



Agustín Torroba

La renta financió políticas distributivas de corto plazo que terminaron minando la estabilidad política

La renta petrolera argentina: lecciones del pasado para proyectar el futuro



Daniel Montamat

Página 5

Energía & Negocios Internacional

Año XXVI N° 301 - Fundado en 1995 - Agosto de 2021 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 180



Neuquén sigue empujando la producción

Registró en junio un nuevo récord, al crecer 21,22% respecto a igual período del año pasado

Página 2

El mercado de M&A

¿Qué Pasa en Argentina y el Mundo?

Por Juan Tripier

Página 6

Electricidad

La demanda subió 12,1% en Junio

Página 14

Litio

Ganfeng se consolida en argentina

Por Víctor Delbuono

Página 17

Rige la emergencia hídrica en la Cuenca Paraná-Paraguay-Iguazú

Por Santiago Magrone

Página 10

El rol de la energía en la recuperación económica post pandemia

Transición no es sustitución

Página 8



Por Ing. Carolina Sánchez

La energía se está reinventando, Total evoluciona a TotalEnergies.



Neuquén sigue empujando la producción

La producción neuquina de crudo creció en junio un 21,22% respecto a igual período del año pasado, con un volumen total de 193.506 barriles por día, lo que significó un récord para los últimos 16 años.

Frente a mayo pasado, la mejora fue de 2,28%, mientras que en el acumulado del primer semestre llegó al 19,36% en comparación con igual período de 2020.

“La producción registrada en Vaca Muerta confirma mes a mes la calidad geológica de la formación”, destacó el gobernador Omar Gutiérrez en un comunicado.

Asimismo, manifestó que “nuestras previsiones son las de culminar este año con una producción diaria de 235.000 barriles de petróleo, y estas cifras nos marcan que vamos por el camino correcto”, y agregó que “lo logrado este año es muy importante porque la pandemia de coronavirus afectó a todo el mundo, sin embargo ninguna empresa se fue de Neuquén, por el contrario, llegaron más”.

Las cifras fueron dadas a conocer por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales quien señaló que la variación positiva con respecto a mayo se explica principalmente por el incremento de producción en las áreas Cruz de Lorena, Fortín de Piedra, Lindero Atravesado y La Calera.

Además, informó que la producción de gas en territorio provincial llegó en junio a los 74,66 millones de metros cúbicos por día, lo que significó una suba del 8,08% con respecto a igual mes del 2020 y del 8,71% en la comparación con mayo pasado.

La suba del último mes se debe principalmente al aumento de producción en las áreas Fortín de Piedra, El Orejano, Rincón del Mangrullo y La Calera.

Mayo, también bueno

En mayo la producción de petróleo en Neuquén había aumentado un 44,44% con respecto a al mismo mes del 2020, con un volumen total de 189.199 barriles por día, lo que significó un nuevo récord vinculado al desarrollo de operaciones en Vaca Muerta.

El crecimiento de la producción se reflejó en el acumulado durante los primeros cinco meses del año con un 18,98 % con respecto a igual período de 2020.

Gutiérrez destacó la necesidad

de “acelerar el desarrollo de Vaca Muerta en el corto plazo para concretar en los hechos toda la potencialidad que geológicamente ha demostrado”. “Lo logrado este año es muy importante porque la pandemia de coronavirus afectó a todo el mundo, sin embargo ninguna empresa se fue de Neuquén, por el contrario, llegaron más”, aseguró.

El Ministerio de Energía provincial precisó que el crecimiento de mayo fue debido al incremento de producción en las áreas Rincón la Ceniza, Fortín de Piedra, Bajo

del Choique-La Invernada, Loma La Lata-Sierra Barrosa y Bajada de Añelo (Vaca Muerta).

La producción de gas, por su parte, experimentó una leve suba, cortando de esta forma la caída sostenida que registró en el último año con 68,67 millones de metros cúbicos por día durante mayo, que representó un 1,61 % más que en el mismo mes de 2020 y un 11,54 % más que en abril de este año.

Sin embargo, el acumulado entre enero y mayo de 2021 registró una caída del 7,9 % con respecto al mismo

período del año anterior.

La suba de la producción de gas en mayo pasado fue debido al incremento de la actividad en las áreas de Fortín de Piedra, Rincón del Mangrullo, El Orejano, Río Neuquén, El Mangrullo y La Calera.

Del total de lo producido de petróleo durante mayo pasado, el 79 % fue no convencional, mientras que en el caso de la producción de gas fue del 71 %.

Récord 2020

La producción anual de petróleo en Neuquén registró un incremento superior al 8,5% a lo largo de 2020, mientras que la de gas marcó una caída en un porcentaje similar, según el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén.

El organismo provincial precisó que la producción de petróleo de diciembre pasado fue de 163.950 barriles por día, lo que representó un crecimiento interanual del 2,18% y 3,47% respecto a noviembre. Con la mejora del último mes del año pasado, el acumulado de 2020 marcó un avance de 8,57% frente a 2019.

Por el contrario, la producción de gas en diciembre alcanzó en la provincia los 60,54 millones de metros cúbicos por día, un 12,72 por ciento menos que en igual mes de 2019, y explicó que “la variación negativa con respecto a noviembre fue del 1,75 por ciento, mientras que el acumulado de 2020 tuvo una caída del 8,43 por ciento en la comparación con 2019”.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales informó que la participación del no convencional en la producción de petróleo fue del 77 por ciento, mientras que en el caso del gas llegó al 68 %.

Pensar en Exportar

El ministro de Energía y Recursos Naturales, de Neuquén Alejandro Monteiro, manifestó la necesidad de incrementar la infraestructura para el transporte de la producción de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta, al exponer vía remota en el Simposio y Expo Internacional #Infraestructura y Minería 2021.

“Si queremos desarrollar Vaca Muerta con el potencial que tiene, es una necesidad incrementar la infraestructura de evacuación y de transporte que tenemos hacia el resto del país para incrementar la demanda local y para la exportación”.

El titular de la cartera energética afirmó que “hoy la actividad en Vaca Muerta está enfocada principalmente en la ventana de petróleo porque hay precios adecuados, porque hay posibilidades de incrementar la demanda a partir de las exportaciones y porque hay infraestructura disponible para transportar sin inconvenientes esa producción”. Al referirse a la producción de gas, dijo que “tiene una proyección un poco más moderada debido a la incapacidad de transportar más gas desde la Cuenca Neuquina (la capacidad máxima actual ronda los 80 millones de metros cúbicos por día), y para eso es necesario incrementar la infraestructura



Alejandro Monteiro

de gasoductos troncales”.

“Debemos trabajar para aprovechar ese gas, porque el gas es el combustible por excelencia para, por lo menos, la primera etapa de la transición energética que todo el planeta está transitando”, sostuvo.

Monteiro destacó que el país tiene “gas abundante y disponible, y seguramente se va a poder producir a precios competitivos si se generan las condiciones necesarias”.

El funcionario también manifestó que “hay que generar las condiciones para que las empresas que tienen proyectos, accedan al capital de inversión, además de certidumbre respecto a las reglas, precios equivalentes a los que se manejan a nivel global, para vender en iguales condiciones y sin ningún costo adicional, permisos de exportación firmes y con plazos”.

“Ese es el gran desafío: tener medidas que garanticen una actividad de inversión y que esas medidas se cumplan en el tiempo porque en definitiva eso va a redundar en una producción de energía que nos va a permitir desarrollar proyectos competitivos, tanto para abastecer el mercado interno, como para exportar otros productos”, concluyó.

Energix

Más de 15 años
comercializando energía,
con la combinación más
eficiente para tu negocio

Para más información encontramos en
www.energix.com.ar

Aseguró el secretario de Energía Darío Martínez

Plan Gas Ar evitó duplicar la importación de gas oil para usinas

El secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez afirmó que “el Plan Gas.Ar (activado en febrero último) ya genera este año mayor producción, gran ahorro fiscal y de divisas, además de haber evitado cortes de energía eléctrica”.

Martínez explicó que “el objetivo de parar el declino ya fue superado. Con gran actividad y récord de perforación y conexión de nuevos pozos, la producción total del país ya está superando en más de 5 % la de esta misma semana del año pasado”.

La Secretaría difundió un informe propio referido a los “Resultados Plan Gas Ar” al mes de julio, y en tal sentido Martínez aseveró que “hasta fin de año, el Plan Gas.Ar habrá aportado nuevos 2.777 millones de metros cúbicos por encima de la proyección declinante que encontramos al inicio de nuestra gestión”.

El Secretario afirmó al respecto que “sin la producción adicional que aportó el Plan Gas.Ar, habríamos tenido que importar el doble de combustibles alternativos, y de todas maneras, habríamos tenido cortes de energía del orden del 12 % de la demanda

durante las semanas del 19 y 26 de junio”. En referencia a las importaciones (de GNL y combustibles líquidos para usinas) el funcionario nacional explicó que “diversas situaciones se combinaron para haber tenido que importar más que el año pasado, pero si el Plan Gas Ar no hubiera aportado 2.777 millones de metros cúbicos, la importación de combustibles alternativos se hubiera duplicado con el consiguiente costo fiscal y erogación en divisas”. “La sequía histórica de las cuencas del Paraná, el Uruguay y el Litoral, los paros de gremios navales, la parálisis de 22 días de la actividad en Vaca Muerta durante abril, entre otras cuestiones, requiere la importación de combustibles alternativos equivalentes a 2,5 millones de metros cúbicos de gas oil. Pero sin Plan Gas Ar esas importaciones se hubiesen duplicado, trepando a 4,95 millones de m³ de gasoil equivalente”, puntualizó.

“Es una alegría ver cómo más de once mil trabajadores que habían sido despedidos o estaban suspendidos por la parálisis de la actividad que heredamos, hoy levantan los

equipos, perforan y generan esta verdadera resurrección de la explotación gasífera”, manifestó Martínez, quien agregó que “con las pymes y las empresas regionales trabajando, el Plan Gas.Ar alcanzó otro objetivo”.

El secretario de Energía declaró que “el incremento de la producción que genera el Plan Gas.Ar producirá este año un ahorro fiscal de \$ 78.000 millones y un ahorro de divisas por US\$ 1.150 millones por reemplazo de importaciones de combustibles alternativos que se hubieran necesitado quemar para la generación de la energía necesaria para cubrir la demanda de hogares e industrias”.

Martínez expresó que “todas las empresas en todas las cuencas están cumpliendo con la inyección comprometida. Las cuencas Neuquina y San Jorge superan ya la producción de gas del año pasado para estas mismas semanas, en 10 % y 5 % respectivamente. Las tres empresas de mayor producción están inyectando desde Vaca Muerta 5 millones de m³/día más que el año pasado”, remarcó.

Alfonsi deja la compañía

Cambios en la estructura de YPF

El Directorio de YPF aprobó cambios en la estructura organizativa de primer nivel de la compañía con el objetivo de “profundizar el proceso de transformación hacia una empresa más ágil y flexible de cara a los desafíos presentes y futuros que plantea el escenario energético nacional y mundial”, comunicó.

Se crea la Vicepresidencia de Personas y Cultura en reemplazo de la antigua Vicepresidencia de Recursos Humanos.

Florencia Tiscornia, actual gerenta de Recursos Humanos de Downstream, asumirá esta Vicepresidencia y desde ese lugar tendrá el objetivo de promover una cultura en red, ágil y colaborativa, que resignifique la forma de trabajar con base en un nuevo estilo de li-

derazgo y la innovación. Se crea también la Vicepresidencia de Tecnologías Digitales que estará a cargo de Sergio Fernández Mena. Esta nueva estructura será clave para acelerar la implementación del cambio digital, adoptar procesos de clase mundial y generar entornos modernos de colaboración y trabajo.

Gustavo Medele, actual vicepresidente de Recursos Humanos asumirá como Vicepresidente de Servicios, en reemplazo de Carlos Alfonsi quien deja la compañía.

La Vicepresidencia MASS, a cargo de Gustavo Chaab, pasará a denominarse Vicepresidencia de Sustentabilidad, Ambiente, Salud y Seguridad, elevando al más alto nivel una mirada clave sobre la transición energética.

Para conocer el potencial de Vaca Muerta

YPF perforará dos pozos en Mendoza



La petrolera YPF anunció la realización del primer proyecto para conocer el potencial de la formación no convencional Vaca Muerta en la provincia de Mendoza y con una inversión de 17 millones de dólares, la compañía perforará dos pozos horizontales en el sur de Malargüe, dentro de los bloques CN-VII y Paso de las Bardas Norte.

Este piloto, indicó la compañía, “constituye un paso estratégico para el futuro petrolero provincial y nacional, ya que abre nuevas perspectivas ante la posibilidad de ampliar los límites geográficos para el desarrollo de este yacimiento no convencional”.

El presidente de YPF, Pablo González, y el CEO, Sergio Affronti, le presentaron al gobernador Rodolfo Suárez los principales proyectos que tiene la compañía en carpeta para la provincia durante una reunión que mantuvieron en la

Casa de Gobierno

Las autoridades de YPF confirmaron los planes de ampliación y modernización del Complejo Industrial Luján de Cuyo, con inversiones por 103 millones de dólares, para adaptar las instalaciones a las nuevas especificaciones de combustibles y ampliar la capacidad de procesamiento y distribución. La conducción de la empresa manifestó, además, su interés en impulsar proyectos de recuperación terciaria de hidrocarburos con inversiones estimadas de 71 millones de dólares, que incluyen el montaje de 4 plantas de inyección de polímeros en Chachahuen y pozos de delineación y pruebas de inyectividad en Cerro Morado. Los resultados de estos proyectos piloto definirán una potencial inversión de 400 millones de dólares en el desarrollo de la recuperación terciaria. A cambio, la Provincia se compromete a reducir al 50 % las regalías actuales para viabilizar dichas inversiones.

Además, YPF solicitó la extensión por 10 años de las concesiones de las áreas Chihuido de la Salina, Chihuido de la Salina Sur y Paso de las Bardas Norte, comprometiendo inversiones por 25 millones de dólares.

González y Affronti también explicaron detalles del avance de los proyectos de reactivación de pozos en el marco del plan Mendoza Activa Hidrocarburos, para el que YPF destinó más de 1.000 millones de pesos.

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+ 9 1157466979
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 - Fax +54 11 4132 4101

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

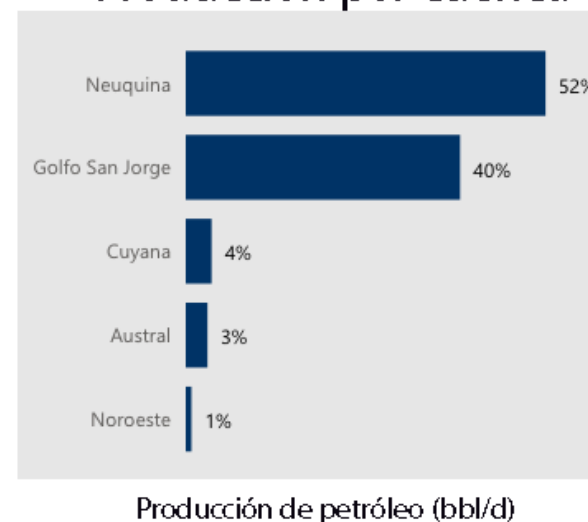
Según la consultora Ricsa, después de un comportamiento positivo de 8 meses

La actividad disminuyó a nivel nacional

Evolución de la producción a junio

Basin	Last Year Production	Last Month Production	Actual Last Month Production	Δ% Yearly Oil	Δ% Monthly Oil
Neuquina	235.837	264.228	267.975	▲ 13,6 %	▲ 1,4 %
Golfo San Jorge	208.677	207.284	204.330	▼ -2,1 %	▼ -1,4 %
Cuyana	17.889	19.990	19.227	▲ 7,5 %	▼ -3,8 %
Austral	15.253	16.720	16.164	▲ 6,0 %	▼ -3,3 %
Noroeste	4.775	4.263	4.228	▼ -11,5 %	▼ -0,8 %
Total	482.432	512.485	511.923	▲ 6,1 %	▼ -0,1 %

Producción por cuenca



En 2020 se llegó a la producción mensual más baja de petróleo de los últimos años, con un valor promedio de 454,755 barriles diarios.

Octubre marcó un nuevo punto de partida a partir del cual la producción mensual se mantuvo en una suba constante hasta el pasado mayo, llegando a una producción promedio de 512,485 barriles diarios

rios y recuperando los valores que se tenían en junio 2019. Según un informe de la consultora RICSА - Regional Investment Consulting.

Durante el pasado mes de junio, la racha se cortó y rompió con una tendencia creciente para caer levemente a una producción promedio de 511,718 barriles diarios.

La situación no es la misma

cuando se habla del gas natural, al contrario, en términos gasíferos la producción aumentó en un 4,7% llegando a 126,994 millones de m3 diarios y ya superó su valor de marzo del año pasado.

La caída del crudo se da a lo largo de todas las formaciones productivas a excepción de Vaca Muerta que sostiene su fuerte actividad

y sigue creciendo en términos productivos, con un 30,33% y un 29,79% de la producción de gas y petróleo del país, su importancia sigue aumentando para la Argentina.

En el mes de junio su generación petrolera incrementó en un 3%, mientras que su incremento para el gas fue del 20%.

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

Wintershall y DEA se convierten en Wintershall Dea.
Exploramos y producimos gas y petróleo - en todo el mundo.
Responsable y eficientemente. Ahora avanzamos juntos.
Somos pioneros de corazón, con 245 años de experiencia
en ingeniería de excelencia.

wintershalldea.com



La renta financió políticas distributivas de corto plazo que terminaron minando la estabilidad política

La renta petrolera argentina: lecciones del pasado para proyectar el futuro

Por Daniel Montamat*
y Agustín Torroba**

A principios de los sesenta del siglo pasado, Noruega era una de las economías menos desarrolladas y pobres de Europa. En los setenta se descubren los recursos petroleros del Mar del Norte y Noruega empieza a explotarlos con su compañía estatal y con empresas privadas.

Los altos precios de aquella época permitieron generar una renta sobre los caros costos de la explotación offshore. La renta (diferencia entre precios y costos) que apropiaba el estado noruego a través de cánones, regalías e impuestos (y los dividendos que aportaba la empresa estatal) empezó a ser acumulada en un fondo soberano intergeneracional que genera utilidades y que está blindado de los vaivenes políticos cortoplacistas.

Ese fondo hoy acumula más de 1 billón de euros, y, el año pasado, en plena pandemia, obtuvo rendimientos de 10.9% con sus inversiones. Este fondo de pensiones creado hace 26 años fue clave en la transformación económica y social de Noruega, hoy una de las economías más ricas del mundo (medida en ingreso per cápita) y con los mejores índices de desarrollo humano.

La riqueza petrolera fue una bendición para Noruega. Pero hace 30 años, Venezuela era la economía más rica de Latinoamérica. La certificación de reservas probadas de petróleo la convirtió en el país con mayores reservas petroleras del mundo (más que Arabia Saudita que quedó en segundo lugar). Venezuela también se benefició con las vacas gordas de los altos precios y de la renta excepcional, pero allí predominaron otras políticas de gestión de la bonanza.

La renta financió políticas distributivas de corto plazo que terminaron minando la estabilidad política y convalidando una economía extractivista no sustentable. Hoy

Venezuela produce un cuarto del petróleo que producía décadas atrás, su producto no deja de caer, el éxodo venezolano no tiene parangón en la historia de la región, y el país detenta índices de ingreso per cápita y de pobreza que lo colocan entre los peores de Latinoamérica.

La riqueza petrolera aparece como una maldición para Venezuela. Por supuesto que inciden causas múltiples en la evolución de ambos países, pero si uno pone el foco en la riqueza petrolera que los dos compartieron, el enfoque de la apropiación, el reparto y el uso de la renta petrolera que hicieron es clave para diferenciar su destino.

Cuando la riqueza petrolera apuntala una cultura productiva, enriquece a la sociedad; cuando, en cambio, aceita una cultura rentista, favorece a una minoría a costa del empobrecimiento general.

La existencia de reservas de petróleo o gas en un determinado territorio es un legado de la naturaleza. Esas reservas están distribuidas en yacimientos de distinta dimensión, productividad y costos. La renta de un yacimiento en Medio Oriente es mayor que la de un yacimiento en Venezuela; y la de un yacimiento en Venezuela, mayor que la de uno en Argentina. Como la renta surge como diferencia entre precios y costos, su valor es muy variable en el tiempo, aún en un mismo contexto geológico.

Pero la decisión de inversión en la industria petrolera depende de la existencia de renta potencial, y de las reglas que rigen su apropiación y reparto. La característica económica básica del negocio petrolero es calcular el valor de las reservas que razonablemente se espera encontrar, y compararlo con el riesgo y con el costo de explorarlas, de desarrollarlas, de producir y de comercializarlas. Negocio de apropiación y distribución de renta, donde, países como la Argentina son tomadores de precios del mercado internacional, pese a



la resistencia a seguirlos y a reemplazarlos por precios de un "barril criollo" divorciado de esas referencias; y donde los costos sí dependen de la geología y de las políticas públicas, de la macroeconomía y de la microeconomía energética argentinas.

Hubo años en que la renta del petróleo en la Argentina alcanzó los 20.000 millones de dólares (recordemos que antes de la crisis financiera del 2008 la cotización del barril WTI llegó a los 147 dólares), y otro año (2016) en que la renta fue negativa. La renta petrolera total del período 1993-2018 según la investigación del libro La Renta del Petróleo en la Argentina fue de 185 mil millones de dólares corrientes.

El gobierno (nacional y provincial) participó en la distribución de esa renta con un 42%, las compañías petroleras con un 23% y los refinadores y consumidores aguas abajo con el restante 35%. En un mercado petrolero internacionalizado y con razonable competencia, donde los precios del crudo y los productos derivados reflejan los precios de frontera (referencias internacionales), los actores de la distribución de la renta son el gobierno (nacional y provincial) y las empresas productoras.

En contextos como el del mercado argentino, donde ha habido intervención en los

precios, el reparto de la renta incorpora un nuevo actor aguas abajo, que puede ser el sector refinador (ampliando sus márgenes) o el consumidor de productos derivados si la transferencia de renta se traslada por completo a los precios finales que se pagan en el surtidor.

A su vez, el consumidor final de productos (nafta, gasoil) también puede generar una renta excepcional al circuito aguas arriba si paga precios en el surtidor asociados a un barril doméstico que cotiza por encima del precio del barril en el mercado internacional.

La Argentina es un país con petróleo, no petrolero, y la renta generada en nuestra geología no es comparable a la que se puede generar en Noruega y en Venezuela, pero queda claro que con la apropiación de renta que hicieron los gobiernos de las provincias con hidrocarburos (regalías e impuesto a los ingresos brutos), y la que hizo el gobierno nacional (impuesto a las ganancias, retenciones a la exportación) los recursos se utilizaron en usos corrientes y nunca se planteó la creación de un fondo soberano o contracíclico (como los chilenos lo constituyeron para el cobre).

Los vaivenes de precios intervenidos y los costos de la inestabilidad macroeconómica argentina han alterado de

manera recurrente las reglas que rigen la apropiación y el reparto de la renta con impacto directo en las decisiones de inversión de la industria, y, por ende, en la evolución de las reservas y en la evolución de la producción.

Los datos constatan que cuando hay desacople de precios locales respecto a los precios de frontera y se distorsionan las señales que definen el cálculo de la renta y su distribución, por más que el sector productor siga recibiendo renta en valores absolutos, se verá afectada la explotación petrolera con caída de la producción y de las reservas probadas. La incertidumbre sobre la renta afecta los fundamentos del negocio.

Cae la inversión en reposición de reservas (inversión exploratoria) y se sobreexplota el yacimiento maduro que está en producción. Estos problemas se magnifican en la explotación de los recursos no convencionales, que, en la etapa de factoría (explotación intensiva) se asemeja más a una explotación minera.

La irrupción de las energías verdes y la presión política internacional para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, auguran que muchas reservas de petróleo y gas dormirán el sueño de los tiempos.

La Argentina tiene una industria petrolera de más de 100 años de antigüedad y debe acelerar el ritmo de exploración y explotación de sus recursos antes de que sea tarde.

El enfoque de la renta y la previsibilidad de los mecanismos que rigen su apropiación y reparto, además de la experiencia comparada, deben guiar las políticas públicas en la nueva "batalla del petróleo" que hay que librar.

*Ex secretario de Energía de la Nación
**Ex director de Biocombustibles de la Nación

Autores del libro La Renta del Petróleo en la Argentina. EUDEBA. 2021

Suscríbase
Energía&Negocios

+54 91157466979

publicidad@energiaynegocios.com.ar

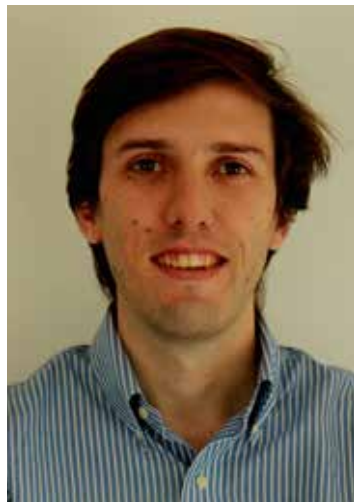
energía  humana
en acción™

Para el analista el mercado de fusiones y adquisiciones (M&A) el 2021 es un año clave

¿Qué Pasa en Argentina y el Mundo?

Por Juan Tripier *

La actividad de fusiones & adquisiciones (M&A según sus siglas en inglés) se potencia durante los ciclos de cambio y este año no ha sido la excepción. Con niveles de incertidumbre más bajos a lo que fue el 2020 y la actividad económica en miras a recuperarse, muchas empresas están recalibrando sus estrategias, lo cual posiciona al 2021 como un año clave para el M&A.



Panorama Internacional

Durante el primer semestre del año 2021 la actividad de fusiones & adquisiciones a nivel global alcanzó niveles récord. Según el último informe de 'Global M&A Industry Trends' publicado por PwC, el valor operado fue de USD 2.400 mil millones en 29.000 transacciones, lo cual representó un incremento del 135% en comparación al mismo periodo del 2020 y de un 40% contra 2019. Este año está en camino a ser uno de los más activos en la historia del M&A.

Son varios los factores que están impulsando este ritmo de actividad. Uno de los más destacados es un incremento extraordinario del acceso al capital, el cual se ha acentuado por los planes de estímulo de las economías desarrolladas junto con tasas de interés en niveles bajos o hasta negativos. Se estima que sólo entre los fondos de Private Equity (PE) y las Sociedades de Propósito Específico para la Adquisición de Empresas (SPACs según sus siglas en inglés) tienen en conjunto cerca de USD 2.500 mil millones en fondos disponibles o *dry powder* para colocar – una cifra récord.

En el caso de corporaciones, la disrupción que hubo por el COVID llevó a que muchos grupos revisen sus portafolios y readequen sus estrategias. Estas revisiones llevaron a transacciones de desinversiones y también a adquisiciones – en general el capital se ha reorientado a los segmentos de negocio con mayor potencial de crecimiento dentro del nuevo contexto post COVID.

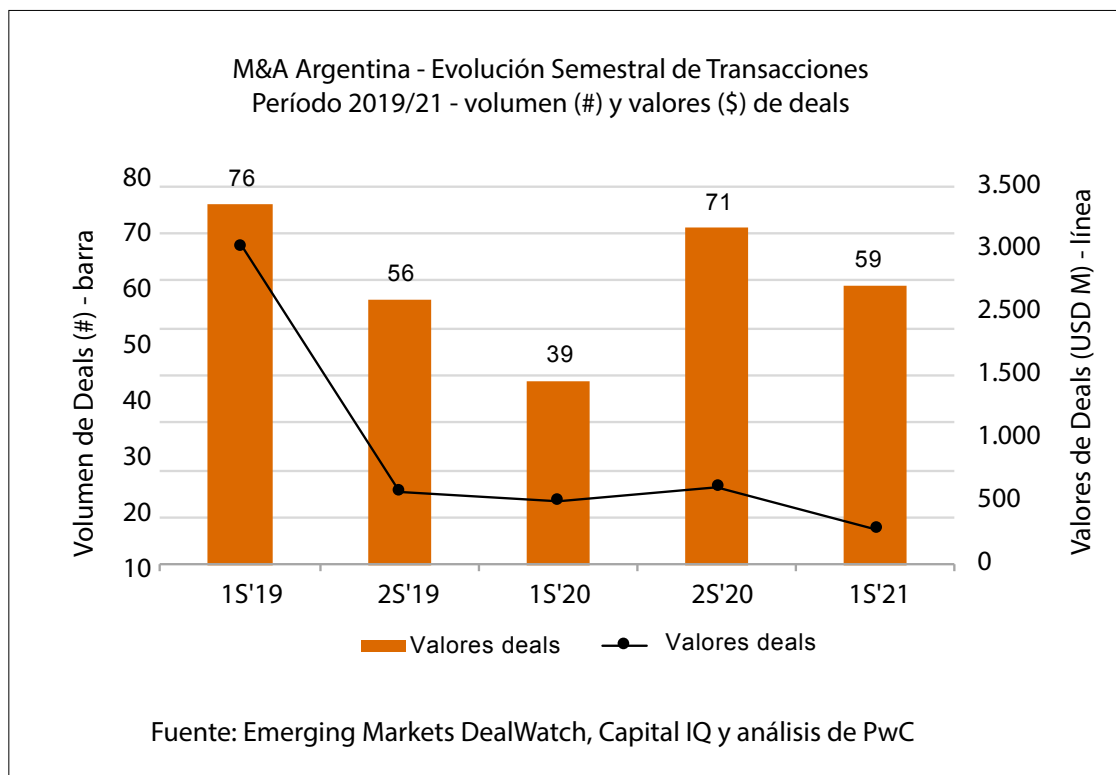
Con toda esta liquidez dando vueltas, es posible que en el corto y mediano plazo veamos una puja por adquisiciones entre PE, SPACs y corporaciones, presionando más para arriba las valuaciones.

Otros aspectos destacados del semestre incluyeron:

Cerca de la mitad del valor operado fue en Norteamérica (impulsado por su rápida recuperación económica), seguido por Europa y Asia.

El deal size (valor promedio por transacción) ha continuado creciendo, generando que se registre un número importante de *Mega Deals* (transacciones con un valor por arriba de los USD 5.000 millones).

Tecnología, Medios y Telecomunicaciones (TMT) generó cerca de un tercio de la



actividad en monto y volumen (este número se incrementa si se toman en cuenta compañías que tienen un modelo de negocios con una fuerte orientación a la tecnología). Uno de los principales drivers de M&A en 2021 viene siendo la aceleración de la adopción de tecnología – capacidades que en general las empresas tienen que salir a buscar puertas afuera.

Hubo un mayor número de transacciones domesticas (comprador y vendedor son de un mismo país). Seguramente esto tenga que ver con el contexto de restricciones de viajes que varía en cada país, las cuales dificultan la implementación de transacciones cross-border.

Un aspecto que ha tomado cierta relevancia es el de Medio Ambiente, Gobernanabilidad y Sustentabilidad (ESG según sus siglas en inglés). Aspectos ambientales tal como huella de carbono y prácticas laborales a nivel de sueldos, discriminación,

inclusión, entre otros, están siendo tenidos cada vez más en cuenta al momento de realizar inversiones.

Por ahora el escenario internacional parece ser alentador. El desafío estará relacionado en poder predecir hasta cuando puede mantenerse este *bull market* en los mercados financieros. Mientras tanto hay oportunidades para aprovechar.

Actividad en Argentina

Ahora entramos en Argentina en donde el panorama es un poco más complejo.

Analizando la evolución de la actividad de M&A en el país (ver gráfico), se observa que durante el primer semestre del año 2021 el volumen de transacciones se mantuvo relativamente estable en comparación con 2020. Sin embargo, los montos operados han venido cayendo y se encuentran en uno de los niveles más bajos de la última

década.

La tendencia de los últimos semestres viene siendo que se generan un alto volumen de transacciones, pero de montos chicos. En línea con esto, analizando la evolución de los rangos de valor por deal, se observa que desde 2019 la cantidad de transacciones con montos mayores a USD 100 millones ha caído significativamente.

Cabe destacar que el M&A es una actividad que en general necesita de cierta previsibilidad y estabilidad macroeconómica (entre otros aspectos), y esto es algo que en la Argentina de los últimos años ha faltado, lo cual impacta sobre los niveles de inversión y hace que las grandes transacciones sean escasas.

En cuanto a compradores, observamos que se ha continuado incrementando la proporción de jugadores locales, que en general son más adeptos a la coyuntura local. Por su parte, los compradores ex-

YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

f t i y

tranjeros han provenido principalmente de USA, seguido por Canadá, Brasil, Holanda, UK y China.

En cuanto a *exits*, se han seguido registrando casos de multinacionales saliendo o reduciendo su exposición en Argentina vía M&A – situación que en línea con lo que comentábamos anteriormente, ha sido aprovechada principalmente por jugadores locales.

Los sectores más activos fueron TMT, Minería y Energía (ver gráfico) – en su conjunto estas industrias representaron el 50% de las transacciones efectuadas y el 75% del monto operado durante desde 2020. También fueron responsables de la mayor parte de la inversión extranjera.

A continuación, hacemos un breve repaso sobre la actividad y tendencias en cada una.

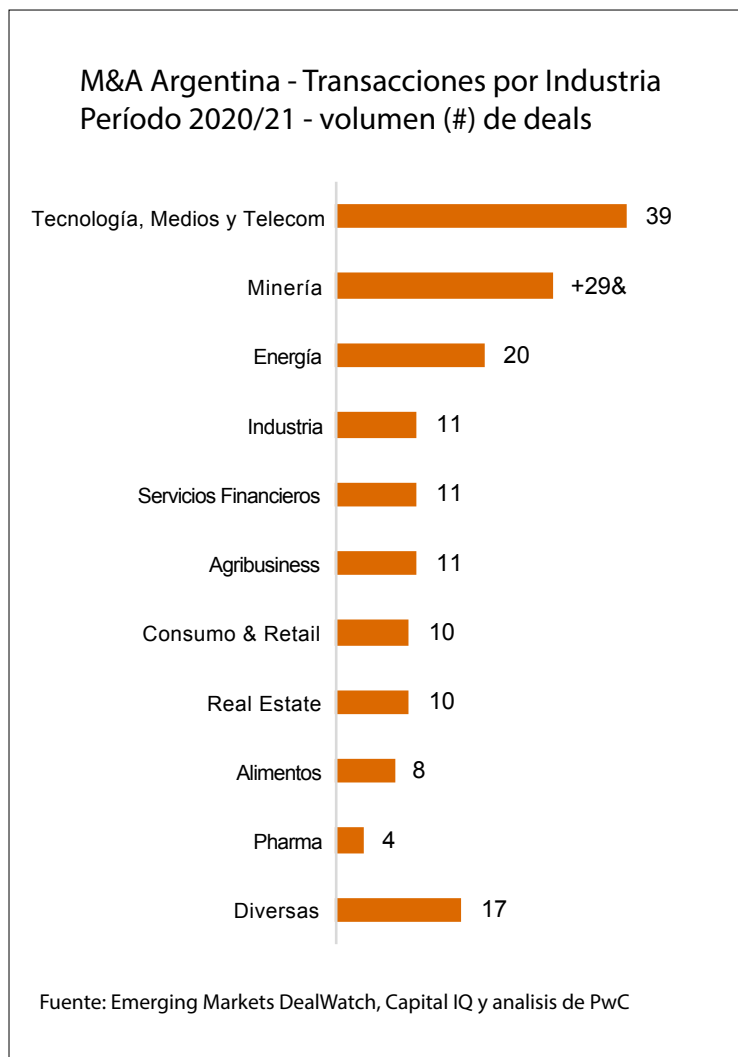
Tecnología, Medios y Telecomunicaciones

En línea con la tendencia internacional, e impulsado por mayores niveles de digitalización a partir del COVID, el segmento de Tecnología fue la gran estrella del M&A en Argentina. A pesar de las distintas crisis, Argentina se ha podido posicionar como un polo para el desarrollo y crecimiento de empresas de tecnología.

Más de la mitad de las transacciones registradas correspondieron a procesos de fund raising, con activa participación de fondos de Venture Capital (VC). Como punto a destacar, entre los casos que vienen captando mayor interés, se encuentran aquellos modelos de negocios y plataformas desarrolladas y probadas en Argentina, que a su vez tienen potencial para expandirse regional e internacionalmente.

Minería

Este es un sector donde la actividad estuvo dominada por inversores extranjeros, mayormente canadien-



ses. Más del 50% de las transacciones estuvieron relacionadas al sector del litio, una industria a la que hay que seguir de cerca porque cada vez va a ser más relevante. Recordemos que Argentina, junto con Bolivia y Chile, forma parte del denominado "Triangulo del Litio", donde se encuentra una de las mayores reservas mundiales de Litio – un componente crítico para el almacenamiento de energía en baterías, hoy muy demandado.

El resto de las transacciones estuvo relacionada a proyectos de oro y plata. A nivel internacional hay una tendencia de mayor consolidación en este sector, impulsado por las alzas de precio de los commodities.

Energía

Energía es un sector que históricamente siempre fue uno de los más activos de M&A en Argentina. A par-

tir del COVID la situación ha cambiado y los niveles de actividad han disminuido. El sector de Oil & Gas fue impactado por, entre otros factores, la fuerte contracción de precios y demanda que hubo en el año 2020 que se sintió en toda la cadena de valor. Por su parte el sector de Energía Eléctrica y Utilities fue afectado por los mayores niveles de regulación tarifaria.

Podemos esperar que continúen habiendo transacciones puntuales, relacionadas a salidas o reordenamiento de portafolios por parte de jugadores del sector.

Por último, destacamos que durante 2021 hubo un incremento de transacciones de grupos argentinos comprando y/o invirtiendo afuera del país. Las inversiones han sido destinadas mayormente a otros países de LATAM, en particular Brasil y otros países limítrofes. Los sectores han sido diversos e incluyen

Tecnología, Energía, Telecomunicaciones, Agribusiness, entre otros. Es probable que esta tendencia continúe en la medida que se mantengan los altos niveles de incertidumbre y volatilidad en Argentina.

Perspectivas

Año Electoral – Hay muchas expectativas alrededor de las elecciones, y es de esperarse que en los meses venideros el mercado de M&A y de inversiones en general se mantenga cauto y en una postura de *wait and see*.

Adquisiciones como Refugio de Valor – En un contexto de alta inflación, tasas reales negativas, y restricciones y brechas cambiarias, las adquisiciones de empresas se posicionan como un refugio de valor atractivo. A su vez, con el exceso de pesos en el mercado, puede ser un buen momento para buscar socios o inversores.

Transacciones del Tipo Distressed – No hay duda que las condiciones de mercado todavía se mantienen difíciles para muchas compañías. Esto es aplicable particularmente para sectores que han sido impactados a causa del COVID, tal como los rubros de automotriz, aviación, restaurantes, turismo, retail, entre otros. Dentro de este marco podemos esperar un mayor número de transacciones del tipo distressed, donde la compañía/activo debe reestructurar su operación y pasivos.

Inversores Estratégicos – A nivel de la cadena de valor, y debido al stress y rompimientos de cadenas logísticas, se está viendo una tendencia hacia la integración vertical. En este sentido también podríamos esperar transacciones del tipo estratégico, en las que un grupo multinacional busca asegurarse o controlar suministros estratégicos. También se pueden dar deals simplemente motivados por posicionamiento regional y market share. Recordemos que Argentina es la tercera econo-

mía más grande de LATAM, y más allá de las distintas crisis, es y será siempre un mercado relevante.

Valuaciones – El desafío seguirá siendo las valuaciones. La reducción de precio que han sufrido los activos argentinos en general y las distintas brechas cambiarias, pueden alejar las expectativas de valor entre compradores y vendedores. Las industrias con mayor correlación al dólar seguirán estando mejor posicionadas.

Exceso de Capital en los Mercados Internacionales – Como vimos, en los mercados de afuera hay un contexto de amplia liquidez. Si bien Argentina por su perfil de riesgo no es un destino de inversión de preferencia, hay oportunidades para salir a buscar y captar ese capital. Hay que ser creativos.

Tecnología como Eje Estratégico – A partir del COVID el sector de tecnología se ha convertido en uno de los principales ejes para la actividad de M&A. Esto no es solo aplicable para empresas de tecnología, sino también para otros rubros que incorporen tecnologías o capacidades innovadoras.

En un mundo que cada vez es más cambiante, es importante poder posicionarse y anticiparse a los cambios. Oportunidades siempre hay.

* Senior Manager – M&A / Deals Advisory
PwC Argentina

Nota sobre fuentes: Algunos datos y estadísticas incluidos en este artículo están basados y surgen del informe "Global M&A Industry Trends: 2021 Mid-year Update" publicado por PwC. Las estadísticas de M&A de Argentina están basados en datos de Emerging Markets DealWatch y Capital IQ, y research y análisis de PwC. Las opiniones y perspectivas son propias del autor.

CONSTRUIAMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios. Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS |
SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

f i y in
sacde.com.ar

El rol de la energía en la recuperación económica post pandemia

Transición no es sustitución

Por Ing. Carolina Sánchez

La transición energética no es solo un tema de descarbonización de la atmósfera migrando la oferta energética desde las fuentes fósiles a las renovables.

La Transición energética implica un complejo cambio cultural, social y político al servicio de la captación, generación, distribución y uso de la energía con un rol fundamental, si lo ponemos en el contexto de la recuperación económica post pandemia por COVID-19.

Es una oportunidad para profundizar la diversificación de fuentes de energía, con un aprovechamiento de los recursos energéticos presentes en la superficie y profundidad de la tierra (aumentando incluso la eficiencia del aprovechamiento de los yacimientos convencionales y no convencionales de combustibles fósiles existentes), en los procesos de transformación (en plantas e instalaciones generadoras) y en el transporte (de energéticos y energía), para ampliar el acceso a la energía a costos asequibles, no sólo para vivir en este planeta, sino para el crecimiento económico de su población, con

el enfoque de minimizar las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

El sistema de contabilidad de producción y consumo de energía, se segmenta en tres etapas: Oferta total energética primaria (TPES), transformación y el Consumo total final (TFC). Sólo una parte de la TPES, pasa por una transformación/conversión antes de abastecer la TFC.

A nivel global, la TPES fue de 13972 Mtoe, el 86.2% de esta energía fue producida a partir de los siguientes energéticos primarios: Petróleo, carbón, gas y nuclear, dicho de otra manera, fue de origen no renovable (casi el 82% fue de origen fósil).

Para el mismo año, la TFC fue de 9717 Mtoe, el 29% de este consumo fue industrial, otro 29% se atribuye al transporte y el resto se reparte en otros diversos usos (IEA 2019).

Si bien siempre el consumo de energía fue medida del desarrollo económico, aquí hay que destacar un aspecto fundamental que tiene que ver con la sostenibilidad de cualquier sistema energético y económico: hay que hacer un uso más eficiente de la energía (de la disponible ac-



tualmente y de la que se genere en el futuro) y esto implica profundos cambios culturales e inversiones para el desarrollo de tecnologías de transformación más eficientes. Si (como todos los pronósticos indican) se va a producir mayor consumo de energía, que sea para generar desarrollo humano y económico, no para compensar la ineficiencia.

La concepción de la transición energética como una mera sustitución por fuentes renovables, no sólo parece errada en términos cuantitativos considerando la historia de la evolución de las tecnologías y el suministro energético de los últimos 200 años, sino que es de un reduccionismo inconducente.

La demanda de electricidad en cualquiera de los 3 escenarios del World Energy Scenarios 2019, crecerá entre 2020 y 2040 a una tasa que se estima entre 45 y 60%, para el uso principalmente en acondicionamiento térmico de edificios, en la industria y para electromovilidad. Respecto a la participación de las energías renovables, para 2020 el 26% de la electricidad global será producto de estas fuentes y esto podría alcanzar según estos escenarios entre el 33 y el 43% para el año 2040.

Algunas líneas para políticas energéticas estables, deberían orientarse al diseño de incentivos financieros al desarrollo de fuentes renovables por sector de consumo, la inteligente aloca- ción de subsidios (para promover fuentes renovables o la eficiencia, hibridación o sustitución para fuentes fósiles e incrementar la potencia instalada para generación distribuida a partir de diversas fuentes, además de la finalidad social) y las configuraciones impositivas que premien la eficiencia y favorezcan inversiones hacia una matriz diversificada en fuentes energéticas junto al desarrollo de la tecnología

asociada a la captación, secuenciación, transformación y despacho de esa energía.

Parece tener más sentido desarrollar incentivos no sólo basados en la fuente energética que se quiere promover, sino considerar también el sector económico que se establece desarrollar, otorgando un rol activo a la demanda, quien además tiene muchas oportunidades de mejora en la manera de usar eficientemente la energía.

Una lógica similar a la que se aplica en los topes de emisiones impuestos donde se regula este aspecto, orientada al impulso de los sectores industriales estratégicos de cada país.

Los desafíos en infraestructura y eficiencia de transporte de la energía generada por cualquier fuente, son todavía importantes.

Es necesario reconocer y valorar la interdependencia de recursos y producción y mejorar la resiliencia de los sistemas interdependientes alimentos-minerales-energía-agua frente a los actuales y futuros desafíos ambientales y de seguridad.

La pandemia por COVID 19 puso en evidencia los riesgos de la interrupción del transporte de energéticos (como el crudo y el carbón). Eventos climáticos extremos como, por ejemplo, los megaincendios producto de la sequía en diversas zonas del mundo también provocaron daños a instalaciones y desconexión de numerosos usuarios de la energía eléctrica transportada por largas distancias en líneas de mediana y alta tensión.

Las extensas redes eléctricas podrían revelarse como el eslabón débil de la transformación del sector eléctrico (incorporando fuentes renovables), con consecuencias para la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, advierte la Agencia Internacional de Energía (IEA,2020).

Dicho esto, hay inmensas oportunidades de introducir el análisis de la generación de energía con transporte tendiendo a cero: generación distribuida o descentralizada en base a la demanda y de operación (con posibilidades de ser remota) de microrredes. Hablamos de una migración desde sistemas centralizados donde la prioridad son los activos, hacia los descentralizados donde la prioridad está en los servicios energéticos.

En estos sistemas, tanto oferentes como demandantes acceden a la información para

tomar decisiones en múltiples escenarios y en tiempo real.

Sistemas donde los actuales actores adoptan otros roles (por ejemplo, *las distribuidoras* migrando desde su rol comercial, hacia un rol más operativo en base a su conocimiento de la red o los *reguladores* ocupándose de las redes inteligentes) y donde pueden surgir nuevos actores como, por ejemplo, *agregadores de demanda*, quienes generan un nuevo nicho de mercado cuyo agregado de valor justifique sus servicios.

Pero fundamentalmente, para fortalecer los sistemas de integración de energías de fuentes renovables o bajas en emisiones (hidroeléctrica, nuclear, por caso) es necesario apuntar a la flexibilidad, una gestión inteligente de la demanda, la digitalización del control y la resiliencia integral del sistema.

Y en este aspecto de la flexibilidad de los sistemas energéticos, se abren una serie de nuevos vectores de mercado con impacto positivo en el ambiente: el transporte público eléctrico por su capacidad de acumulación en baterías de alta densidad energética (acumulación móvil), el rol del gas natural o de la energía nuclear para compensar la intermitencia de las fuentes solar o eólica, el rol del hidrógeno como una forma despachable de almacenamiento de energía para la diversificación o el ulterior papel que juega la disminución del costo de la acumulación en baterías estáticas (a través de grandes instalaciones de acumulación) sustituyendo el rol del gas en los sistemas eléctricos abastecidos total o parcialmente con fuentes renovables integradas. De la ciencia de la biología sabemos que la diversidad es oportunidad.

La transición energética es una transición a nuevos modelos de negocio energéticos, que requiere de análisis multidimensionales, para la resolución del llamado trilema energético: que los recursos energéticos se transformen en formas de energía disponibles, accesibles y aceptables desde el punto de vista ambiental y económico en todo el planeta.

No se trata de un lugar al cual llegar, sino de un camino a transitar, donde la mayor parte de los esfuerzos estarán puestos en la eficiencia energética y en integrar energía generada de diversas fuentes con flexibilidad e inteligencia.

La transición energética nos presenta muchos más desafíos que la mera sustitución de fuentes, y una transición justa, para todos, muchos más aún.

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS





Distribuidor oficial
para Argentina y Brasil



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



(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

WintershallDea plantea la descarbonización a partir del más abundante de los elementos

El potencial del hidrógeno en la matriz energética mundial

La Unión Europea se ha fijado un objetivo climático ambicioso: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990.

Pero la transición energética no avanza lo suficientemente rápido. Las energías renovables por sí solas no pueden cubrir la demanda energética ni en Alemania ni en Europa a corto y medio plazo.

Con la eliminación gradual de la energía nuclear y el carbón, las fuentes renovables solo podrán cubrir alrededor del 55% de la demanda prevista de electricidad en Alemania y Europa para 2030, según los planes actuales de expansión de la capacidad.

Solo para Alemania, el Instituto de Economía Energética de la Universidad de Colonia (EWI) espera una brecha de suministro de 45 gigavatios en los momentos de máxima demanda para el año 2030, más de diez veces la capacidad de la planta de energía más grande de Alemania. Y la electricidad representa solo el 20 por ciento del consumo energético final de Alemania. Junto con más electricidad limpia, la transición energética necesita urgentemente un segundo pilar, confiable y limpio.

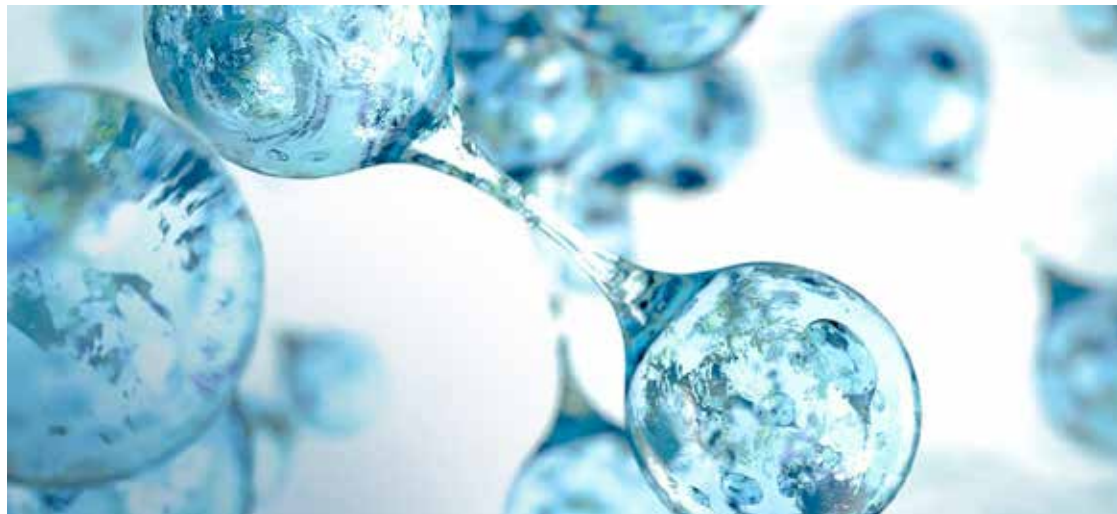
El gas puede desempeñar este papel de manera confiable y flexible y hacer que la transición energética vuelva a encarrilarse, en forma de gas natural hoy y como hidrógeno en el futuro.

El hidrógeno es neutro en CO₂, sostenible y flexible. Se quema sin emisiones, se puede almacenar sin problemas y se puede utilizar de diversas formas y en todos los sectores.

Gracias a estas propiedades, el hidrógeno puede asumir una posición crucial en el futuro sistema energético y ser decisivo para una transición energética exitosa y los ambiciosos objetivos climáticos de Alemania y Europa. Las siguientes cuatro hipótesis establecen cómo podemos explotar plenamente este potencial.

Hipótesis 1: Necesitamos establecer un mercado de hidrógeno, ¡ahora!

Para cambiar la transición energética por la vía rápida y lograr nuestros ambiciosos objetivos climáticos,



ahora necesitamos un mercado de hidrógeno confiable. El Ministerio de Economía y Energía de Alemania prevé una demanda de hidrógeno de hasta 110 TWh para 2030. Para la UE, la demanda para 2030 puede llegar a 665 TWh.⁶ Los mercados de este tamaño no surgen por sí solos. Deben establecerse de forma proactiva. Por lo tanto, los responsables de la formulación de políticas deben adoptar un enfoque decisivo para establecerlos. Deben promover inversiones en tecnologías de hidrógeno, desarrollar la infraestructura necesaria y establecer firmemente el uso del hidrógeno en más áreas.

Los retrasos en los proyectos de demostración de hidrógeno a gran escala en la próxima década podrían generar 1.500 millones de toneladas de emisiones de CO₂ adicionales en todo el mundo para 2040, más del doble de lo que Alemania emitió en 2020 en total.

Hipótesis 2: ¡El hidrógeno del gas natural es imprescindible para acelerar el desarrollo del mercado!

Se necesita con urgencia un mercado de hidrógeno confiable y sostenible, con infraestructura de tuberías, demanda de hidrógeno y capacidad de producción de hidrógeno.

Esto solo puede establecerse si en un futuro previsible se dispone de cantidades significativas de hidrógeno producido de forma respetuosa con el clima. Sin embargo, actualmente el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables no es competitivo ni está disponible en cantidades suficientes.

Por el contrario, el hidrógeno a partir del gas natural se puede producir hoy en día

de una manera neutra en CO₂, confiable y, lo que es más importante, asequible. Se espera que el hidrógeno azul de gas natural cueste alrededor de € 3 por kilogramo, el hidrógeno turquesa de gas natural un poco más.

Por el contrario, el hidrógeno verde procedente de energías renovables es un 50% más caro. Con sus claros beneficios en cuanto a precio y volumen, el hidrógeno procedente del gas natural puede compensar de forma rápida y fiable la escasez de energías renovables y lograr ahorros de CO₂ sin sobrecargar indebidamente a los consumidores.

Hipótesis 3: ¡El hidrógeno del gas natural es indispensable para la descarbonización de la industria y el transporte pesado!

No puede haber actividad económica descarbonizada sin industria descarbonizada. La industria representa alrededor del 20% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero en Alemania, en la UE la cifra ronda el 17%. En las industrias de descarbonización intensivas en energía, la electrificación alcanza sus límites debido a las enormes cantidades de energía necesarias. El hidrógeno puede llenar el vacío como combustible libre de emisiones.

Puede reducir las emisiones en la industria de forma rápida y eficaz. Hoy en día, la industria representa casi la totalidad de la demanda alemana de hidrógeno de 55 TWh. El rápido aumento de la producción de hidrógeno respetuoso con el clima en Alemania y Europa es, por tanto, esencial para descarbonizar la industria.

Lo mismo ocurre con el sector del transporte, que en la actualidad representa ca-

si el 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE.¹¹ Los vehículos pesados (HDV) son responsables de más de una cuarta parte de esa cifra. Debido a su gran peso y largas distancias recorridas, entre otras, los HDV son particularmente difíciles de descarbonizar solo mediante la electrificación.

El hidrógeno puede jugar un papel decisivo aquí, si está suficientemente disponible. Las estimaciones prevén una demanda en toda la UE de 55 millones de toneladas de hidrógeno en el sector del transporte para 2050. Eso es más de la mitad de la demanda total de Europa.

Hipótesis 4: ¡Una política energética de tecnología abierta en Alemania y Europa puede reducir drásticamente los costos de la transición energética!

Los cálculos muestran que una Europa climáticamente neutra para 2050 se puede lograr a un costo considerablemente menor con un enfoque de tecnología neutral que incluya todos los tipos de hidrógeno amigable con el clima, en lugar de un enfoque centrado solo en el hidrógeno de fuentes renovables. Adoptar el enfoque de tecnología neutral puede ahorrar alrededor de 70.000 millones de euros anuales durante los próximos 30 años.

La estrategia alemana del hidrógeno ha hecho de la fuente de energía versátil y el medio de almacenamiento de energía la piedra angular de una transición energética exitosa. Sin embargo, a tal efecto, no importa si el hidrógeno se produce a partir de energías renovables o gas natural.

Lo que importa es que se produzca de forma respetuosa con el clima. No debemos

dejar ningún potencial sin explotar y debemos actuar con rapidez.

Una política energética de tecnología abierta en Alemania y Europa puede reducir considerablemente los costos de la transición energética y acelerar drásticamente el desarrollo del mercado. Y: el establecimiento rápido de un mercado a través del hidrógeno a partir del gas natural también darás frutos para el hidrógeno verde de las energías renovables. Con un mercado ya establecido, el hidrógeno verde se puede utilizar ampliamente, tan pronto como esté disponible.

Futuro con luz y gas

Alemania y Europa aspiran a desempeñar un papel pionero a nivel mundial en las tecnologías del hidrógeno. Eso no será posible sin una política energética neutra desde el punto de vista tecnológico. Por eso, el hidrógeno de las energías renovables y el gas natural deben reconocerse como soluciones iguales para un sistema energético respetuoso con el clima. Son socios, no oponentes.

Con el hidrógeno del gas natural, Wintershall Dea quiere hacer una contribución importante a la descarbonización europea y los objetivos climáticos de la UE. Por lo tanto, pedimos a los responsables políticos que otorguen a la transición energética un segundo pilar confiable. El sistema energético del futuro solo se logrará con electricidad y gas.

Explicación del color: hidrógeno producido de forma respetuosa con el clima a partir de energías renovables y gas natural

Hidrógeno azul: en lo que se denomina reformado con vapor, se utiliza calor y agua para transformar el metano contenido en el gas natural en hidrógeno y CO₂. El CO₂ producido se almacena de forma segura en depósitos subterráneos en alta mar (Captura y almacenamiento de carbono, CCS).

Hidrógeno turquesa: en lo que se llama pirólisis de metano, no se produce CO₂. El metano contenido en el gas natural se divide en hidrógeno y carbono sólido utilizando electricidad renovable. El carbono se puede procesar posteriormente para fines industriales, por ejemplo, en la producción de acero.

ELECTRICIDAD

Rige la emergencia hídrica en la Cuenca Paraná-Paraguay-Iguazú

Por Santiago Magrone

El gobierno nacional declaró el “Estado de Emergencia Hídrica” por 180 días corridos en aquellos sectores del territorio abarcado por la región de la Cuenca del río Paraná, que afecta a las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Santa Fe, Entre Ríos, Misiones y Buenos Aires, sobre las márgenes de los ríos Paraná, Paraguay e Iguazú.

La medida obedece al persistente déficit de precipitaciones en las cuencas brasileñas del río Paraná, del río Paraguay y del río Iguazú, uno de los factores determinantes para la bajante histórica actual, considerada la más importante en nuestro país en los últimos 77 años.

El decreto 482/2021 publicado en el Boletín Oficial puntualiza que “la bajante extraordinaria de los ríos mencionados presenta eventuales afectaciones sobre el abastecimiento del agua potable, la navegación y las operaciones de puerto, la generación de energía hidroeléctrica y las actividades económicas vinculadas a la explotación de la Cuenca Hídrica” conformada por los ríos mencionados.

La norma consigna facultas al Presidente del Consejo Nacional para la Gestión Integral del Riesgo y la Protección Civil a delimitar las áreas sujetas a la declaración de “Estado de Emergencia Hídrica”, y activa a diversos Ministerios para es-



tablecer las medidas necesarias para atender a esta emergencia. En lo específico del área energética el decreto instruye al ministerio de Economía y a la secretaría de Energía, actuante bajo su órbita, para que, “en el marco de sus respectivas competencias, adopten las medidas necesarias tendientes a asegurar el normal abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en virtud del “Estado de Emergencia Hídrica”.

Para ello, deberán “disponer las acciones necesarias para procurar el abastecimiento de los recursos primarios críticos, como los combustibles, ante la potencial pérdida de oferta de generación eléctrica por la afectación de la bajante extraordinaria del río; recurrir a fuentes alternativas de oferta como importación de energía eléctrica y/o combustibles; coordinar acciones de gestión de demanda como la

autogeneración y/o el uso eficiente”, entre otras.

“Dada la esencialidad que tiene la prestación de los servicios de gas natural y de electricidad, ante congestionamientos de logística producidos por la bajante se deberá, en conjunto con el Ministerio de Transporte, y el resto de los organismos intervinientes, dar prioridad a la navegabilidad del transporte de los combustibles”, puntualiza el decreto 482/21.

Al respecto, se establece que “los organismos descentralizados, empresas públicas y/o sociedades anónimas del sector energético, en los que el Estado Nacional ejerza el control de las decisiones, deberán seguir las instrucciones que imparta la Secretaría de Energía con el fin de atender la emergencia dispuesta”.

La prolongada escasez de lluvias y la consecuente baja progresiva de los caudales del Paraná-Paraguay-Iguazú afectó a los embalses de todas las centrales de generación hidroeléctrica de la Cuenca del Paraná instaladas en territorios de Brasil y de Argentina.

Tal es el caso de Yacyretá, tema sobre el cual la EBY-Entidad Binacional argentino-paraguaya- vino advirtiendo hace muchos meses.

El menor aporte de energía hidroeléctrica al Sistema Interconectado derivó en la mayor utilización de fuentes alternativas y/complementarias que demandan un mayor uso de gas y combustibles líquidos para generar.

La brusca escasez de lluvias tiene carácter regional y aún cuando puede explicarse como producto de fenómenos meteorológicos cíclicos, diversos especialistas también la relacionan con los efectos negativos de la tala indiscriminada en la selva amazónica. El informe de la EBY emitido el lunes 26 de julio detalla que “seguido a un segundo semestre de 2019 caracterizado por precipitaciones inferiores a lo normal en

ABRAZADERAS PARA REPARACIÓN DE GASODUCTOS Y OLEODUCTOS Y LÍNEAS DE PROCESO



Unión bilabial de sellado hidráulico progresivo
 Construidas en Acero Inoxidable AISI 316 / Aisi316L. Alta resistencia a medios agresivos
 Cualquier diámetro, presión y fluido • Gran tolerancia
 Reutilizables • Rápida instalación • Sin necesidad de mantenimiento
 Instalable en cargas • Para aplicaciones de alta presión • Absorbe golpes de ariete y vibraciones
 Compensa movimientos axiales y angulares • Admite angularidad y desalineaciones, reduciendo el riesgo de roturas
 Instalable en lugares de difícil acceso, sin necesidad de equipo especial • Bajo peso



www.flousasa.com.ar

la cuenca del Paraná de aporte a Yacyretá, la tendencia se acentuó en el 2020, resultando ser el quinto año más seco desde 1961. El déficit de lluvia osciló mayormente entre el 20 % y 60 % respecto de los valores considerados como normales.

En términos de caudales, a la altura del Complejo Hidroeléctrico Yacyretá, en 2020 el caudal afluente medio anual fue igual al registrado en el año 1917, 9.300 m³/s, siendo este valor el octavo más bajo de la serie 1901-2020. El primer mes de 2021 finalizó con un caudal promedio de 10.700 m³/s, que representa apenas el 70 % del caudal medio mensual para enero considerando la serie 1901-2020.

Febrero comenzó con caudales normales, debido a los incrementos generados por las lluvias de fin de enero, pero en su segunda quincena comenzó a descender y promedió los 13.300 m³/s, es decir 79 % del caudal medio mensual de la serie 1901-2020.

El mes de marzo finalizó con un caudal promedio de 9.400 m³/s, siendo este caudal el séptimo más bajo, para el mismo mes, de la serie 1901-2020.

En el mes de abril, el caudal promedio fue de 7.100 m³/s, siendo el segundo valor más bajo para este mes,

luego del correspondiente al año 2020, para la serie de caudales 1901-2020. El mes de mayo promedió los 7.000 m³/s. Este valor de caudal medio mensual resultó el segundo más bajo de los últimos 120 años (serie 1901-2020) luego del registrado en mayo de 1914 (6.800 m³/s).

En junio el caudal afluente mensual promedió los 6.200 m³/s, siendo este igual al registrado en 1934 y el segundo valor más bajo de la serie 1901-2020.

Representó apenas un 6 % más de caudal que el mínimo registrado en junio (año 1944), 5.800 m³/s.

La tendencia de valores de caudales registrados está asociada a la persistente escasez de precipitaciones ocurridas en la cuenca del río Paraná aportante a Yacyretá (del orden del millón de kilómetros cuadrados), donde se observaron fuertes anomalías negativas (por debajo de la normal) para el período julio 2020 – junio 2021.

El escenario climático estacional (trimestre Julio-Agosto-Septiembre de 2021), en términos de precipitación media trimestral esperable publicado por el Servicio Meteorológico Nacional (AR), prevé alta probabilidad de ocurrencia de valores inferiores a los normales para la porción argentina de la cuenca del Paraná



de aporte directo a Yacyretá, advirtió la EBY.

Y agregó que “la previsión elaborada por CP-TEC-INMET-FUNCEME (Brasil) marca también una tendencia con precipitaciones inferiores a lo normal en la cuenca en territorio brasileño. La probabilidad de ocurrencia de precipitaciones menores a lo normal se estima en torno al 40-50%, tanto en la porción argentina como

brasileña”.

Así las cosas la escasez de agua se extendería hasta bien entrado el último trimestre del año.

La gran bajante afecta la navegación y en consecuencia el transporte por esta vía fluvial, el suministro de agua potable a las poblaciones aledañas, y también el suministro de aguas a industrias y usinas.

En tanto, el decreto 482

también instruye al Ministerio de Desarrollo Productivo y al Ministerio de Trabajo para que, en el marco de sus respectivas competencias “adopten las medidas necesarias para preservar la continuidad de la actividad productiva y la conservación de los puestos de trabajo en los sectores afectados”.

Además, instruye al Ministerio de Obras Públicas para que “se realicen las obras de infraestructura necesarias para mitigar los efectos de la emergencia en las zonas afectadas”.

También al Ministerio de Transporte para “posibilitar la navegación y los accesos a los puertos”, y al Ministerio de Ambiente para que “arbitre los medios necesarios para controlar los incendios en las zonas de islas y márgenes mientras dure la emergencia”.

El Decreto faculta al Jefe de Gabinete de Ministros para que efectúe las reestructuraciones presupuestarias que fueren necesarias para el financiamiento de las medidas que se dispongan por esta situación al tiempo que invita a las provincias afectadas “a disponer un régimen tarifario especial provisorio para los servicios de energía eléctrica, agua potable y transporte urbano para el sector productivo de las zonas afectadas”.



Telémetros portátiles de alta tecnología



Easy target - info@easytarget.com.ar - Whatsapp: +54 911 6336 6178

El aporte hidroeléctrico de Yacyretá seguirá complicado hasta la primavera

El aporte de energía al sistema interconectado eléctrico argentino por parte de Yacyretá seguirá complicado al menos hasta la primavera si se cumple el escenario climático estacional para el trimestre Julio-Agosto-Septiembre, elaborado por el Servicio Meteorológico Nacional, en términos de precipitación media esperable en la cuenca del Paraná que aloja a la central hidroeléctrica binacional.

“Se prevé alta probabilidad de ocurrencia de valores inferiores a los normales (en cuanto a lluvias) para la porción argentina de la cuenca del Paraná de aporte directo a Yacyretá”, y “la previsión elaborada por CPTEC-INMET-FUNCEME (Brasil) marca también una tendencia con precipitaciones inferiores a lo normal en la cuenca de aporte a Yacyretá en territorio brasileño”, describió la Entidad Binacional Yacyretá (EBY).

“La probabilidad de ocurrencia de precipitaciones menores a lo normal se estima en torno al 40-50 por ciento, tanto en la porción argentina como brasileña”, se indicó. Las menores precipitaciones son históricas y la baja del caudal del embalse de la hidroeléctrica también,

al punto que está complicando la navegación aguas abajo, el suministro de agua potable en Santa Fe, y hasta la provisión de agua al complejo nuclear Atucha. La situación está obligando a un mayor uso de gas y de combustibles líquidos para generar en las usinas térmicas.

Asimismo, el Secretario de Energía, Darío Martínez, sostuvo que “estamos batiendo récords en generación de energías renovables y también muy conformes con la evolución de la generación distribuida teniendo en cuenta la situación particular que se da este año con respecto a los problemas de hidráulidad por la bajante histórica del Río Paraná”. Durante la última semana el caudal afluente promedio del río Paraná fue de 6.400 m³/s, con valor máximo de 7.400 m³/s, y mínimo de 5.500 m³/s. Los caudales en Yacyretá para los próximos días estarán acordes a la operación de las centrales hidroeléctricas aguas arriba, y a la evolución real de las precipitaciones pronosticadas sobre su cuenca de aporte. Del análisis efectuado con la información disponible hasta el momento sitúa dichos valores en el rango de los 5.000 a 6.000 m³/s.



Situación precedente

Seguido a un segundo semestre de 2019 caracterizado por precipitaciones inferiores a lo normal en la cuenca del Paraná de aporte a Yacyretá, la tendencia se acentuó en el 2020, resultando ser el quinto año más seco desde 1961. El déficit de lluvia osciló mayormente entre el 20 % y 60 % respecto de los valores considerados como normales.

En términos de caudales, a la altura del Complejo Hidroeléctrico Yacyretá, en 2020 el caudal afluente medio anual fue igual al registrado en el año 1917, 9.300 m³/s, siendo este valor el octavo más bajo de la serie

1901-2020. El primer mes de 2021 finalizó con un caudal promedio de 10.700 m³/s, que representa apenas el 70 % del caudal medio mensual para enero considerando la serie 1901-2020.

Febrero comenzó con caudales normales, debido a los incrementos generados por las lluvias de fin de enero, pero su segunda quincena se posicionó con caudales en consonancia con la coyuntura hidrológica general del Paraná. Febrero promedió los 13.300 m³/s, es decir, un 79 % del caudal medio mensual de la serie 1901-2020.

El mes de marzo finalizó con un caudal promedio de 9.400 m³/s, siendo este cau-

dal el séptimo más bajo, para el mismo mes, de la serie 1901-2020.

En abril el caudal promedio fue de 7.100 m³/s, siendo el segundo valor más bajo para este mes, luego del correspondiente al año 2020, para la serie de caudales 1901-2020. En mayo promedió los 7.000 m³/s.

Este valor de caudal medio mensual resultó el segundo más bajo de los últimos 120 años (serie 1901-2020) luego del registrado en mayo de 1914 (6.800 m³/s).

En el mes de junio el caudal afluente mensual promedió los 6.200 m³/s, siendo este valor igual al registrado en 1934 y el segundo valor de caudal más bajo de la serie 1901-2020. Representó apenas un 6 % más de caudal que el mínimo registrado en junio (año 1944), 5.800 m³/s.

“La tendencia de valores de caudales registrados está asociada a la persistente escasez de precipitaciones ocurridas en la cuenca del río Paraná aportante a Yacyretá (del orden del millón de kilómetros cuadrados), donde se observaron fuertes anomalías negativas (por debajo de la normal) para el período julio 2020 – junio 2021”, puntualizó la EBY.

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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC
Cámara de Expendedores de GNC

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

En Agosto recibirá 16,5 Mm³

Más gas para CMMESA

CMMESA recibirá otros 16,5 Mm³ de gas para generar en la primera quincena de agosto

Por solicitud de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CMMESA), el Mercado Electrónico del Gas (MEGSA) realizó un nuevo concurso de precios destinado a recibir ofertas para la provisión de gas natural para usinas en el período que va del 1 al 15 de agosto.

Se trató de un concurso habilitado a Productores que habiendo sido adjudicatarios en el Plan Gas.Ar (PG) contarán con volúmenes adicionales para suministrar.

El volumen adjudicado totalizó 16,5 millones de metros cúbicos a un precio promedio ponderado de 4,4164 dólares el MBTU.

Las condiciones establecidas para esta compulsa puntualizaron que cada Productor sólo podía ofertar en las mismas cuencas en que fuera adjudicado en el PG, y también que el precio ofertado por cada Proveedor no podía exceder el precio obtenido en el PG para cada cuenca.

La planilla con el resultado del concurso suministrada por el MEGSA detalló que se recibieron trece ofertas, de las cuales ocho correspondieron a producción desde Neuquén (por un total de 9,5 millones de m³), tres desde Tierra del Fuego (por 4 millones de m³), una oferta desde Santa Cruz (por 1 millón de m³) y una desde Chubut, por 2 millones de m³).

Los precios de abasto del gas neuquino variaron desde US\$ 4,1125 a US\$ 4,5750 por MBTU; los precios del gas fueguino oscilaron entre US\$ 4,2375 y US\$ 4,2875 el MBTU. El gas desde Santa Cruz fue ofertado a US\$ 4,3250 y el de Chubut a US\$ 4,4000.

Los mayores requerimientos de gas natural para usinas generadoras ocurren por la necesidad de satisfacer la

creciente demanda estacional de electricidad propia del invierno, a lo cual se suma una oferta complicada por el menor aporte de las centrales hidroeléctricas.

El caso más relevante es la inusitada merma de los caudales que registran los ríos de la Cuenca Paraná-Paraguay-Iguazú, que derivó en la declaración de la Emergencia Hídrica en esa región. Pero también están complicados a la baja los caudales de los ríos en los que se alojan las centrales hidroeléctricas de la Patagonia.

Cabe referir que el 22 de julio la subasta encargada por CMMESA al MEGSA para la provisión interrumpible de gas a usinas generadoras durante el mes de agosto arrojó ofertas por un volumen total diario de 2,4 millones de metros cúbicos.

Fueron dos ofertas por 500.000 m³ cada una desde Neuquén, una por 1.000.000 de m³ desde Tierra del Fuego, y la restante de un proveedor de Santa Cruz, por 400.000 m³/día.

Ese gas neuquino costará 3,5 dólares el MBTU en origen y 3,871 puesto en el ingreso al GBA.

El gas fueguino tendrá un precio de US\$ 3,11 en origen y 3,7941 en el GBA, en tanto que el gas de Santa Cruz costará US\$ 3,16 el MBTU en origen y 3,8077 puesto en el Gran Buenos Aires. Pero por otra parte, el MEGSA detalló que una subasta convocada para la provisión interrumpible de gas natural para generación entre el 24 y el 31 de julio había arrojado como resultado 13 ofertas que totalizaron 15 millones de metros cúbicos, a un precio promedio ponderado de 4,4235 dólares el MBTU. También en ese caso se trató de ofertas exclusivamente de aquellos Productores que habiendo sido adjudicatarios del Plan Gas.Ar cuentan con volúmenes adicionales.

Las fuentes alternativas sumaron 187 Mw



Se sumaron 187 Mw al sistema eléctrico de fuente eólica y biomasa

La puesta en marcha de tres parques eólicos y dos centrales de bioenergías en las provincias de Buenos Aires, Chubut y Misiones sumaron en el segundo trimestre del año 187,66 MW de potencia instalada al Sistema Argentino de Interconexión.

La Secretaría de Energía informó que se trata de proyectos de gran escala, tres de los cuales son parques eólicos y dos centrales de bioenergías -una de biogás y una de biomasa-, que representaron inversiones por más de US\$ 276 millones.

De esta manera, al concluir el segundo trimestre del año se encontraban 177 proyectos operativos, con una potencia instalada total de 4.754, 45 MW.

La dinámica de crecimiento del sector renovable tiene continuidad respecto al primer trimestre de 2021, cuando se habilitaron 10 proyectos incorporando 382,18 MW de potencia instalada y en relación a 2020, cuando se añadieron 1.524 MW a través de 39 proyectos.

El año pasado, en promedio, el 9,7% de la demanda total de energía eléctrica nacional fue abastecida a partir de fuentes renovables. "Esta energía generada a partir de fuentes renovables permite abastecer a más de 5 millones de industrias, comercios y hogares. De este modo, continuamos avanzando en función de los objetivos establecidos por la Ley 27.191 y de los compromisos manifestados por el presidente Alberto Fernández en la Cumbre de Líderes sobre

el Clima 2021", manifestó el secretario de Energía, Darío Martínez.

En abril de 2021, un 13,2% de la demanda de energía eléctrica se abasteció a través de fuentes renovables (1.292,6 GWh), mientras que en mayo se cubrió el 12% del consumo en promedio (1.314 GWh) y el día 24 de ese mes se logró el pico máximo histórico. Pero esa marca se volvió a superar el 10 de julio, con el 24,07% de cobertura de la demanda total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), según datos proporcionados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa).

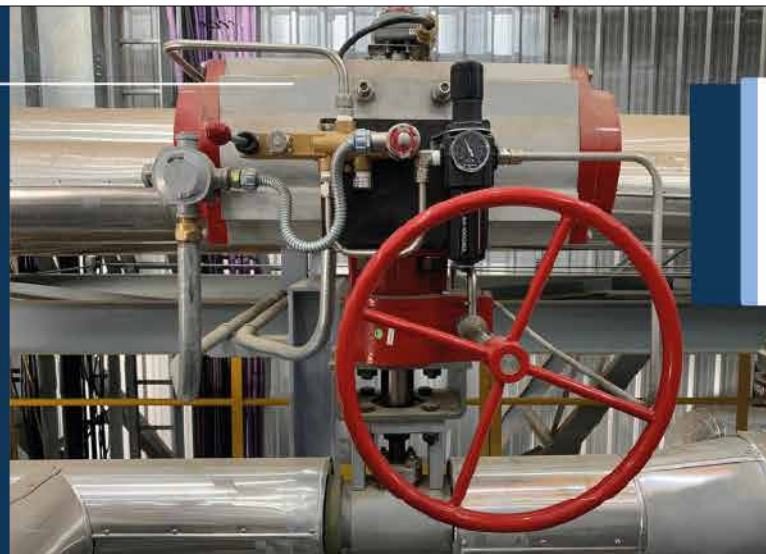
En junio, el abastecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica que pudo abastecerse a través de fuentes renovables fue del 11,5% (1.391,8 GWh).

El Parque Eólico "Loma Blanca VI", en la provincia de Chubut, es el de mayor potencia entre los proyectos habilitados en el último trimestre, aportando 102,4 MW.

Lo sigue el Parque Eólico "Los Teros II", de YPF Luz, en la provincia de Buenos Aires, con 52,39 MW, en tanto que el Parque Eólico "Kosten", en Chubut, incorpora una potencia de 24 MW.

También fueron habilitadas la Central Térmica a Biogás "San Martín Norte III D", en la provincia de Buenos Aires, con 5,10 MW, y la Central Térmica a Biomasa "MM Bioenergía", en la provincia de Misiones, con 3 MW. De ellos, cuatro fueron adjudicados a través del programa RenovAr en las rondas 1; 1,5; 2 y 3 y uno se adjudicó mediante el régimen MaTER.

Enfocados en mantener las operaciones en su mayor rendimiento, Valvtronic-Bray cuenta con una línea de productos de alta performance diseñados para el manejo de fluidos. Aportamos soluciones a medida para el mercado energético.



NOS MUEVE LA MISMA ENERGÍA

Bray

VALVTRONIC®

La demanda de electricidad subió 12,1% en junio, con fuerte incidencia de la Industria

En el último año se registraron tres meses consecutivos de ascenso en el consumo

La demanda de energía eléctrica del mes de junio último registró una suba promedio de 12,1 % en comparación con la del mismo mes del año pasado, y en el primer semestre de 2021, la demanda creció 4,8 %, según datos del informe periódico elaborado por la Fundación Fundelec.

Asimismo, se indicó que es la primera vez, durante el último año, que se dan 3 meses consecutivos de ascenso en el consumo de electricidad. Y se destacó que “el consumo (de energía) subió a nivel residencial y comercial, pero fundamentalmente fue el consumo industrial el que impulsó la suba” referida.

“Al considerar la demanda por tipo de usuario, debemos comparar el crecimiento con un mes donde se presentaba un aislamiento estricto”, señala el informe, y refiere que “Junio 2020 fue un mes donde hubo un impacto en la actividad, principalmente en la demanda de energía de las grandes industrias, con caídas del orden del 11 %”.

En cuanto a la gran demanda, se observa que la misma se encuentra en valores similares a 2019, recuperándose el consumo luego del comienzo de la fase de Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio.

En junio de 2021 la demanda neta total del MEM fue de 12.050,6 GWh; mientras que en el mismo mes de 2020 había sido de 10.748,5 GWh. La comparación interanual evidencia un ascenso de 12,1 %.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual que llegó al 9,7 % respecto de mayo de 2021, cuando se había tenido una demanda de

10.984,5 GWh.

En el mes de junio 2021 se registró una potencia máxima de 25.913 MW, cerca de los 26.451 MW, record histórico de enero de 2021. La demanda residencial representó el 50 % de la demanda total del país y, además, tuvo un crecimiento de 8 % respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda comercial subió 10,5 %, siendo un 25 % del consumo total. Y la demanda industrial representa un 25 % del consumo total, aunque con una fuerte suba en el mes, del orden del 22 % aproximadamente.

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido junio de 2021) 7 meses de baja (agosto de 2020, -6,4 %; septiembre, -1,7 %; octubre, -3,5 %; noviembre de 2020, -4,2 %; enero de 2021, -0,5 %; febrero de 2021, -7 %; marzo de 2021, -0,9 %) y 5 meses de suba (diciembre de 2020, con 1,5 %; abril de 2021, 14,9 %; mayo de 2021, 14,2 %; y junio de 2021, 12,1 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 1,2 %.

Respecto de las temperaturas, el mes de junio 2021 fue más frío en comparación a junio 2020. La temperatura media fue de 11,9 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 13 °C, y la histórica es de 11,7 °C.

En cuanto al consumo por provincia, en junio, 26 fueron las provincias y empresas que marcaron ascensos: Chubut (29 %), Santiago del Estero (17 %), Tucumán (16 %), Jujuy (15 %), Catamarca, Corrientes y La Rioja (13%), San Luis (12 %), Edea y Santa Fe (11 %), Eden y Edes (10 %), Edelap y Mendoza (9 %), Córdoba, Entre Ríos, Mi-

siones y Salta (8 %), San Juan (7 %), Chaco y Río Negro (6 %), Santa Cruz (5 %), La Pampa (3 %), Neuquén (1 %), , entre otros. En tanto, Formosa registró una caída de 10 %).

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones de demanda eléctrica fueron las siguientes: Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo creció 23,2 % con respecto al año anterior. Noa -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó unq ascenso de 13,3 % Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA - tuvo un importante incremento: 11,3%. Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- subió 10,4 %. BAS -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- ascendió 9,3 %. CUYO -San Juan y Mendoza- aumentó el consumo eléctrico 8,7 %. Centro -Córdoba y San Luis- la suba en la demanda fue de 8,5 %. Nea-Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- subió 7,3 %. Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- ascendió 3 % respecto a junio de 2020.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 34 % del consumo total del país y totalizaron un ascenso conjunto de 11,3 %, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo un crecimiento de 11,5 %, mientras que en el área a cargo de Edesur la demanda ascendió 10,9 %.

Generación

La generación hidráulica

y térmica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento en la participación de las energías renovables. La generación hidráulica se ubicó en el orden de los 1.777 GWh en el mes de junio 2021 contra 2.692 GWh en el mismo periodo del año anterior, lo que representa una variación negativa del - 34 % aproximadamente. Gran parte del comportamiento de la generación hidráulica lo explican los bajos aportes hidráulicos para las principales centrales del MEM.

Si bien no son muy diferentes en este junio 2021 en comparación con el mismo mes del año anterior e incluso en algunos casos superior, los caudales se encuentran por debajo de los valores históricos esperados por cuenca.

En lo que respecta a los combustibles, si bien sigue siendo el gas natural el principal combustible para usinas térmicas, frente a una generación mayor, y con una menor disponibilidad de gas que la del año pasado, ahora se utilizaron combustibles alternativos para cubrir el aumento en el despacho térmico.

Así, en el mes de junio de 2021 siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 65,96 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron para cubrir el 14,18 % de la demanda, las nucleares proveyeron 8,49 %, y las generadoras de fuentes alternativas 11,10 % del total. Por otra parte, la importación representó el 0,26 % de la demanda total.

Según informa CAMMESA, la demanda desde los

sectores del comercio y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales), presenta una caída general de -8,4% para las primeras tres semanas de julio. Al mismo tiempo, en la industria en total, para el mismo período, existe una caída de -2,3 % con respecto a la prepandemia.

En Junio se destacó el repunte de consumo en industrias vinculadas a la construcción, los productos metálicos no automotor, como también las industrias de la madera y papel.

Mientras que cayeron las actividades relacionadas con las industrias químicas, caucho, plásticos y textil, los derivados del petróleo, automotrices y servicios públicos y transporte, entre otros.

Uno de los sectores que más cayó en dicho mes es el de las industrias químicas, cerca de -15,1 % y otro es el de extracción de petróleo con -10,4 % en relación con la situación previa a la cuarentena.

Luego de decretarse aislamiento social preventivo y obligatorio (ASPO) el 20 de marzo de 2020, la gran demanda presentó una caída promedio del -24 % para los meses de abril y mayo. A medida que se fueron flexibilizando actividades y, sobre todo, desde el Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO) en noviembre, se observó un aumento de la gran demanda, alcanzando en diciembre, prácticamente la misma demanda que el año anterior, mientras que en el primer semestre de 2021 superaron algunos de los registros del contexto previo a la pandemia y otros aún se mantienen a la baja.

SOLUCIONES INTEGRALES PARA GAS Y PETRÓLEO

MEIP
GAS & PETRÓLEO

40 AÑOS DE CRECIMIENTO

www.meip.com.ar

Tras 47 años de funcionamiento, se extiende la vida de Atucha I

La abuela tiene para rato

La Central Nuclear Atucha I inició la etapa final del proceso de extensión de su vida útil, tras 47 años de funcionamiento, una obra que demandará una inversión de US\$ 300 millones y que permitirá extender su operación hasta más allá del 2040 con sus actuales 350 Mw de potencia.

“Atucha I tiene que parar en 2024 y necesitábamos iniciar el proyecto de extensión de vida ya porque hay que empezar a fabricar lo que hay que reemplazar. Y ese proceso acaba de comenzar con la designación de la gerencia de proyecto”, anunció el presidente de Nucleoeléctrica Argentina, José Luis Antúnez.

El ingeniero José Luis Antúnez es un histórico dentro de la compañía que supo poner en funcionamiento Atucha II y fue uno de los principales impulsores de la cuarta central nuclear en asociación con China.

Antúnez que presidió la empresa entre 2005 y 2014, se refirió a los planes de un sector estratégico “después de un periodo en el cual el plan nuclear fue raleado”, según su definición sobre los cuatro años de la gestión Cambiemos.

“Tenemos este proyecto muy grande que es la extensión de vida de Atucha I, una obra que vamos a ofrecer a la industria nacional para poder participar hasta que llegue el momento del pleno funcionamiento del proyecto nacional”, tal como se conoce a la quinta central argentina, dijo Antúnez en un reportaje a Télam.

En ese sentido, destacó la participación de las empresas locales de larga experiencia en la industria nuclear: *“Cambiamos la forma de hacer la obra porque la idea de la administración anterior*



era concretar el proyecto con una fortísima participación extranjera, nosotros lo haremos al revés”.

“Lo vamos a hacer con tecnología nuestra y a la par de otra obra muy importante que es el almacenamiento en seco, ambos proyectos están en el orden de los 300 millones de dólares cada uno que esperamos gastar en pesos”, aseguró Antúnez.

La afirmación tiene sustento en la experiencia adquirida tanto en la terminación de Atucha II que salió el equivalente de unos 3.400 millones de dólares, y se concretó en un 93% con componente nacional pagado en pesos. *“Aquel fue un fenómeno irrepetible por el caso muy particular de que todo lo importado estaba almacenado. Pero cada uno de los dos proyectos en marcha va a tener mucho más del 50% de componente nacional”,* aseguró.

Si bien la primera central atómica argentina detendrá sus 350 Mw de potencia en 2024, durante 25 meses el proyecto de la extensión de vida debe comenzar antes para planificar los requerimientos y los aspectos que se podrían modificar para hacer más eficiente el próximo periodo de vida que podrá alcanzar entre los 15 y los 20 años.

“No tenemos previsto sumarle potencia porque ya Atucha I, que es la mitad de Atucha II y Embalse, ha sido

una maravilla porque se diseñó para 250 Mw, y ya durante la construcción comenzó a subir la potencia y medio siglo después está entregando 350 Mw, que veremos si es su límite técnico”, detalló el presidente de NASA.

La Central Nuclear Atucha I, Presidente Juan Domingo Perón, inició su construcción en junio de 1968 y se convirtió en la primera central nuclear de potencia de América Latina, al ser conectada al Sistema Eléctrico Nacional en marzo de 1974.

Desde entonces, la planta generadora ofrece su energía al sistema desde la margen derecha del Río Paraná de las Palmas, a 100 kilómetros de la ciudad de Buenos Aires en la localidad de Lima, partido de Zárate. Las tres centrales nucleares en operaciones aportan al Sistema Argentino de Interconexión 1700 megavatios, el 10% del total de la generación de energía eléctrica. Para el periodo 2015-2025 se había trazado un horizonte de inversiones de 31.000 millones de dólares que quedaron trunco con la llegada del gobierno de Cambiemos, que descartó a la energía nuclear como fuente alternativa de generación eléctrica y desplazó de sus puestos de trabajo a la masa crítica de ingenieros y especialistas en la materia, incluidas más de 200 empresas que fueron capacitándose en la materia a lo largo del tiempo.

Más incentivos para generación distribuida

La Secretaría de Energía dispuso un aumento del 50% en los montos del beneficio promocional, mejorando las condiciones de acceso para el incentivo a la instalación de equipos de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

De este modo se concretó mediante la Disposición 40, por la que la Subsecretaría de Energía Eléctrica actualizó el monto otorgado por los Certificados de Crédito Fiscal (CCF) para los Usuarios-Generadores (UG) que instalen nuevos equipos.

Este incentivo se enmarca dentro del Régimen de Generación Distribuida de Energías Renovables, establecido por la Ley N°27.424, y su normativa complementaria.

La disposición elevó el monto por unidad de potencia instalada desde 30 a 45 pesos por cada Watt, y el tope del monto máximo total a otorgar ascendió de \$2 a \$3 millones, un aumento del 50% respecto a los valores fijados en 2019.

Adicionalmente, se modificaron las condiciones y requisitos de acceso al beneficio, ampliando su alcance por la inclusión de un periodo de gracia para la presentación de las solicitudes, tanto para los usuarios y las usuarias de aquellas provincias que ya se encuentran adheridas al Régimen, como también para los de aquellas provincias que adhieran en el futuro.

La adecuación de este beneficio, que en la práctica se orienta principalmente a pequeñas y medianas empresas y a comercios, se da en el marco de un creciente interés por el sector de la generación distribuida renovable a lo largo y a lo ancho del país.

“El constante incremento de la potencia instalada es una clara demostración de los beneficios que tiene el régimen en términos de consumo consciente de la energía”, manifestó el secretario de Energía, Darío Martínez.

Con el beneficio, se aporta *“otro incentivo a la adopción de este tipo de generación por fuentes renovables cercana a los centros de consumo”*, destacó a su vez el subsecretario de Energía Eléctrica, Federico Basualdo.

De acuerdo al último reporte mensual publicado, correspondiente a junio de 2021, desde el inicio del Régimen Nacional de Generación Distribuida se instaló un total de 5,22 MW de potencia.

El 69% de ella corresponde a usuarios de las categorías comercial e industrial, con un total de 3,58 MW, mientras que el 22,1% (1,15 MW) corresponde a la categoría residencial y el 9,32% a *“otros usuarios”* (0,49 MW).

En junio se inscribieron 34 distribuidoras y cooperativas de distribución eléctrica y la provincia de La Pampa sumó su primer Usuario Generador. Actualmente, en todo el territorio nacional el Régimen cuenta con 189 distribuidoras y cooperativas eléctricas inscriptas.



**COMPLIANCE
NORMATIVO
Y CORPORATIVO**

MÓDULOS del sistema

- Configuración de instalaciones
- Configuración de elementos y actuaciones
- Acceso a proveedores
- Aplicación Mobile
- Gestión documental
- Alertas
- Cuadro de mandos
- Emisión de reportes e informes
- Integración con otros sistemas



Desarrollado por:



España
(+34) 91 541 97 11
info.es@grupomost.com

Argentina
(+54) (011) 4314 7766
info.es@grupomost.com

www.grupomost.com/geins
www.gestordemantenimiento.com

A pesar de la reducción de sus ingresos

Edesur incrementó sus inversiones 24%

“Después de dos años de congelamiento de tarifas, el ajuste del 9% recibido resulta insuficiente para mantener la calidad de servicio que nuestros clientes y que el desarrollo de la economía del país necesita. Los accionistas de Edesur seguimos acompañando, pero necesitamos que se avance en una solución definitiva, ya sea vía subsidio o tarifa.” señaló Claudio Cunha, Country Manager de Enel en Argentina.

Principales indicadores financieros

Las cifras correspondientes al período anterior han sido re-expresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo del peso, conforme a lo establecido en la NIC 29 y en la Resolución General N° 777/2018 de la CNV.

El Directorio de Empresa Distribuidora Sur S.A. (“Edesur”) aprobó a fines de julio sus estados financieros intermedios condensados al 30 de junio de 2021.

Los Ingresos registraron una disminución del 24%

durante el primer semestre de 2021, a pesar de la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N° 106/2021, que aprobó un aumento promedio del 9% en el cuadro tarifario de Edesur a partir del 1° de mayo de 2021, que se tradujo en un incremento del valor agregado de distribución (VAD) del 21,8%, el cual no resulta suficiente para revertir la caída de los ingresos.

El EBITDA del primer semestre de 2021 arrojó una pérdida de (833 millones de pesos), reflejando el impacto de la caída de ingresos a pesar de la reducción de los costos operativos.

El resultado operativo (EBIT) se vio afectado por la caída registrada en los indicadores previos y por mayores costos por depreciaciones producto de las mayores inversiones realizadas. El Resultado del período empeoró respecto al mismo período del año anterior, debido, fundamentalmente, a un mayor cargo por impuesto a las ganancias consecuencia de la aplicación del sistema de alícuotas por escalas introduci-

(millones de pesos argentinos, ARS)	Ene/Jun 2021	Ene/Jun 2020	Variación
Ingresos	32.898	43.078	(24%)
EBITDA *	(833)	672	(224%)
Resultado operativo del período (EBIT)	(4.197)	(2.227)	(88%)
Resultado del período	(12.376)	(3.879)	(219%)
Deuda neta	4.129	8.304 **	(50%)
Inversiones	6.532	5.251	24%

* Resultado operativo antes de depreciaciones y amortizaciones.
** Valor al 31 de diciembre de 2020

do por la Ley N° 27.630, que ubicó la tasa aplicable a la Sociedad en un 35%, en comparación con el 30% aplicado para el ejercicio 2020. Lo anterior se suma a la mayor pérdida operativa registrada y mayores costos financieros netos, parcialmente compensado por una mayor ganancia por ajuste por inflación.

La Deuda neta disminuyó un 50% respecto de diciembre de 2020, principalmente debido a los menores saldos de deuda financiera.

Las Inversiones se incre-

mentaron un 24% durante el primer semestre de 2021 en comparación con el primer semestre de 2020.

Principales indicadores operativos

Durante el primer semestre del año 2021, la demanda acumulada de energía eléctrica en el área de concesión de Edesur aumento 3,4% con respecto a igual período del año 2020, alcanzando 9.954 GWh. Observando la demanda por tipo de usuario, vemos

que la demanda residencial aumentó 0,8%, mientras que los consumos intermedios (sector comercial), registraron una caída del 1,9% y que el consumo de las grandes demandas (Demanda No Residencial mayor o igual a 300 kW) ha presentado un notorio incremento del orden del 35% con respecto al mismo período del año anterior.

Las ventas de energía del primer semestre del año 2021 (7.994 GWh) tuvieron un incremento del 2% con respecto a igual período de 2020 (7.843 GWh), debido a que no estuvieron vigentes las mismas restricciones de confinamiento por pandemia del año 2020, situación que permitió una lenta recuperación del consumo, principalmente en el sector industrial.

La cantidad de clientes registró un aumento de 0,8%, debido al crecimiento de los clientes de tarifa T1 - pequeñas demandas de uso residencial. Las pérdidas acumuladas de energía se incrementaron en 9% con respecto al mismo semestre de 2020.

Enel Generación Costanera invirtió \$1.202 millones

Principales indicadores financieros

Las cifras al 30-06-2021, incluyendo las correspondientes al período anterior, han sido re-expresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo de la moneda conforme lo establecido en la NIC 29 y en la Resolución General N° 777/2018 de

la Comisión Nacional de Valores (CNV).

El Directorio de Enel Generación Costanera S.A. (“Costanera”) aprobó sus estados financieros intermedios condensados al 30 de junio de 2021.

La baja en los Ingresos respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por una actualiza-

ción de los valores remunerativos por debajo de la tasa de inflación y por una menor generación de energía. La Resolución SE 440/21 del 21 de mayo pasado, estableció un ajuste del 29% de aplicación lineal a los valores originales remunerativos de la energía y potencia, retroactivo al mes de febrero 2021.

La mencionada resolución no establece ninguna actualización mensual de los valores de remuneración como preveía la anterior Resolución SE N° 31/2020.

El EBITDA disminuyó principalmente por los menores ingresos registrados compensados parcialmente por los menores costos de actividades ordinarias. El Resultado operativo (EBIT) disminuyó producto de la caída registrada en los indicadores previos.

El Resultado del período también disminuyó como consecuencia de la menor ganancia operativa registrada y un mayor cargo por el impuesto a las ganancias consecuencia de la aplicación del sistema de alícuotas por escalas introducido por la Ley N° 27.630, que ubicó la tasa aplicable a la Sociedad en un

(millones de pesos argentinos, ARS)	Ene/Jun 2021	Ene/Jun 2020	Variación
Ingresos	4.774	7.209	(34%)
EBITDA *	2.736	4.236	(35%)
Resultado operativo (EBIT)	501	1.919	(74%)
Resultado del período	(356)	898	(140%)
Deuda neta	426	(967)**	144%
Inversiones	1.202	1.326	(9%)

* Resultado operativo antes de depreciaciones y amortizaciones.
** Valor al 31 de diciembre de 2020

35%, en comparación con el 30% aplicado para el ejercicio 2020.

Lo anterior se vio parcialmente compensados por menores costos financieros netos y una mayor ganancia por el ajuste por inflación.

Las Inversiones realizadas ascendieron a \$1.202 millones. Las mismas estuvieron destinadas al mantenimiento de las unidades generadoras, con el propósito de optimizar la disponibilidad y confiabilidad de la planta.

La Deuda neta registró un incremento, principalmente como consecuencia de menores saldos de caja disponibles.

Principales indicadores operativos

La energía generada por Costanera en el semestre finalizado el 30 de junio de 2021 disminuyó un 12% a 3.224 GWh, respecto de los 3.643 GWh generados en el mismo período de 2020, como consecuencia del menor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA, principalmente, de los ciclos combinados. Cabe mencionar que, en el primer semestre de 2021, se registró un aumento de la demanda de electricidad en el país del 4,78% mismo período del año anterior.



computec
S.R.L.

Ing. Gonzalo Estivariz +54 9 (345) 4018550
gonzalo@computecsr.com.ar
www.computecsr.com.ar

Es el mayor productor mundial de este mineral

Ganfeng consolida su posición en el litio argentino

Por Lic. Víctor Delbuono

Ganfeng Lithium Co Ltd es uno de los mayores productores de derivados de litio del mundo.

De acuerdo a la consultora RK Equity, se ubicó en 2020 como el tercer mayor productor, compartiendo podio con Albemarle y SQM. De todos modos, al tratarse de un mercado tan dinámico, podría alterarse el podio fácilmente pasando Ganfeng al primer puesto (cada una de las 3 promedia cerca del 20% del mercado de derivados o midstream). Ganfeng domina en hidróxido de litio y litio metálico y produce cerca de 40 compuestos.

La compañía se estableció en el 2000 como una empresa privada, a diferencia de lo que ocurre en otros casos como el de Shandong Gold que opera en la mina de oro Veladero en San Juan, en el que se trata de propiedad estatal del gobierno de la provincia de Shandong. Cotiza en la Bolsa de Shenzhen desde 2010 y también en la Bolsa de Hong Kong desde 2018. Se presenta como una empresa integrada verticalmente en el mercado del litio desde el upstream (extracción), midstream (ela-



boración de compuestos y derivados) y downstream (producción de baterías y reciclado). Si bien esta última incursión en el negocio es la más reciente, comenzando en 2016 la inversión en baterías de ion-litio polímero y estado sólido, pero ya mostró un salto interesante en el 2020.

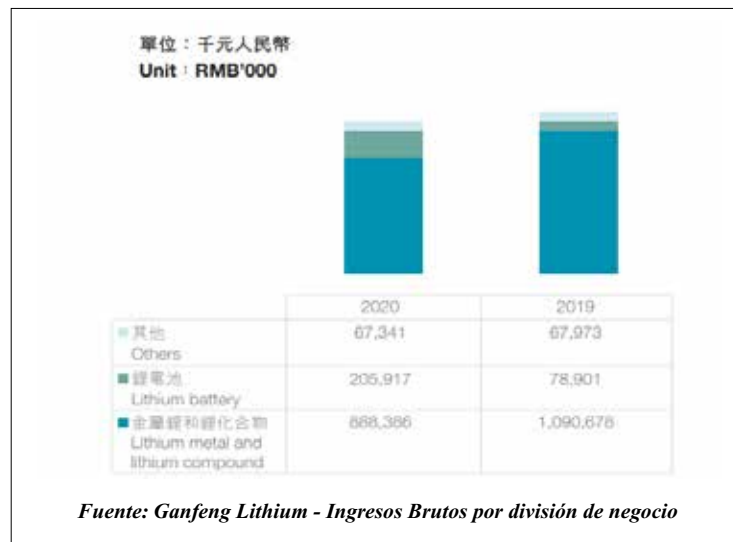
Posee una presencia global, abasteciéndose en la actualidad principalmente de las operaciones Mount Marion y Pilbara para la provisión de espodumeno (mediante JVs o equities). También participa en proyectos en Irlanda y México.

El primer vínculo con Ar-

gentina se produjo en 2011 con una inversión inicial en el 9,9% de la junior canadiense International Lithium Corp. Esta relación fue creciendo y es la que llevó a Ganfeng a controlar actualmente el 87,2% del proyecto Mariana en el Salar de Llullaillaco en Salta. Proyecto por el cual el presidente Jason Luo presentó el pasado 15 de junio al Gobernador Saénz, una inversión de 580 millones de dólares. Sería el primer proyecto abastecido por un parque solar propio de 130 MW y prevé realizar la logística recuperando la capacidad del ramal C14 del Belgrano Cargas, mediante el paso internacional de Socompa desde y hacia los puertos chilenos, pero la presencia de Ganfeng no acaba allí.

En 2018 adquirió el 50% del proyecto Cauchari-Olaroz de manos de la chilena SQM, participación que amplió al 51% en 2020 para tomar control del proyecto y dar el empujón final a la construcción, que actualmente está en ciernes de convertirse en la tercera operación y la de mayor capacidad del país.

El pasado 16 de julio, Ganfeng concretó la operación de compra de la empre-



sa Millennial Lithium, propietaria del proyecto Pastos Grandes en Salta por un total de 283,5 millones de dólares (353 M CAD). El proyecto es uno de los más avanzados en el pipeline en el país, contando con una planta piloto operativa que alcanzó en abril 2021 una calidad grado batería de 99,96%. La construcción del proyecto, de acuerdo a la factibilidad, alcanzará un CAPEX de 448,2 millones adicionales. Finalmente, esta semana, adquirió una participación por US\$ 10 millones en Arena Minerals, una junior en etapas iniciales de exploración, con áreas aledañas

al proyecto de Millennial y otras propiedades en el Salar de Antofalla en Catamarca.

Ganfeng coloca así varias piezas en el tablero del NOA, con un proyecto que prevé iniciar operaciones a fines de 2022 en Jujuy y otros dos proyectos avanzados en Salta. A su vez, en mayo de 2021, el chairman Li Liangbing firmó un MOU con el Gobernador Morales y el Ministro Kulfas para avanzar en etapas downstream. La principal compañía china del sector del litio promete tener, en los próximos años, un rol protagónico en el desarrollo industrial del NOA.



HOY SOMOS MÁS

Nuestra energía está llegando a más de dos millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego. Millones de usuarios que usan esa energía y la transforman en algo mejor.

camuzzigas.com.ar

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

Informe de la Secretaría de Minería de la Nación

Creció 37,9% la exportación de productos minerales durante mayo

Las exportaciones mineras mostraron en mayo un aumento de 37,9% respecto del valor registrado doce meses atrás, y el monto acumulado en los primeros cinco meses del año (casi US\$ 1.100 millones) creció 8,3% frente al mismo período en el 2020, lo que se explica principalmente por el alza de 30,9% en los volúmenes embarcados.

Durante mayo, precisó un informe de la Secretaría de Minería de la Nación, se registró un incremento interanual en la cotización de todas las materias primas del sector. De ese modo, las exportaciones de oro registraron ese mes un ascenso del 17,6% (hasta US\$ 158 millones), mientras los envíos de plata acompañaron la tendencia con un "aumento notable" de 109,6% (US\$ 43,8 millones), frente a mayo del año pasado.

En cuanto a las exportaciones de litio, los precios tanto del hidróxido como del carbonato también subieron "en medio de una escasa disponibilidad de material y

una demanda que se mantiene constante".

Los embarques del metal representaron así ingresos por US\$ 16,4 millones durante mayo, es decir, 35,9% por encima del mismo mes de 2020. A su vez, los minerales no metalíferos mostraron un comportamiento mixto en las exportaciones de mayo: los boratos registraron una disminución del 9,7% en las divisas generadas, mientras los envíos de cales cayeron 55,4%. Por otro lado, la diatomita, de uso en fertilizantes e insecticidas, registró un fuerte salto en los valores exportados (del 207,2%), seguido por el yeso con un alza del 108,6%. El repunte en las exportaciones sectoriales tuvo un fuerte impacto en las provincias productoras, "lo que da cuenta del rol central que ocupa la actividad minera", resaltó el informe de Minería.

Catamarca encabezó esta tendencia con US\$ 43,6 millones exportados durante enero-mayo, lo que representó una participación del 87,8% sobre el total de ventas de la provincia al exterior.

Menos producción de oro en mina salteña

La compañía Fortuna Silver Mines informó que durante el segundo trimestre se redujo la producción de oro en la mina Lindero, de la provincia de Salta, ante los "impactos directos e indirectos del aumento de casos positivos de Covid-19".

El rango de producción anual del yacimiento, ubicado al sur del Salar de Arizaro, en el departamento salteño Los Andes, es ahora de entre 90.000 y 110.000 onzas, lo cual refleja una disminución de 50.000 onzas respecto de lo estimado en enero pasado.

La tasa de infección por Covid-19 en Lindero "aumentó durante el segundo trimestre y tuvo un impacto sig-

nificativo en el desempeño de la operación", precisó un comunicado difundido en Vancouver.

Durante abril-junio la compañía suspendió voluntariamente, de manera intermitente, las operaciones en el sitio por un total de 16 días, lo que afectó directamente el progreso del aumento y redujo la cantidad de mineral entregado a la plataforma de lixiviación en pilas. Las estrictas restricciones de viaje impuestas por el Gobierno provocaron además "interrupciones en la contratación y el movimiento de personal calificado, y retrasos en el acceso al apoyo de proveedores extranjeros, lo que resultó en un ma-

yor tiempo de inactividad mecánica" que llevó a que se entreguen menos toneladas de mineral procesado a la plataforma de lixiviación.

De este modo, la producción total de oro para el trimestre fue de 19,521 onzas, el 73% del plan, ya que la trituración primaria y secundaria promedió 14.870 toneladas por día, lo que representa el 79% de la capacidad de diseño. Fortuna Silver destacó por último que, aún con un mayor costo de mantenimiento previsto, espera completar la expansión planificada de su planta de procesamiento y lograr la capacidad de producción total a principios del cuarto trimestre de 2021.

En la Bolsa de Londres

Lanza LME contrato sobre el litio



Con el respaldo del trader suizo Transamine Trading S.A. y en base a la agencia de precios Fastmarkets MB (Metal Bulletin), se terminó de consolidar el contrato de futuros de litio en la Bolsa de Metales de Londres (LME por sus siglas en inglés).

El anuncio se produce poco más de 2 años después, pandemia mediante, de la selección de Fastmarkets como agencia de reporte del precio en junio de 2019. La decisión de cotizar el litio fue comunicada por primera vez en la LME Week de Octubre 2018.

El contrato lanzado LME Lithium Hydroxide Battery Grade spot price CIF CJK corresponde al precio de referencia del hidróxido de litio colocado en los puertos de China, Japón y Corea del Sur de manera spot. Si bien la mayor parte del mercado global de litio en la actualidad se transa bajo contratos privados, el precio spot es una referencia para el ajuste de los mismos, que ya empiezan a incluir el precio de referencia entre sus cláusulas contractuales. Los precios publicados cada viernes (el precio es por ahora un precio promedio semanal y no diario o intra-diario como en otros commodities minerales) para el hidróxido de litio parecen haberse estabilizado en US\$ 15,5 por kilogramo, tras la acelerada recuperación experimentada desde el piso de octubre de 2020.

La crisis del COVID19 llevó a mínimos de 2015 los precios del litio, que arrastraban casi 2 años de caídas pre-pandemia tras el boom de 2017-18.

Tres meses atrás, el trader norteamericano con base en Chicago, CME Group, realizó la primer operación de trading, de unas 5 mil toneladas (carbonato de litio equivalente) en base al precio de la agencia Fastmarkets, lo que parece haber acelerado la decisión del LME de lanzar el dilatado contrato formalmente. De acuerdo a la información del LME, ellos "han trabajado en estrecha colaboración con la industria del litio para desarrollar un contrato que tendrá la longevidad para respaldar el sector de materiales de baterías en rápida expansión. Fastmarkets ha consultado extensamente con el mercado físico para desarrollar especificaciones claras que puedan utilizarse como base para las negociaciones contractuales."

Comité de litio de la LME

La Bolsa de Metales de Londres ha establecido un organismo asesor con participantes clave de la industria, especialmente interesados en contar con una cotización que brinde transparencia y permita realizar pronósticos y presupuestos en el marco de la transición energética. Este organismo, denominado Comité de Litio de la LME, incluye actores de las finanzas, la producción primaria y de derivados y la industria automotriz:

Entre los actores se cuentan 3 empresas con presencia en el triángulo sudamericano: Tianqi, en Salar de Atacama a través de su participación accionaria en SQM, Albermarle que opera en el mismo Salar y Toyota Tsusho que participa en la sociedad con Orocobre y JEMSE en el joint venture que opera el Salar de Olaroz en la Provincia de Jujuy. La adopción por parte de la industria de este precio de referencia, si bien se basa en hidróxido de litio, servirá de referencia para fiscalizar las exportaciones de derivados en Argentina y Chile (principalmente carbonato de litio) que podrán, a su vez, mejorar los ingresos fiscales de la administración nacional y las administraciones provinciales si los precios de exportación convergen a los del mercado spot.

X Seminario Internacional

LITIO En la región de Sudamérica

28 & 29 Septiembre 2021

www.litioensudamerica.com.ar
informes@panorama-minero.com

Host: Provincia de Catamarca República Argentina

ORGANIZADO POR PANORAMA MINERO

#LitioEnSudamerica2021 | #LithiumInSouthAmerica2021

Edición de EUDEBA

“La renta del petróleo en Argentina”



La Editorial Universitaria de Buenos Aires - Eudeba - publicó “La Renta del Petróleo en Argentina” de Daniel Gustavo Montamat y Agustín Torroba.

El libro examina el negocio petrolero desde la perspectiva de la renta, la apropiación y el reparto. Si no hay renta, no hay negocio y, si no hay negocio, no hay explotación. Un punto fundamental es que la renta de un yacimiento en Medio Oriente es mayor que la de uno en Venezuela, y la de este último es mayor que la de uno en la Argentina.

Aquí se define una metodología de cálculo con la cual se puede estimar la renta petrolera argentina por año y su respectivo reparto. También se analizan las políticas que han afectado la apropiación y la división de las ganancias en la Argentina. De la experiencia propia y de la comparada se derivan recomendaciones de políticas públicas para dar previsibilidad a los mecanismos que rigen la apropiación y el reparto de la renta petrolera. Las actuales cotizaciones del barril de petróleo, al haber sido afectadas por la pandemia, han reducido la renta apropiable y, en consecuencia, dificultan la generación de nuevos proyectos de explotación petrolera en la Argentina (y en muchas partes del mundo). Muchas explotaciones existentes se han vuelto marginales y ya no permiten recuperar los costos totales. Para sobrevivir en un mundo donde la explotación del barril ofrece menos renta a apropiar, es imperativo reducir costos. Todo esto es relevante porque la crisis del petróleo es la crisis de toda la industria energética, ya que el petróleo sigue siendo la fuente que cierra el balance energético mundial. La Argentina es un país con petróleo y que se autoabastece, pero tiene el desafío de desarrollar su inmenso potencial.

Acerca de los Autores

Daniel Gustavo Montamat es Doctor en Economía (Universidad Católica de Córdoba), Doctor en Derecho (Universidad Nacional de Córdoba) y Master en Economía de la Universidad del Estado de Michigan (USA). Fue Director de Gas del Estado (1985-1986), Presidente de YPF S.E. (1987-1989), Secretario de Energía de la Argentina (1999-2000) y Director de YPF S.A. (2015-2020). Es profesor de posgrado de la Universidad de Buenos Aires CEARE. Consultor del BID y del Banco Mundial en temas energéticos. Presidente de Montamat & Asociados (estudio fundado en 1991). Agustín Torroba es Licenciado en Economía y Magíster en Energías por la Universidad de Buenos Aires. Diplomado en Economía de la Energía y Planeamiento Energético (IEA-COPIME). Asesor en temas energéticos y ex consultor asociado del estudio Montamat y Asociados. Fue asesor del ex Ministerio de Energía de la Nación y Director Nacional de Biocombustibles. Actualmente es Especialista Internacional en Bioenergías en el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), instituto especializado de la Organización de Estados Americanos (OEA).

Lic. Guillermo Halpern Coordinador de Prensa Eudeba

Con ese objetivo se asoció con Global Footprint Network

Schneider lucha contra el cambio climático

Schneider Electric, organización líder en la automatización y transformación digital de la gestión eficiente de la energía y Global Footprint Network (GFN), organización de investigación que analiza la forma en el que el mundo gestiona los recursos naturales, anuncian el lanzamiento de la iniciativa “100 Days of Possibility” o 100 Días de Posibilidad, la cual tiene como objetivo ofrecer soluciones que ayuden a mitigar los efectos del cambio climático y la pérdida de biodiversidad.

El lanzamiento de dicha iniciativa coincide con el próximo 29 de julio de 2021, Día del Sobregiro de la Tierra, fecha en la que la humanidad habrá agotado todos los recursos ecológicos que el planeta está en capacidad de renovar durante un año.

Los 100 días a los que hace referencia el nombre de la iniciativa, marcan el tiempo que resta para el inicio de la 26va Conferencia Anual sobre el Cambio Climático (COP26) organizada por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), la cual tendrá lugar en Glasgow, Escocia. Allí, funcionarios y representantes de todo el mundo se reunirán para tratar de acordar soluciones efectivas para combatir los efectos del cambio climático.

Las acciones y soluciones destacadas en el proyecto están alineadas con el principal mensaje, el cual es que tanto empresas, gobiernos y personas del común pueden actuar ahora, no es oportuno esperar a que las decisiones se tomen hasta la conferencia del COP26.

Las oportunidades y soluciones planteadas por las partes y sectores participantes serán dadas a conocer diariamente antes del inicio del COP26 a través del portal 100DaysOfPossibility.org. Allí se revelarán las acciones que los interesados pueden realizar para aportar a la iniciativa #MoveTheDate del Día del Sobregiro de la Tierra. Los ejemplos incluyen propuestas para redes eléctricas 100% renovables, hogares inteligentes y la reducción del desperdicio de alimentos.

Schneider Electric, quien ha sido declarada por Corporate Knights como la corporación más sostenible del mundo a principios de este año, ha ofrecido su apoyo a



la iniciativa con la presentación de seis soluciones para el cambio climático a la lista de “100 días”. Al grupo de entidades y organizaciones se han sumado otros socios como Scottish Environment Protection Agency (SEPA) y Drawdown Europe.

Un ejemplo de las soluciones que ha aportado la compañía Schneider a esta iniciativa es la integración de una infraestructura de carga de microrredes y vehículos eléctricos (EV) que permite la transición a flotas de cero emisiones.

Esta se convierte en la primera de su tipo y se implementará en la estación de buses de Brookfield Smart Energy en Maryland, EE. UU. Siendo este uno de los grandes aportes de la organización a #Movethedate del Día del Sobregiro de la Tierra, permitirá reducir las emisiones de carbono en un 62%, entre otros beneficios.

Otra contribución de la organización es el convenio al que se llegó con Egyptian Electricity Holding Company, proveedor nacional de servicios públicos de Egipto, con el que se estableció convertir la red nacional de distribución eléctrica del país en una red inteligente preparada para el futuro. Esto incluye la implementación de cuatro centros de control que supervisarán y optimizarán la red eléctrica. Este proyecto, desarrollará la primera red inteligente en todo el país de Oriente Medio y ayudará a Egipto a satisfacer sus futuras demandas de energía mientras avanza en su estrategia de sostenibilidad.

Estas y otras contribuciones de diferentes empresas serán dadas a conocer en el lanzamiento de la iniciativa “100 días” y las cuatro contribuciones restantes de Schneider serán reveladas en los próximos días.

Suscríbase
Energía&Negocios

publicidad@energiaynegocios.com.ar

WhatsApp +54911 5746 6979

Una tecnología para proporcionar información en tiempo real a alta velocidad

Sistema de Medición de Sincrofasores, una innovadora solución para decisiones más inteligentes

El sistema de medición de sincrofasores es una tecnología que se utiliza para proporcionar información en tiempo real, a alta velocidad y coherente en el tiempo, del sistema eléctrico de potencia. Esta capacidad no estaba disponible con los sistemas SCADA previos (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) que ofrecían prestaciones inferiores y que no permitían detectar ni observar perturbaciones, dado que su tasa de muestreo típica era mayor de 2 segundos.

El sistema se basa en la utilización de unidades de medición fasorial, PMU's, que muestrean las señales de tensión y corriente muchas veces por segundo con elevada precisión, colocando una estampa de tiempo exacta a cada muestra.

Al respecto hay mucha bibliografía, pero en este artículo la intención es que respondiendo algunas simples preguntas, se pueda explicar fácilmente el concepto y sus beneficios.

¿Cuál es su origen ?

En el año 2003 luego del Black Out Noreste (Cleveland Separation), la investigación del mismo llevada a cabo entre EEUU y Canadá determinó que si se hubiese contado con un sistema de medición sincrofasorial se habrían detectado a tiempo las diferencias de ángulo de fase entre Cleveland y Michigan. Estas tuvieron una duración de una hora y con un aumento elevado en los últimos 6 minutos y si se hubiese contado con esta tecnología, se habrían podido tomar medidas correctivas para evitar ese enorme apagón.

¿En qué consiste el sistema de medición de sincrofasores ? ¿En qué se basa ?

El sistema se fundamenta



en medir los canales de tensión y corriente muestreando los valores y calculando el ángulo de fase entre esas tensiones y el fasor patrón, que es aquel que está sincronizado con la hora Universal GMT. Para lograr esto se utiliza un GPS como fuente de sincronización horaria.

Los sincrofasores son los valores sincronizados en el tiempo que representan tanto la magnitud como el ángulo de fase de las ondas sinusoidales de tensión y corriente.

Con el GPS se obtiene la información exacta del 1PPS, (1 Pulso Por Segundo), y es a partir de ese momento que se mide la diferencia de tiempo, o diferencia de fase con las señales adquiridas. El momento exacto del PPS puede ser determinado con una precisión de unas pocas decenas de nanosegundos utilizando los GPS de última tecnología.

¿Para que sirven ?

Esta información se puede enviar utilizando el protocolo de sincrofasores a los centros de control, despachos de carga, software de supervisión, etc. a una tasa de una muestra por ciclo de la frecuencia de red, que en nuestro país será a razón de

50 muestras por segundo, por lo que se contará, de acuerdo al teorema de Nyquist, con información fidedigna de 25 Hz de ancho de banda, lo que permite detectar oscilaciones de potencia cuyas frecuencias son normalmente menores de 10 Hz.

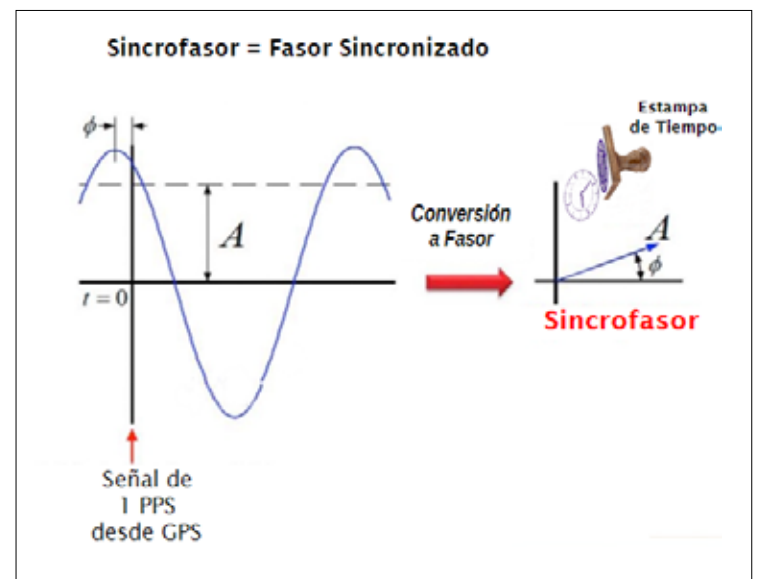
Las mediciones tomadas por las PMU en diferentes ubicaciones se sincronizan y se ajustan en el tiempo, y luego se agrupan para proporcionar una representación precisa y completa del estado del sistema eléctrico. La comparación de los sincrofasores entre diferentes puntos de un sistema eléctrico es una manera efectiva de detectar problemas en el mismo. A esto se lo llama Sistema de monitoreo, protección y control de área amplia. (WAMPC, del inglés Wide Area Monitoring, Protection and Control). Se estima que la cantidad total de PMU instalados en el mundo es mayor de 3.500 unidades.

¿Qué se necesita ?

Para implementar un sistema de monitoreo por sincrofasores es necesario:

GPS

El GPS, Global Positioning System, es un dispositivo muy utilizado para la



ubicación geográfica de vehículos o naves. En realidad, el sistema se basa en la medición precisa del tiempo entre los satélites GPS y los receptores en tierra. Conociendo ese tiempo y conocida la velocidad de la luz es posible calcular la distancia que los separa. Utilizando triangulación entre más de tres satélites se puede calcular la posición geográfica.

Pero, para el caso de los sincrofasores, se utiliza la capacidad innata de los GPS de tener tiempos muy exactos, y dado que están ubicados en distintos puntos del sistema eléctrico, se pueden determinar los valores instantáneos de los fasores en forma sincronizada.

PMU

La unidad de medida fasorial (PMU) es un dispositivo que estima la magnitud y el ángulo de fase de tensiones y corrientes en la red eléctrica utilizando una fuente de tiempo común para la sincronización.

Las PMU's capturan las muestras instantáneas de las formas de onda de entrada en rápida sucesión y luego reconstruyen la cantidad fasorial, compuesta por una medición de ángulo y una

medición de magnitud. Las PMU también pueden medir la frecuencia en la red eléctrica y su derivada con elevada exactitud. Una PMU comercial típica puede informar mediciones con una resolución temporal muy alta, hasta 2 mediciones por ciclo de la red. Una PMU puede ser un dispositivo dedicado, o la función PMU puede incorporarse en un relé de protección o registrador de fallas eléctricas.

Los valores de tensiones, fases y frecuencias se transmiten utilizando un standard cuya primera versión se publicó en 1995. El trabajo pasó por revisiones posteriores, hasta la versión actual denominada IEEE C37.118.2.

Comunicaciones

Los sincrofasores son transmitidos a los Centros de Control vía PDC (Concentradores de Datos Fasoriales) utilizando el protocolo IEEE C37.118. Los PDC's se comunican a través de redes IP al sistema SCADA - EMS (Energy Management System)

Los PDC son dispositivos inteligentes (puede ser una PC) que reciben la información de los fasores que llegan de las distintas PMU y utili-

Nuestro pensamiento está en brindar el mejor servicio a todos nuestros clientes

Naturgy

Por eso, durante más de 25 años de gestión incorporamos al servicio a cerca de 800 mil familias y ampliamos nuestra red de distribución superando los 25.000 km.



zando las marcas de tiempo, los arregla de forma de que correspondan a un mismo instante de tiempo. Los PDC pueden almacenar datos en un buffer por un corto período de tiempo, pero no almacenan datos. Además, permiten validar datos y convertirlos que lleguen en distintos formatos y también posibilitan la conversión de distintas tasas de entrada especificadas en la norma. Un PDC puede también compartir información con otros PDC's.

¿Finalmente, para que se utilizan estos datos ?

Aplicaciones de análisis final

En general, en los centros de control se utiliza un PDP (Phasor Data Processor) cuya función es:

Monitorear los procesos dinámicos y estados en redes de energía (Wide Area Monitoring).

Detectar y dar una alerta temprana (situational awareness) cuando se acerca a estados críticos (estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje, estabilidad de transmisión y oscilaciones de potencia). Los umbrales críticos se pueden definir individualmente y modificar en cualquier momento. Además del monitoreo en tiempo real, también ofrece soporte en el análisis del sistema eléctrico al quedar todas las mediciones y cálculos almacenadas en su base de datos.

Otras funciones

- Detección de estabilidad en la tensión
- Detección de inestabilidad de pequeña señal
- Control de Islas
- Control de fuentes de generación intermitentes e interconexión de red
- Detección de cortocircuitos
- Pérdida de carga
- Pérdida de generación

Los sincrofasores mejoran ampliamente la confiabilidad de los datos obtenidos por los sistemas SCADA, al establecer una referencia de tiempo única para todas las medidas del sistema, reduciendo la incertidumbre ocasionada por los retardos en las vías de comunicación y la transferencia de los datos obtenidos entre las subestaciones y los centros de control con métodos convencionales.

En el país CMMESA ha emprendido una auspiciosa campaña de instalación de PMU's, ya cuenta en proceso de instalación alrededor de 20 PMU's. Desde hace varios meses está activo y funcionando su Phasor Data Processor que ha sido muy útil para comprobar el estado de la red eléctrica, localizar

cortocircuitos con la información de los tipos de los mismos, así como también detectar islas y oscilaciones de potencia.

Entre los objetivos futuros se encuentran

Monitoreo de la red EAT y AT

Intercambio entre áreas del SADI

Uso en interconexiones internacionales

Entrega de datos al estimador de estados

Validación del comportamiento de generadores

Comportamiento de la demanda para su modelado

Como una forma de enca-

minarse hacia la consolidación de este sistema de medición, CMMESA en su P.T. N°4 solicita que los nuevos generadores instalen equipamiento de medición de sincrofasores. Esto sin duda redundará en un mayor conocimiento del comportamiento de la red eléctrica.

ELSPEC y Computec

Computec comercializa el Registrador de Fallas y PMU ELSPEC modelo G5DFR que en un mismo equipo posee características de Registrador de Fallas, Analizador de Calidad de Energía y de PMU (Unidad de Medición de Fasores).

Puede realizar una transmisión continua de Sincrofasores con una tasa de envío de 100 frames /seg.

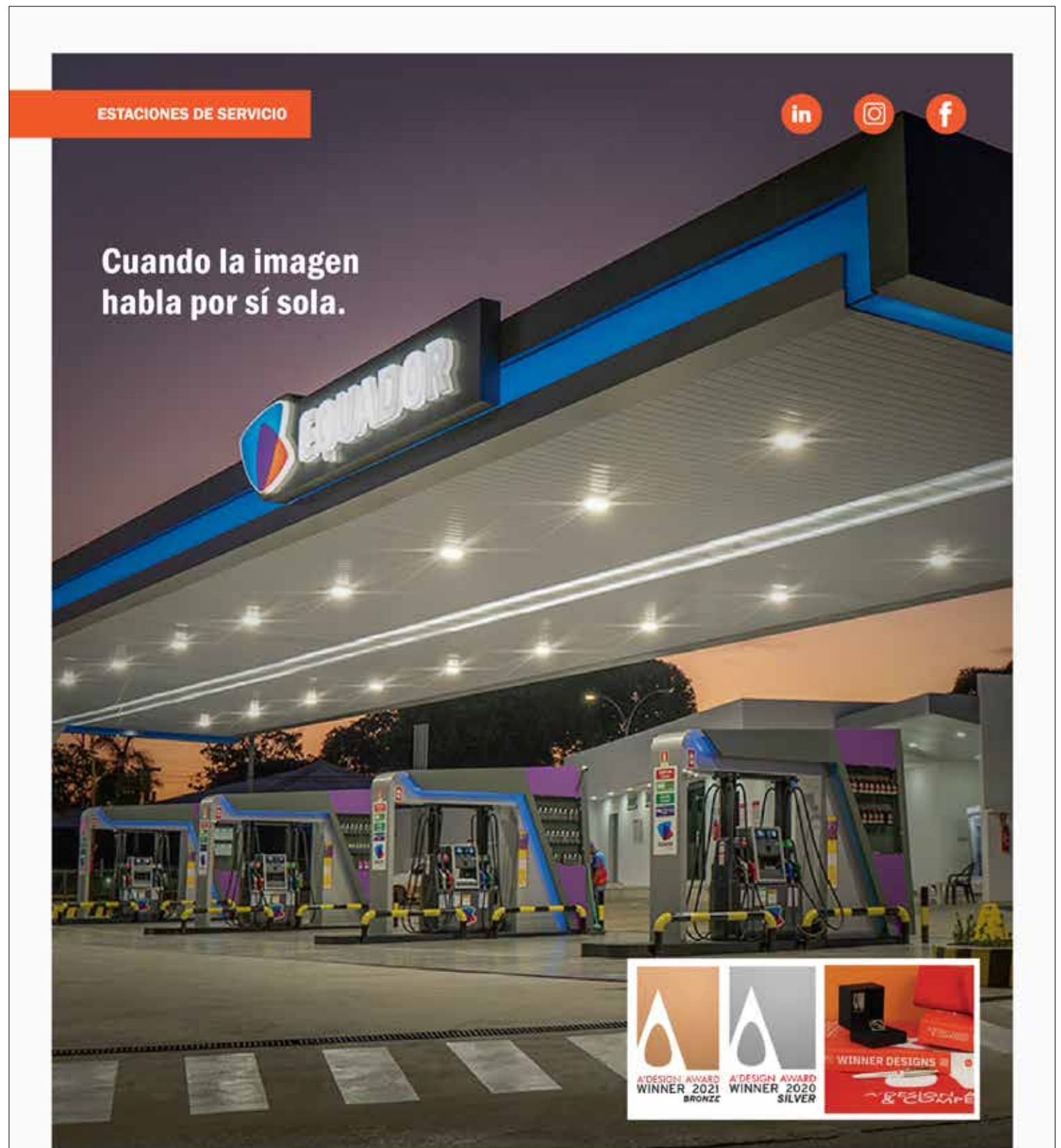
El equipo almacena permanentemente a 1.024 muestras/ciclo la información de todos los canales adquiridos gracias a su algoritmo de compresión PQZIP, pudiendo ser posteriormente analizada en cualquier instante de tiempo.

El software de Gestión Energética Sapphire con su módulo de investigación presenta gráficamente: tendencias, osciloperturbografía, armónicos, histogramas, listas de eventos, cuadros de resumen y resúmenes estadísticos de los parámetros al-

macenados. El usuario puede analizar sags/dips, swells, interrupciones o cualquier otro tipo de incidentes. En su versión actual también cumple las funciones de PDC (Concentrador de Datos Fasorial)

El equipo ha demostrado ser de una ayuda invaluable para la operación de plantas generadoras y transmisoras, al contar con la posibilidad de monitorear en tiempo real y de realizar investigaciones históricas, utilizando herramientas de gráficos y tendencias.

Ing. Gonzalo Estivariz
+54 9 (345) 4018550
gonzaloe@computecsl.com.ar
www.computecsl.com.ar



Equador energía, Posto P10 en la ciudad de Manaus, Brasil.

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



we Get Involved.

BREVES INTERNACIONALES

Novatek gana US\$ 2.265 millones

El mayor productor independiente de gas natural de Rusia, Novatek, obtuvo un beneficio neto atribuido de 164.439 millones de rublos (2.229 millones de dólares) en el primer semestre, 15 veces más que en el mismo periodo de 2020. Los ingresos de la compañía sumaron 509.035 millones de rublos entre enero y junio (6.900 millones de dólares), lo que representa un incremento del 55 % con respecto al primer semestre de 2020.

El beneficio antes de impuestos de Novatek alcanzó los 194.787 millones de rublos (2.641 millones de dólares), 5,5 veces más que entre enero y junio del año precedente.

El grupo atribuye la mejora de sus resultados en la primera mitad del año a las mejores condiciones macroeconómicas, que generaron un aumento de los precios de sus ventas de hidrocarburos y un incremento de los volúmenes de producción de gas natural y condensado de gas.

Jinko Power con tres proyectos fotovoltaicos

El gigante de la energía solar Jinko Power aterriza en España. La compañía china, a través de su filial JinkoHolding Energy Generation SLU, con sede social en Sevilla, ha lanzado los que serán sus segundos proyectos fotovoltaicos en España.

Se trata de tres proyectos que estarán ubicados en las provincias de Sevilla y Cádiz y con una capacidad total de

Rusia inicia las obras del reactor nuclear más alto del mundo a 4.000 metros en Bolivia



El gigante nuclear ruso Rosatom ha iniciado las obras para la construcción de un reactor para el Centro de Investigación y Desarrollo de Tecnología Nuclear (CIDTN) de Bolivia, proyecto que se había paralizado en 2019, informó la agencia RIA Novosti.

Se trata de una construcción “única y sin parangón en el mundo”, que se erigirá en la ciudad de El Alto, situada a 4.000 metros sobre el nivel del mar.

Según indicó Rosatom, el lugar de la construcción del reactor es el más alto del mundo entre los que han acogido instalaciones nucleares.

El subdirector general de la corporación rusa, Kiril Komarov, señaló que el CIDTN comenzará su andadura en 2024.

“Ese reactor, que comenzará a funcionar en 2024, es un milagro tecnológico, que incluirá a Bolivia en la lista de países innovadores, que no son muchos”, dijo Ko-

marov. “No existe un reactor de estas características a esta altura sobre el nivel del mar», enfatizó en el presidente boliviano, Luis Arce, en un discurso en el acto de “vaciado” del primer hormigón del reactor nuclear de investigación.

El 6 de marzo de 2016, el Gobierno de Bolivia y Rusia firmaron un acuerdo intergubernamental sobre, entre otras cosas, la construcción de un centro de investigación nuclear.

El proyecto, valorado en 300 millones de dólares (266,6 millones de euros) consta, según datos oficiales, de un reactor nuclear de investigación de baja potencia, un centro de ciclotrón-radiofarmacia, una planta multipropósito de irradiación y un laboratorio de investigaciones nucleares y capacitación.

Entre los fines de las instalaciones, que ocuparán 15 hectáreas, figuran la investigación energética, médica y agroalimentaria.

534 MW. El más grande de todos, con una potencia instalada de 280,7 MW, y denominado Bucare, estará ubicado en el término municipal de Alcalá de Guadaíra en Sevilla.

Además, quiere desarrollar el proyecto fotovoltaico Tarifa-Facinas de 141,2 MW, en el término municipal de Tarifa en la provincia de Cádiz. Por último, el tercer proyecto,

denominado La Parrilla, estará situado en el término municipal de San José del Valle, también en Cádiz.

Se trata de la segunda inversión de Jinko Power en Es-

paña, que podría rondar los 250 millones de euros. Anteriormente, Jinko Power lanzó su primer proyecto fotovoltaico en Sevilla. Se trata del proyecto La Isla, de 182,5 MW al que luego se sumaron los fondos Ardian y White Summit Capital.

Eso sí, no es la primera gran inversión de empresas chinas en renovables en España. Por ejemplo, la china Three Gorges ha adquirido 500 MW de fotovoltaica a X-Elio y otros 400 MW de eólica a los Masaveu.

Eso sí, sería el primer gigante solar chino que desarrollaría su cartera de proyectos, no comprándola como hicieron sus colegas de Three Gorges.

Pemex, una de las más endeudadas del mundo

La petrolera estatal mexicana Pemex, una de las más endeudadas del mundo, recorrió en el primer semestre su pérdidas un 96,2 % en comparación con el mismo periodo del año anterior, hasta situarse en 22.993 millones de pesos unos 1.155 millones de dólares según ha anunciado este miércoles.

Este dato se compara con las pérdidas de 606.587 millones de pesos (unos 30.482 millones de dólares) del mismo periodo de hace un año, cuando estalló la pandemia de covid-19.

Al presentar su informe financiero, el director de Petróleos Mexicanos (Pemex), Octavio Oropeza, dijo que «nuevamente tenemos buenas noticias» y destacó el crecimiento en la producción petrolera. La compañía señaló que los ingresos sumaron 664.989 millones de pe-

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



La OPEP+ logra un acuerdo para aumentar gradualmente la producción de crudo

Los ministros de la OPEP y de sus aliados, liderados por Rusia, acordaron ayer aumentar su producción conjunta de forma escalonada en los próximos cinco meses, hasta llegar a 2 millones de barriles diarios (mbd) adicionales en diciembre. La entente reduce así hasta unos 3,8 mbd su recorte pactado en abril de 2020 -entonces 9,7 mbd- como respuesta a la crisis del coronavirus y el desplome de la demanda global de crudo. En un comunicado, el secretariado de la OPEP explicó que el aumento de la producción empezará en agosto próximo, con una subida de 400.000 barriles diarios adicionales cada mes hasta diciembre.



de crudo al mercado.

“OPEP+ está aquí para quedarse”, agregó el ministro, en un intento de eliminar cualquier duda sobre el futuro de la alianza, tras dos semanas de disputas sobre las cuotas de producción.

Precio en alza

Las negociaciones, con el objetivo de evitar más presión al alza sobre los precios del crudo, que a su vez amenaza el crecimiento económico global, se habían estancado por un desacuerdo entre Arabia Saudí y los Emiratos Árabes Unidos (EAU). Los precios del crudo se encuentran actualmente en torno a los 75 dólares por barril, un 20 % más que en verano del año pasado. En cuanto al futuro cálculo de las cuotas de producción, los ministros acordaron hacer una leve revisión que beneficiará a ciertos miembros de la alianza, concretamente Rusia, Arabia Saudí, los EAU, Irak y Kuwait. Rusia y Arabia Saudí podrán ajustar a partir de mayo de

2022 su base de cálculo para un eventual ajuste de la producción en 0,5 millones de barriles cada uno (hasta 11,5 mbd cada uno), mientras que los Emiratos lo harán en 0,33 mbd, hasta 3,5 mbd.

En el caso de Irak y Kuwait esa base de cálculo sube en 0,15 mb/d, cada uno, hasta 4,803 mbd (Irak) y 2,959 mbd (Kuwait)

Elevado cumplimiento

El nivel de cumplimiento del recorte pactado el año pasado se situó en junio en el 113 %, o sea, se cumplió más de lo acordado. Tras las cinco subidas mensuales de producción en lo que queda de año, los ministros evaluarán nuevamente la situación en diciembre incluyendo el nivel de cumplimiento.

En su último informe mensual sobre el mercado petrolero, los analistas de la OPEP estiman que la demanda global de crudo crecerá en el segundo semestre del año un 4,8 % y el año que viene un 3,5 %.

De esta forma, se prevé que la demanda global supere el año que viene por primera vez en la historia los 100 mbd. La alianza OPEP+ tiene previsto producir a partir de mayo 2022 cerca de 45,5 mbd, con 26,8 mbd de los 13 países de la OPEP y 17,7 mbd de los otros diez países productores. La próxima reunión de los ministros de la alianza está prevista para el 1 de septiembre.

so, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío y La Araucanía. Pese a la profunda crisis social, política e institucional que remece a Chile desde fines de 2019, incluyendo la ola de protestas más grave desde el fin de la dictadura de Augusto Pinochet (1973-1990) y al devastador golpe económico de la pandemia por la covid-19, las inversiones chinas en el país no han perdido fuerza. Durante el primer semestre de 2021, según informaron medio nacionales, China lideró la inversión extranjera en Chile con más de 5.500 millones de dólares, superando a Estados Unidos y Canadá.

State Grid toma el control de empresa chilena

La china State Grid tomó el control del directorio de la mayor empresa eléctrica de Chile, la Compañía General de Electricidad (CGE), después de comprar en marzo de este año el 96,04 % de participación de la sociedad a la española Naturgy por poco más de 3.000 millones de dólares.

Informado como un hecho esencial la Comisión para el Mercado Financiero, organismo público que fiscaliza el mercado de valores y seguros en Chile, la CGE detalló la renovación de su directorio, al que se incorporaron Dai Yan (designado presidente), Liang Chengzhong, Huang Futao, Liu Chengzu y Rodrigo Valdés, este último exministro de Hacienda del segundo Gobierno de Michelle Bachelet.

Con el fin de esta operación, una de las más grandes realizadas durante el último tiempo y autorizada por la Fiscalía Nacional Económica (FNE), State Grid consolida el control de más de la mitad del mercado de distribución eléctrica en Chile y su papel como el mayor actor económico del sector en el país sudamericano.

Esta compra se sumó a la de 2019, donde la estatal china se hizo de la empresa a cargo de gran parte de la distribución eléctrica de Valparaíso en el litoral central, Chilquinta, por cerca de 2.400 millones de dólares.

En la misma línea, CGE se dedica a la transmisión y distribución de energía eléctrica a lo largo de todo el país, giro para el que cuenta con concesiones en las regiones de Arica y Parinacota, Antofagasta, Coquimbo, Valparaíso,

Petrobras vende su participación del 51% en Gaspetro

Petrobras ha vendido su participación del 51% en Gaspetro, un holding brasileño de distribuidoras de gas, a Compass, una empresa de gas y energía filial del grupo Cosan, por un importe de 2.030 millones de reales brasileños (US\$ 408 millones).

El cierre de la transacción está sujeto al cumplimiento de algunas condiciones precedentes, tales como el visto bueno por parte del Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE), dependiente del Ministerio de Economía. Gaspetro agrupa a 19 compañías distribuidoras de gas natural brasileñas con presencia en todas las regiones de Brasil. Sus redes de distribución suman aproximadamente 10.000 kilómetros, atendiendo a más de 500.000 clientes, con un volumen de distribución de cerca de 29,5 millones de metros cúbicos diarios. Hasta la fecha, el holding estaba participada en un 51% por Petrobras y un 49% por parte de Mitsui Gás e Energia do Brasil.

Eleva la calificación

Fitch acredita por primera vez al Fondo de OPEP con AA+ y perspectiva estable

La agencia de medición de riesgo Fitch calificó por primera vez al OFID, el Fondo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para el Desarrollo Internacional, con la nota AA+ y perspectiva estable.

Fitch justificó esa calificación inaugural, que atestigua una “alta calidad crediticia”, con «la excelente capitalización», los niveles de liquidez y la calidad de los activos del OFID.

“Este resultado positivo llega en un momento en que se requieren sobre todo enfoques innovadores y concertados para la financiación del desarrollo global”, subrayó el director general del Fondo de la OPEP, Abdulhamid

Alkhalifa, en la nota.

“Gracias a esta valoración, el Fondo OPEP está mejor posicionado para avanzar en la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y para proporcionar apoyo para el desarrollo eficiente y a largo plazo a los millones de personas que actualmente necesitan soluciones positivas”, añadió.

Fundado en 1976 por los países miembros de la OPEP para impulsar el desarrollo en los países de ingresos bajos y medios de todo el mundo, el OFID “ha comprometido” hasta ahora más de 22.000 millones de dólares para proyectos en más de 125 naciones.

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

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

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

Empresas de este sector industrial formaron un consorcio para desarrollar un proyecto innovador

Petroquímicas se unen para promover el reciclaje sustentable del plástico

En el marco de la convocatoria para promover el reciclado y recuperación del plástico en nuestro país, entidades del sector como el Instituto Petroquímico Argentino (IPA), ECOPLAS (Entidad Especializada en Plásticos y Medio Ambiente) y el CONICET (Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de Argentina);

y empresas de relevancia de la industria como YPF, Dow Argentina, PetroCuyo, BASF Argentina, Pampa Energía, Air Liquide Argentina, Bras-kem Argentina y Benito Roggio ambiental, conformaron un Consorcio con relación a la investigación, exploración de alternativas y coordinación de protocolos, con el fin de intercambiar información

para desarrollar un proyecto innovador y de impacto para la industria en la Argentina.

Es el primer Consorcio de este tipo entre empresas líderes y entidades de la Argentina, que participan de las distintas etapas de la cadena de valor de los envases plásticos. Esta unificación y trabajo en conjunto, de empresas líderes e instituciones, se da con

el objetivo de abordar los desafíos de la economía circular de los plásticos a nivel nacional, con la idea de llevar adelante un proyecto de reciclado químico (pirólisis), que sería de gran valor agregado y complementario a las actividades de reciclaje mecánico actualmente existentes en el sector.

Las nuevas tecnologías de

reciclado, como el químico, llevarían el rendimiento a un nivel superior y aceleraría la economía circular de los residuos plásticos posconsumo, especialmente con aquellos que poseen cierta complejidad para su reciclado vía mecánica.

El proceso de Reciclado Químico a partir de Piro-lisis es una solución innovadora que le brinda un mejor destino a aquellos residuos plásticos que no pueden ser procesados a través del reciclado convencional. Esta tecnología utiliza altas temperaturas, cercanas a las 500°C, para convertir residuo plástico en un producto líquido con valor agregado, que puede ser utilizado como combustible alternativo para motores de baja complejidad, por ejemplo, para alimentar generadores eléctricos. Este líquido también puede continuar su transformación química en una Refinería o Complejo Petroquímico y de esta manera obtener combustibles de alta calidad o productos químicos que regresen a la cadena de valor de los plásticos, cerrando así el circuito de la economía circular.

Según un informe conjunto, entre la Facultad de Ingeniería de la UBA (FIUBA) y Eco-plas, el 47% de los RSU (Residuos Sólidos Urbanos) son generados en AMBA (CABA + 47 Municipios); lo cual de ese total se considera que entre el 12 y 15% son plásticos-, por lo cual, en Argentina existiría disponibilidad de residuos plásticos como para alimentar 23 plantas de reciclado químico de 25.000 toneladas/año cada una.

Por tal motivo, el Consorcio está en conversaciones con una empresa y proveedor de tecnología con amplia experiencia y plantas en funcionamiento de escala industrial en esta materia.

Este intercambio intersectorial es un gran ejemplo del trabajo conjunto de la industria para lograr los cambios necesarios para hacer que el plástico sea sustentable.

Este Consorcio debe lograr una apertura de un camino claro que seguirán otros en la cadena de valor para impulsar la capacidad de reciclado de plástico en Argentina. El Consorcio además posee el apoyo de instituciones como la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CI-QyP®), Cámara Argentina de la Industria Plástica (CAIP), entidad técnica profesional especializada en Plásticos y Medio Ambiente (Ecoplas), y la Cámara Argentina de la Industria de Reciclados Plásticos (CAIRPLAS), y el IPA, entre otras.

CONTRIBUIMOS AL DESARROLLO ENERGÉTICO

Fortín de Piedra, Neuquén.
En tiempo récord hicimos plantas, instalaciones y ductos en Vaca Muerta para que Tecpetrol pueda producir y transportar 17.5 millones de m³ diarios de gas, que representan el 12% del consumo de Argentina.

EL FUTURO SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción