informar cada dos meses sobre el ahorro de gas en varios sectores de la economía. El Consejo de la UE también se reservó el derecho de convertir la reducción voluntaria del consumo de gas en una obligatoria en caso de emergencia.

En julio pasado, la Comisión Europea propuso un plan para reducir el consumo de gas en Europa en un 15% hasta la próxima primavera boreal, alegando que el bloque comunitario se expone a nuevos recortes en el suministro de gas procedente de Rusia. De acuerdo con la propuesta, el recorte es voluntario, pero la UE, podría decretar la alerta ante una posible interrupción drástica de los suministros.

### China compró GNL en Yuanes



China acaba de completar su primera transacción de gas natural licuado (GNL) realizada en yuanes, según informó el martes la Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange (Bolsa de Petróleo y Gas Natural de Shanghai). CNOOC y TotalEnergies completaron la primera operación de GNL en el mercado con pago en yuanes, dijo la bolsa en un comunicado recogido por Reuters.

El comercio implicó alrededor de 65.000 toneladas de GNL importado de los Emiratos Árabes Unidos (EAU), agregó la Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange.

El gigante francés, uno de los principales comerciantes de GNL del mundo, confirmó a Reuters que la operación se refería a GNL importado de los EAU, pero declinó hacer más comentarios sobre el acuerdo. China lleva años intentando establecer más acuerdos comerciales en yuanes para aumentar la relevancia de su moneda en los mercados mundiales y desafiar el dominio del dólar estadounidense en el comercio internacional, incluido el energético. El presidente chino, Xi Jinping, afirmó que China y los países árabes del Golfo Pérsico deberían utilizar la Shanghai Petroleum and National Gas Exchange como plataforma para llevar a cabo la liquidación en yuanes de los intercambios de petróleo y gas. En el último año, Rusia ha recurrido al comercio en yuanes a raíz de las sanciones occidentales a sus exportaciones, importaciones y comercio energético, ya que la divisa china se ha convertido en la única alternativa de Putin para reducir su exposición al dólar estadounidense y al euro.

### Japón, importa pese a todo

Las compras de crudo ruso del tipo Sakhalin Blend realizadas el pasado enero, fueron las primeras desde que Japón adquiriera unos 700.000 barriles en mayo de 2022, a pesar de las sanciones impuestas a Rusia en represalia por la guerra en Ucrania.

Tokio logró reducir la dependencia de los recursos energéticos al reducir las importaciones de petróleo en un 90 % y las de carbón en un 60 %.

Pero Japón depende completamente de los suministros energéticos y su mayor proveedor es Rusia, por tanto, este mes volvió a importar crudo de ese país y continuará con otros proyectos rusos.

Así las cosas, las empresas japonesas seguirán participando en los proyectos energéticos rusos en



la isla de Sajalín debido a su importancia para la seguridad energética de Tokio, anunció el lunes pasado el primer ministro Fumio Kishida en una reunión de la cámara alta del parlamento. Al mismo tiempo, el gobierno japonés espera que crezca la demanda de gas natural licuado (GNL). "Por lo tanto, en lo que respecta a los proyectos en Sakhalin, consideramos que son impor-

tantes para garantizar la seguridad energética en nuestro país", argumentó Kishida, explicando que el país mantendrá su participación en el nuevo operador del proyecto de petróleo y gas Sakhalin-1.

Sakhalin Oil and Gas Development Co. (SODECO) de Japón posee una participación del 30% en el proyecto costa afuera del Lejano Oriente ruso.

### Paraguay busca mejorar la tarifa de Itaipú

Paraguay intentará nuevamente renegociar la cláusula que lo obliga a vender a Brasil la energía que no consume de la represa de Itaipú a precios más bajos en el mercado, según el acuerdo firmado por los gobiernos de Paraguay y Brasil en 1973.

Con la deuda de la construcción saldada en enero pasado, Paraguay se dispone a rediscutir partes del acuerdo, considerado históricamente más beneficioso para Brasil y perjudicial para los intereses económicos paraguayos. El año pasado autoridades de Itaipú Binacional establecieron la tarifa de electricidad para el ejercicio 2022 en US\$ 20,75 por kilowatt/mes, es decir, Paraguay no sostuvo su postura inicial para mantener el precio en US\$ 22,60 kW/m, y el valor establecido terminó más cerca del planteamiento brasileño de US\$ 18.90 kW/m.

Como Brasil contrata el 85% de la energía que produce Itaipú, es el mayor beneficiado con la reducción de la tarifa. Con esto prácticamente queda estipulado que la tarifa para el 2023 va a bajar totalmente hacia el objetivo del socio mayoritario. El anuncio se realizó en la 1.138ª reunión extraordinaria del Directorio Ejecutivo y la 316ª reunión extraordinaria del Consejo de Administración desarrollada hoy en la Central Hidroeléctrica de Hernandarias. El otro reclamo de Paraguay es poder comercializar la electricidad que no consume entre terceros países, sin estar obligado a entregarla a su contraparte brasileña, como sucede actualmente. Esto no solo sería beneficioso para Paraguay sino para la región, ya que Brasil y Argentina podrían beneficiarse de la energía producida por las represas.

## Creció la producción de gas en EE.UU

La producción de gas natural de EE.UU creció un 4% (4.900 millones de pies cúbicos diarios [Bcf/d]) en 2022, con una media de 119 Bcf/d. Tres regiones -Appalachia, Permian y Haynesville- representaron el 60% de toda la producción estadounidense en 2022, proporción similar a la de 2021, de acuerdo con las cifras de la EIA (Energy Information Administration)

En 2022, la región de los Apalaches en el noreste produjo más gas natural que cualquier otra región de EE.UU., representando el 29% de las extracciones brutas de gas natural de EE.UU. (o 34,6 Bcf/d).

Aunque los Apalaches siguen siendo la región productora de gas natural más prolífica de EE.UU., el crecimiento de su producción se ha ralentizado porque no se dispone de suficiente capacidad de transporte por gasoducto para transportar más gas natural. En 2022 no se produjo ninguna ampliación importante de la ca-

pacidad de los gasoductos del noreste. En 2021, las extracciones brutas de gas natural en la región de los Apalaches habían crecido en 1,4 Bcf/d. En 2022, el crecimiento fue de solo 0,1 Bcf/d, menos que en 2020, cuando la pandemia COVID-19 y los esfuerzos de mitigación posteriores limitaron el crecimiento de la producción.

## Cayeron inversiones eólicas en UE

Más de un 50% cayeron las inversiones en el sector eólico europeo según WindEurope, anteriormente Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) con sede en Bruselas. Durante 2021 se invirtieron 41 mil millones de euros contra los 17 mil millones registrados en 2022, la cifra más baja desde 2009

Esos 17.000 millones se traducen en una capacidad total de 12 GW, 10 de ellos en la UE, que se construirán en los próximos años, en su mayor parte en tierra salvo por Francia, que sí atrajo inversiones en "dos pequeños proyectos eólicos marinos flotantes con una capacidad total de 60 megavatios (MW)".

## La planta fotovoltaica de Puerto Peñasco a punto de comenzar a operar

En esta primera fase sólo se encenderán 120 megawatts. La planta, cuenta con una inversión de 1.644 millones. La etapa uno contempla, además, la edificación de una línea de transmisión asociada de 25 kilómetros a través de la que se entregará la electricidad generada a los Estados de Sonora, Chihuahua y Sinaloa. En el proyecto se han incluido también 648 kilómetros de líneas de transmisión, cuatro subestaciones eléctricas y 192 megawatts de capacidad insta-

lada de baterías para dar servicios de respaldo. Con una capacidad de generación de 1.000 megawatts, la central se construyó en una superficie de 2.000 hectáreas, terreno en el que cabrían 315 estadios Azteca (el estadio más grande de México y uno de los más amplios del mundo). Su capacidad de generación es suficiente para alumbrar 100 millones de lámparas ahorradoras de 10 watts, y beneficiará a una población de 1,6 millones de habitantes.

ARQUITECTURA CORPORATIVA



Identidad para sus espacios.

Look & Feel Corporativo para Pan American Energy en Buenos Aires.

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

Más de 20 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 State, Desarrollo de Imagen Corporativa, Proyectos Audiovisuales y Creatividad para Stands. Pónganos a prueba.

[www.balko.com.ar](http://www.balko.com.ar)

**BALCO**

**we Get Involved.**

# Nuclear, la película

El director Oliver Stone presentará a fines de abril una película documental en apoyo a la energía nuclear, en donde el multipremiado cineasta apela al uso de este tipo de energía, que considera que ha sido satanizada. Se trata de Nuclear, un filme donde, según el tráiler, tanto el cineasta como los expertos entrevistados argumentan que la energía nuclear es el futuro y que las fuentes de carbón y gas representan una amenaza para

el planeta. *"No debes tener miedo a la energía nuclear, puede salvar a la humanidad"*, dice el tráiler del filme, el cual se estrenará el 28 de abril en cines, mientras que posteriormente estará disponible en plataformas de streaming.

*"El carbón es peligroso. Mueven más personas en relación con el carbón en un par de semanas que en todo el tiempo en relación con la energía nuclear, que se asoció con un solo inci-*

*dente en Chernóbil"*, dice un experto consultado en la cinta.

De acuerdo con el portal Deadline, Stone escribió el filme en conjunto con el profesor Joshua S. Goldstein, autor del libro *A Bright Future*, publicado en 2019, en donde defiende la energía nuclear como una solución energética vital frente al cambio climático. La película, asevera el portal, muestra un acceso sin precedentes a la industria nuclear en Francia, Rusia y Esta-

dos Unidos. En un comunicado dirigido a Deadline, Oliver Stone señaló que la energía nuclear ha sido satanizada; sin embargo, dijo, *"la energía nuclear es cientos de veces más segura que los combustibles fósiles, y los accidentes son extremadamente raros"*. *"Una pregunta clave que enfrentamos como ciudadanos del mundo es cómo protegemos y proporcionamos recursos para nuestro futuro"*, agregó el director.

## Compromiso de Wintershall con el medioambiente

En el marco del proyecto Greensand para mitigar los efectos del cambio climático Wintershall Dea anunció nuevos almacenamientos de CO<sub>2</sub>.

Como parte del proyecto *"Greensand"*, la empresa transporta dióxido de carbono desde una planta industrial en Bélgica a Dinamarca, donde se almacenó de manera segura en el agotado campo petrolero Nini West en el Mar del Norte danés. Durante la fase de demostración, se inyectarán hasta 15.000 toneladas de CO<sub>2</sub> en el embalse a principios de abril. A partir de 2025/26, se podrían inyectar 1,5 millones de toneladas de dióxido de carbono cada año. En la fase final de expansión, que comenzará en 2030, se prevé que esta cifra aumente hasta 8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año, o más del 13 por ciento de las emisiones anuales totales de Dinamarca. La participación en el proyecto Greensand demuestra que la petrolera quiere ser parte de la solución, ampliando sus actividades en el campo de la gestión del carbono.

**IAPEG**

**AOG**  
XIV ARGENTINA OIL & GAS  
EXPO 2023

5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de  
**Seguridad, Salud Ocupacional  
y Ambiente en la Industria del  
Petróleo y del Gas** **IAPEG**

**11 - 14.9.2023**  
La Rural, Predio Ferial  
Buenos Aires, Argentina

**IAPEG** INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETROLEO Y DEL GAS

messe frankfurt