

La producción de petróleo aumentó 4,2% en mayo 2019

página 6

Abrieron ofertas para proyectos MiniRen por 300 MW

página 14

El consumo de electricidad cayó 10,6% en Junio

página 17

El gas argentino busca su precio de equilibrio

El precio del gas sigue siendo la clave determinante de la matriz energética argentina. De la importación se pasó al exceso de producción. Mientras tanto, los que aspiran a convertir a la Argentina en un exportador e importante jugador en el mercado internacional del GNL hacen cálculos: aún falta una reducción importante en el precio del recurso en boca de pozo. Un verdadero desafío tanto para productores como para agentes gubernamentales.

Página 2

Ofertas el 12 de Setiembre

Gasoducto desde Vaca Muerta: Energía activó licitación

El gobierno resolvió que habrá disponibles hasta 400 millones de dólares del Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la ANSES para financiar la construcción del gasoducto que se necesita construir para transportar mayores volúmenes de gas no convencional producido en Vaca Muerta.

Aspira a que los productores aporten 200 millones y que otra cifra similar sea invertida por la OPIC -de los Estados Unidos- para encarar el tendido del primer tramo del ducto hacia fin de año. La persistencia de una alta tasa de riesgo crediticio para el país complica los planes.

La Secretaría de Energía oficializó mediante la resolución 437/2019 la puesta en marcha del proceso

de licitación pública para otorgar en octubre una licencia por 35 años destinada a transportar mediante un nuevo gasoducto troncal el gas de la cuenca neuquina hasta el Gran Buenos Aires, y luego, hasta San Nicolás de los Arroyos, para su empalme con el sur de Santa Fe y el Litoral.

El objetivo declarado es que “la construcción de la primera etapa del ducto esté completa en el invierno de 2021”, lo que permitirá reemplazar Gas Natural Licuado (GNL) -que aún se importa por el puerto bonaerense de Escobar— por producción doméstica y que implicaría un menor costo del insumo estimado en unos 240 millones de dólares anuales.

El cronograma de la cartera a cargo de Gustavo

Lopetegui estableció que el 12 de setiembre será la recepción de las ofertas en dos sobres, uno con los antecedentes técnicos y otro, que se abrirá sólo para los casos de quienes resulten precalificados, conteniendo la propuesta económica. La licitación contempla como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto y todo el sistema de plantas compresoras necesarias para llevar hasta 40 millones de metros cúbicos día desde Tratayén (Cuenca Neuquina) hasta la localidad bonaerense de Salliqueló (570 kilómetros-Fase I), y luego hasta el Litoral (otros 470 kilómetros - Fase II).

Continúa en página 9



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



El gas argentino busca su precio de equilibrio

El precio del gas ha recorrido un camino sinuoso. Pasó de aquellos días en que no reflejaba los costos, al sendero ascendente diseñado por el inefable ex ministro de Energía Juan José Aranguren que —según sus cálculos— llegaría eventualmente a los US\$ 6,78 por millón de BTU en octubre de 2019. Por su parte, los mercados internacionales requieren precios sustancialmente menores y plantean ya, un verdadero desafío tanto para productores como para las agencias gubernamentales.

Los subsidios a la oferta otorgados a partir del Plan Gas implementado en 2013 produjeron una muy alta demanda del preciado recurso pero sin señales claras que impulsen su ahorro (promoción de uso eficiente y ajuste de tarifas) por lo que la demanda no tenía techo lo que desembocó en grandes importaciones de GNL.

El gobierno de Cambiemos optó por un duro mecanismo de mercado: aplicó una fuerte señal de precios que redujo el consumo en el mercado interno para generar excedentes exportables y así reducir el déficit fiscal y comercial.

La Resolución 46/2017 fue muy bien aprovechada por los productores y en particular por Tecpetrol en Fortín de Piedra. Este aumento conjugado con la recesión, ajuste de tarifas y temperaturas más altas, hizo caer la demanda aumentar la oferta y con ella el precio en boca de pozo.

La contractualización y los mecanismos como el Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) complementan el panorama. Gracias a la Resolución 1/2018 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, dependiente del ya extinto Ministerio de Energía —hoy secretaria— en enero del año pasado se terminó la oscuridad en los precios y se llegó a una etapa de transparencia.

Era un reclamo “Urbi et Orbis” de consultores y especialistas energéticos, ávidos de información de primera mano sobre las Declaraciones

Juradas de las compañías.

De acuerdo a los datos oficiales de la Secretaría de Energía, entre enero de 2018 y abril de 2019 el precio promedio ponderado cayó en 16 meses un dólar por millón

2019, que encontró un mínimo de US\$ 3,22 /MMBTU. Desde ahí, se registró un rebote que terminaría en junio o julio para volver a descender en adelante. Las condiciones se enriquecen con el aná-

chan la demanda del gas, las petroleras pelean palmo a palmo para colocar su fluido y no tener que cerrar la inyección de los pozos convencionales.

En ese sentido, el ingreso del gas de Tecpetrol pateó el tablero: una combinación de sobrante de gas que sí o sí se coloca en el mercado, con una caída de precio por reducción de la demanda y un precio sostén (US\$ 7,50) garantizado por el Estado ampliaba la diferencia con el precio medio del mercado, con lo que se tenían que destinar cada vez más subsidios. La modificación en la liquidación de la Resolución 46 parece una batalla ganada por el resto de las empresas. Para el Gas Natural

compleja, por ser demanda prioritaria y, por tanto, ininterrumpible. Como no sucedió con los otros segmentos, el precio mínimo lo obtuvieron en febrero de 2018, con US\$ 3,67 y el máximo en junio, con US\$ 4,53.

Vale aclarar que a partir de abril empezó a regir la contractualización mediante el MEGSA, donde las distribuidoras compraron en febrero un 70% del fluido que necesitarán hasta el 31 de marzo de 2020. De marzo a abril de 2019, el precio saltó de US\$ 3,89 a US\$ 4,13, y según lo que difundió Energía tras las dos subastas del MEGSA, el promedio anual será de US\$ 4,62.

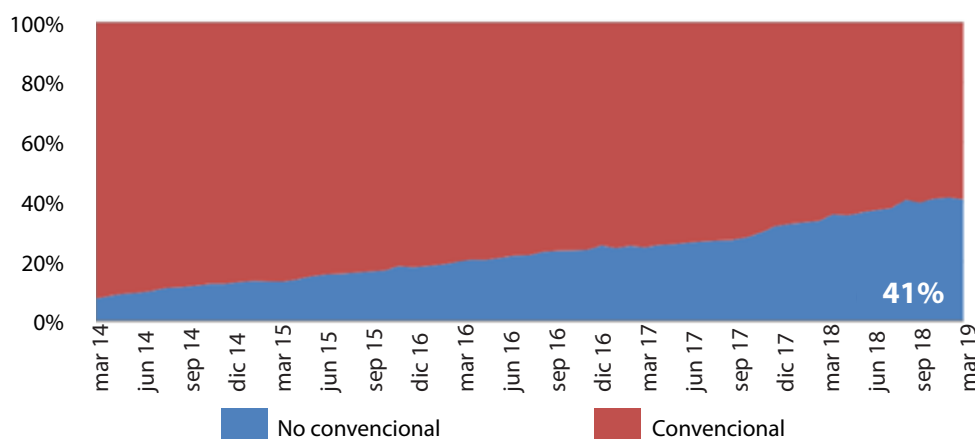
Lo que no contractualizaron las distribuidoras lo están comprando en el MEGSA a través del mercado spot, que tomó dinámica en julio con la llegada del frío polar. De acuerdo a los datos a los que accedió Energía&Negocios, el precio máximo comercializado llegó a los US\$ 5,64 por millón de BTU en la primera semana de julio, que fue la más fría del año.

El pasado jueves 4, en medio de la intensa ola polar que hizo que por primera vez en el invierno se tuvieran que cortar las exportaciones, se comercializaron mediante el MEGSA 11,75 millones de metros cúbicos para hogares, con tres entidades vendedoras y cinco distribuidoras comprando, según informaron públicamente. Ese día se indicó que “el volumen asignado en las rondas fue mayor pero hubo cortes por falta de transporte”.

Al día siguiente, se registraron operaciones por algo más de 12,2 millones de metros cúbicos, con la participación de cuatro entidades vendiendo y siete distribuidoras comprando.

El volumen asignado en las rondas había sido mayor (17,8 millones de metros cúbicos) pero hubo cortes por falta de transporte. Hubo ofertas y se concretaron operaciones tanto con GNL como de las cuencas

Producción convencional y no convencional de gas



Fuente: Montamat y Asociados en base a IAPG

de BTU. En el primer mes del año pasado, el comienzo de la serie estadística, el precio ponderado del gas se hallaba en los US\$ 4,36 /MMBTU. Para el cuarto mes del corriente año, cuando fue la última actualización de datos, el gas se ubicaba en US\$ 3,35 /MMBTU.

En el medio, el pico se alcanzó en US\$ 4,57 /MMBTU en junio de 2018, cuando empezó una constante baja de 8 meses hasta febrero de

lisis segmentado. Las usinas eléctricas fueron las que consiguieron el producto al mejor precio: en febrero lo compraron a US\$ 2,62, mientras que en marzo de 2018 lo conseguían a US\$ 4,97. El sobrante de gas en un sector que no está regulado pero que tiene la intervención del Estado a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) forzó esa interesante baja. Mientras las temperaturas altas plan-

Comprinado (GNC), curiosamente no fue en un mes de verano cuando se obtuvo el mejor precio. Fue en agosto del año pasado, por US\$ 2,81. El máximo fue en enero de 2018, con US\$ 4,25. Las industrias, a su vez, compraron a un mínimo de US\$ 3,49 en febrero de este año y a un pico de US\$ 4,77/4,78 entre junio y agosto del año anterior.

La atención mediante distribuidoras (a usuarios residenciales y comercios) es más

Tus facturas por mail con seguimiento completo de envío

desde **\$6.000.-** por mes *

innova
customer centric solutions

www.innovaccs.com

* IVA. Valor en pesos argentinos sobre base ejemplo de Versión Cloud Lite hasta 3.000 suministros / usuarios. Costo de las notificaciones según listado de precios vigentes según tipo y volumen de comunicaciones cursadas.

de Neuquén, Noroeste y Santa Cruz, según se comunicó.

Con todo, la estatal Integración Energética Argentina (IEASA, ex ENARSA) intervino el mercado para fijar un tope al precio del gas importado. Por pedido de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, que conduce Carlos Casares, el precio del gas que vendió IEASA al mercado fue de US\$ 5,08.

Ese producto lo compraron distribuidoras como Camuzzi Gas del Sur y las que operan en el norte del país, que no logran abastecerse por completo de producción local y recurren al gas importado de Bolivia. La diferencia entre ese precio y el de importación lo subsidia el Estado. Por caso, el Gas Natural Licuado (GNL) que entra al puerto de Escobar llega a US\$ 6,30 / MMBTU.

Una alta fuente de Energía explicó que “estos precios no son de competencia, porque nuestra idea fue mandar una señal al mercado: el gas de pico (junio-agosto) no puede valer lo mismo que los contratos firmes. Pero tampoco nos podemos permitir el lujo de la especulación; el mercado no tiene las herramientas para ser competitivo y maduro”.

Mercados externos

Días atrás se conoció que las exportaciones ya sumaron más de 1.000 millones de metros cúbicos desde que se reabrieron en septiembre del año pasado. El Gobierno ya autorizó más de 40 pedidos de exportación a Chile, Uruguay y Brasil.

Las ventas de gas al exterior promediaron unos 6 millones de metros cúbicos por día (MMm3/d), con picos que llegaron hasta los 9 MMm3/d entre marzo y abril. Y se pactaron a un promedio de US\$ 4,30, un precio más alto que el promedio ponderado de todo el país pero menor que el que consiguen los usuarios residenciales.

Por supuesto, esto trajo opiniones encontradas. Por un lado, las críticas de la oposición sobre los bajos valores de exportación frente a los precios más altos que pagan los hogares. Por el otro, la respuesta oficial. Según dijeron a Energía&Negocios, los bajos precios de exportación se deben a que son contratos interrumpibles, mientras las distribuidoras pactan en firme con las petroleras.

Para “desarmar o armonizar” este esquema, la Secretaría de Energía impulsa que de acá en adelante los contratos de exportación se pacten en firme, con el doble objetivo de asegurar una salida al gas frente a la baja demanda local y de mejorar los precios de exportación, con lo cual también se podrían cobrar más retenciones.

El gas está aún muy lejos de ser lo competitivo que necesita para encontrar la escala que haga viable un desarrollo masivo en Vaca Muerta. Algunos consultores, como Jorge Lapeña, ubican el precio de competitividad por debajo de los US\$ 3.

El gran desarrollo de Vaca Muerta excede a la región y ahí es donde el mercado se pone más exigente en materia de precios. Los cálculos para exportar GNL indican que los precios del gas en boca de pozo deberán ser sensiblemente inferiores a los actuales. Esos cálculos sitúan al MM/BTU en US\$ 1,80, o menos, para poder competir con los grandes productores de Asia, África o el Golfo.

El combo es complejo: alto costo de capital, alto costo de flete marítimo —variable en función de la distancia— un alto costo de licuefacción que es determinante en la cadena de valor del GNL y compleja infraestructura portuaria.

YPF ya realizó una primera exportación de GNL. Aunque tuvo algunos inconvenientes técnicos —el barco no salió con la carga completa— pero ya planea una nueva exportación asociada con Excelerate.

Mientras otros los proyectos se cuecen a fuego lento, los precios locales ya son sensiblemente más bajos que aquellos planteados por el sendero de Aranguren. No es poco.

Producción y Balanza

La balanza energética mostró una mejora sustancial. En el primer semestre de 2018, el déficit ascendió a US\$ 1.000 millones, mientras que en el mismo período de este año pasó a ser superavitaria en US\$ 126 millones.

La producción de gas aumentó un 5,8% interanual en junio, llegando a un total de 140 MMmm3/d.

La producción de gas convencional continua disminuyendo (7%) frente al shale que aumentó un 28% compensando con creces la caída. Vaca Muerta fue fundamental para alcanzar una producción de 140 millones de metros cúbicos por día.

El número de fracturas, indicador fundamental, llegó a 712 en febrero, lo que significa un aumento de 181% con respecto a 2016. Durante el primer semestre, la producción de petróleo alcanzó los 497.000 barriles por día (kbb/día), lo que representa un aumento del 2,5% interanual. La producción de crudo acumula 16 meses de crecimiento interanual ininterrumpido. El no convencional, que tuvo un aumento del 47%, ya representa un 18% de la producción total.

Los precios serían la principal causa de la retracción en el consumo

Disminuyó la demanda de gas natural

El informe de Montamat&Asociados subraya que el descenso se registró en todos los tipos de usuarios

De acuerdo con la Carta Energética que edita Montamat & Asociados, el primer trimestre de 2019 muestra un leve aumento (3,04%) en el consumo de gas natural por redes, tanto para usuarios residencial como para pequeños comercios (Servicio Generap “P”).

Mientras la demanda de los grandes usuarios (industrias, centrales térmicas, grandes comercios) con bypass comercial, bajó su consumo un 4,55%. También aquellos que realizan bypass físico han disminuido su demanda, verificando una variación estimativa de -17,28%.

Los volúmenes de gas distribuido por las nueve distribuidoras que componen el sistema, tuvo en los tres últimos años un aumento de apenas el 0,9%.

Las cifras del Enargas, en 2016 se distribuyeron por unos 44.685.515 millones de m3, mientras que en 2018 ese caudal aumentó hasta los 45.084.687 millones de m3. Según la consultora, el consumo interno durante el primer trimestre de 2019, se mantuvo en el en torno de

los 105,012 millones de m3, mientras que en igual período pero de 2018 ese mismo consumo llegó a los 113,105 millones de metros cúbicos, lo que muestra una caída del 7,16%.

La señal de precios parece ser la principal causa de la retracción en el consumo. El ajuste tarifario de este año será de alrededor del 80% y seguramente desalentará la incorporación de nuevos usuarios al servicio de gas por red. Si bien la caída en el consumo es llamativa, mantiene un correlato en la poca cantidad de nuevos usuarios, a razón de 108 mil al año.

La cifra que se guarda bajo siete llaves es la cantidad de usuarios que se desconectaron al sistema y pasaron a consumir garrafas.

Para Montamat, es notable la divergencia en el comportamiento de la demanda por segmentos y señala que la demanda de los usuarios residenciales tuvo un leve aumento del 3,40%, mientras que la demanda comercial tuvo una leve caída de 0,76%.

Los usuarios Industriales mantienen el consumo (0,27%), y el consumo de las Usinas cayó de forma abrupta: 15,84%.

El informe señala también la disminución en su consumo, tanto de los entes ofi-

ciales (-0,96%) como en el GNC, con un leve -0,85%.

Si bien la señal de precios tornó forzosamente al usuario mucho más racional en el consumo de energía, quienes hacen foco en los aspectos sociales consideran que aumentaron los usuarios que pasan a estar bajo la línea de pobreza energética, entendida como la situación que padecen los hogares que escasa capacidad de pago de los servicios mínimos de energía que satisfagan sus necesidades domésticas básicas.

De acuerdo con la tendencia en el consumo de los últimos años, los expertos estiman que dicha demanda no tendrá variaciones para el corriente 2019. Las cifras muestran una caída en los volúmenes distribuidos por empresas, salvo en la Patagonia.

Metrogas en 2016 comercializó 7,4 millones de metros cúbicos (m3) y en 2018, 8,1 millones de m3. Litoral Gas en 2016 distribuyó 6,1 millones de metros cúbicos y en 2018, 6,4 millones de m3.

Las distribuidoras que mantuvieron el nivel de distribución fueron Naturgy (ex Gas Natural Fenosa), que mantuvo un volumen de 4,5 millones de m3. Por su parte Camuzzi Gas del Sur comercializó en 2016 8,1 millones de m3 y descendió en

Continúa en Contratapa

Inyección de gas natural al sistema de transporte					
Miles de M3					
	Gas Local	LNG	Bolivia	participación gas local (%)	participación importados (%)
Primer Trimestre 2019	105.049	315	11.885	89,59%	10,41%
Primer Trimestre 2018	103.176	1.131	19.165	83,56%	16,44%
Variación %	1,82%	-72,13%	-37,98%		

Fuente: Montamat&Asociados



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

Un rápido repaso para saber cuándo, dónde y cuánto se debe abonar

Análisis y cálculo de las regalías petroleras

Por Alberto Fiandesio



La palabra regalía hace referencia al derecho del Rey de cobrar por la utilización de sus pertenencias.

En este caso, las “pertenencias” son los hidrocarburos que yacen en las profundidades de la tierra y los estados nacional y provinciales vienen a jugar el papel del rey, ya que los reglamentos nacionales establecen que (texto Actualizado de la Ley N° 17.319):

“**Artículo 1°** —Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968.

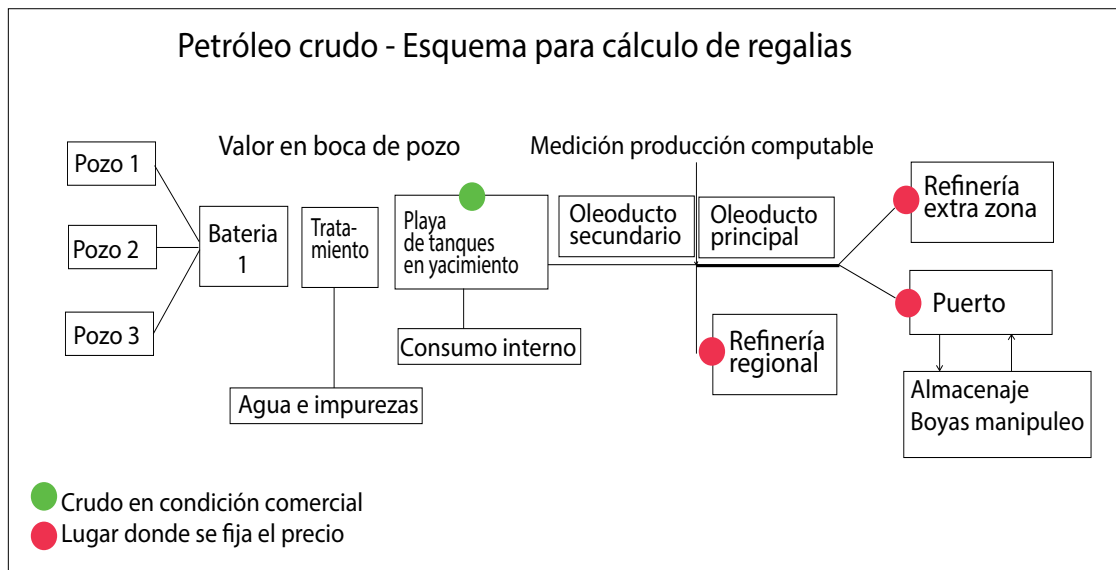
Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.”

Los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación tienen la “libre disponibilidad” de lo que extraigan pero nunca serán propietarios de lo que no exploten. Dicho esto, pasemos al cálculo de las regalías petroleras, a través de su fórmula general: **Regalías (R) = alicuota**

ta x producción computable (PC) x valoren boca de pozo alicuota (%): Si se encuentran hidrocarburos en la etapa de exploración se aplica una alicuota del 15%, como aliciente al permisionario para que pase a la etapa de explotación. En esta última la alicuota podrá variar entre el 5% y el 12% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. En Argentina, salvo un intento en áreas marginales en los noventa donde se aplicó 8% y después se retrotrajo la medida, siempre se aplicó el 12%.

Producción computable (m3): La producción computable es la producción bruta a la que se le descuentan el consumo propio en yacimiento, las pérdidas por fuerza mayor y el agua e impurezas.

Valor en boca de pozo (U\$/m3): Es un concepto que establece la Ley y que debe ser calculado. En resumen se trata del Precio obtenido por el concesionario en el punto de venta del producto, menos los gastos incurridos para llevar el petróleo desde el yacimiento hasta el lugar donde se fija ese precio, entre los que se incluye el costo del tratamiento del crudo en origen para llevarlo a “condición comercial”. En el siguiente esquema puede observarse una aproximación a la operatoria que se



realiza para el cálculo de las regalías petroleras.

¿Por qué permite la Ley que se descuenten ciertos parámetros para el cálculo de lo que, en definitiva, constituye la retribución al “dueño” del producto?

Una respuesta rápida indica que es porque el producto no tiene valor cuando se lo saca del yacimiento si antes no se lo trata para sacarle las impurezas y tampoco lo tiene si no se construye un oleoducto y se lo transporta para poder venderlo.

En el esquema pueden verse tres posibles destinos para el petróleo:

1. Que sea vendido en una destilería regional. Por ejemplo, Plaza Huincul en Neuquén, Luján de Cuyo en Mendoza o Refinor en Salta. En estos casos no corresponde el descuento por transporte en un oleoducto principal.
2. Que sea comercializado en una refinería extra zona. Por ejemplo, La Plata (o Ensenada) y Axion (Campana), ambas en provincia de Buenos Aires. En estos casos corresponde el descuento por oleoducto principal.
3. Que sea exportado. Por ejemplo, desde Puerto

Rosales (Buenos Aires) o Comodoro Rivadavia (Chubut). Corresponde, además del descuento por oleoducto principal, tener en cuenta los costos de almacenaje y boyas.

Entonces, determinado el punto de transacción comercial y por ende su precio, se trata de detraer, en un cálculo “net back”, los costos incurridos para llegar hasta el valor den boca de pozo.

La tarifas de transporte por ductos están reguladas por constituir un monopolio natural, ya que difícilmente se justificaría tener más de un caño en la casi totalidad de los tramos.

La Resolución del Ministerio de Energía y Minas N° 267-E/2017 establece los valores para el oleoducto Puerto Rosales-La Plata y La Plata-Dock Sud.

La Resolución MEyM N° 49-E/2017 lo hace para los oleoductos que están en la Cuenca Neuquina y el que va desde Allen hasta Puerto Rosales. La Resolución MEyM N° 158-E/2017 establece tarifas de Uso de Boya y Manipuleo y Almacenaje y las del oleoducto Brandsen-Campana (hasta la refinería de Axion).

Por último, la Resolución de la Secretaría de Energía N°

5/2004 establece el valor para descuento máximo para el cálculo de regalías por transporte de crudo por oleoductos no tarifados (en general, internos de los yacimientos).

Los descuentos por tratamiento están restringidos al 1% del precio, salvo que en el respectivo título de concesión establezca otra cosa. Pongamos un ejemplo para clarificar. Supongamos que hay que pagar regalías por un cargamento de crudo Medanita, a entregar en la refinería de La Plata de YPF S.A., con un valor de 60 dólares el barril y desde un yacimiento ubicado a 100 kilómetros del oleoducto principal y en el que están permitidos los descuentos por tratamiento.

En este caso, el VBP sería:

VBP = Precio – descuento por tratamiento – descuento por 100 km de oleoductos internos – descuento por transporte Allen–Puerto Rosales – menos descuento por transporte Puerto Rosales-La Plata.

Precio: 60 u\$/bbl = 377.40 u\$/m³

Gastos de Tratamiento: 3.774 u\$/m³ (1% de 377.40 u\$/m³)

Oleoducto internos: 100

CONSTRUIMOS 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



km x 0.011 u\$/m³ x km = 1.1 u\$/m³ (Resolución 5/2004)

Oleoducto Allen-Rosales: 6.24 u\$/m³ (Resolución 49-E/2019)

Oleoducto Rosales-La Plata: 3.02 u\$/m³ (Resolución 267-E/2019)

En definitiva, el VBP del ejemplo resulta:

VBP (u\$/m³): 377.40 - 3.774 - 1.1 - 6.24 - 3.02 = 363.266

Finalmente, elReycobra-
ria 363.266 x 12% = 43.59192 u\$/m³

Otras cuestiones

Caso de empresas integradas: Se trata de casos como YPF S.A. que refina su propio crudo y que el "precio" no es otra cosa que un valor de transferencia entre el upstream y el downstream, pero siempre dentro de la misma empresa. En estos casos (Axion puede ser otro caso parecido aunque la constitución de PAE y Axion puede tener diferencias).

En estos casos las regalías se deben liquidar a través de un precio acordado con la autoridad de aplicación que corresponda. En caso de no lograrse un acuerdo la AdA puede fijar el precio considerando la calidad del crudo y el valor de mercado del mismo.

Los precios de ventas: Si bien las liquidaciones de las regalías se realizan por Declaraciones Juradas, las distintas Autoridades de Aplicación tienen el derecho a revisar la documentación respaldatoria de las mismas.

En el caso de los precios de venta es necesario contar con las respectivas facturas, tanto para ventas en el mercado interno como en las exportaciones. Sobre todo en estas últimas se deben cuidar las ventas a casas matrices a precios menores a los de mercado. En definitiva, los valores utilizados para la liquidación de regalías de petróleo crudo son los efectivamente transados y facturados en las operaciones del mercado.

Medición de la producción computable: La producción computable la informan los concesionarios también por declaración jurada. Resulta bastante difícil de entender que, a esta altura de los tiempos, no se cuente todavía con un sistema centralizado de medición.

La reticencia de las empresas, el egoísmo de los estados provinciales y la inoperancia del estado nacional hacen que, después de varios años, sigue sin entrar en pleno desarrollo un sistema eficaz de medición nacional.

(*) El Ingeniero Alberto Fiancesio tiene una dilatada actividad en el sector hidrocarburos. Fue Subsecretario de Combustibles de la Secretaría de Energía de la Nación y tiene su propio blog: <https://todohidrocarburos.com/>

Garantizan la seguridad en el abastecimiento del mercado interno

Autorizan nuevas exportaciones de gas a Chile

Resolución	382/2019	Resolución 383/2019
Comprador	Colbón S.A.	ENEL Chile
País	Chile	Chile
Volumen Máximo (M3/DIA)	3.000.000	1.000.000
Periodo	Hasta 06:00 HS. 1° Mayo 2020	Hasta 06:00 HS. 1° Mayo 2020
Volumen Máximo Periodo (m3)	1.095.000.000	274.000.000
Cuenca	Neuquina	Neuquina
Yacimientos	El Portón y/o Loma La Lata-Sierra Barrosa	El Portón y/o Loma La Lata-Sierra Barrosa
Punto de entrega	Brida en frontera Gas Andes	Cabecera Gas Andes - La Mora Mendoza
Precio PIST (U\$/MMBTU)		
De Oct-19 a Abril-20	3,460	3,553
En Mayo-19 y Sep-19	4,408	4,410
Entre Jun-19 Y Ago-19	6,305	—

Hasta el 1 de mayo de 2020, YPF tiene autorización para exportar gas natural a Chile, con carácter interrumpible

Según las resoluciones 382 y 383/2019 de la Secretaría de Energía, el volumen máximo será de 3 millones de metros cúbicos de gas natural por día (9.300 kilocalorías por metro cúbico) con destino a Colbón Sociedad Anónima y de 1 millón de metros cúbicos diarios hacia Enel Generación Chile Sociedad Anónima. Los envíos se harán desde las áreas El Portón y Loma La Lata, en Sierra Barrosa, ubicadas en la Cuenca Neuquina.

La interrumpibilidad está en línea con el plexo normativo local que garantiza la seguridad en el abastecimiento del mercado interno.

La petrolera deberá informar mensualmente a la Secretaría de Energía con carácter de declaración jurada, los volúmenes mensualmente exportados.

La autorización de exportación caducará automáticamente si, transcurridos 45 días, computados a partir de la fecha de su publicación, no se efectiviza la primera exportación comercial de gas natural.

Según publicó Alberto Fiancesio en su web (todohidrocarburos.com) no debe considerarse el volumen total que figura en las resoluciones ya que el mismo no está calculado de acuerdo a la fecha de publicación en Boletín Oficial, tal como correspondería.

Fiancesio, insiste en en que no debe publicarse esa estimación porque la considera errónea.

"Si consideramos la fecha de publicación (14 de julio de 2019) y el plazo final (1° de mayo de 2020) los días totales resultan que para la Resolución N° 382 son 292 días a razón de 3 millones de metros cúbicos por día: 876 millones de metros cúbicos. Los

1098 millones mencionados en los considerandos de la norma resultan un 25.3% superiores." dice Fiancesio

El experto señala que en la Resolución N° 383 hay una situación particular que es necesario resaltar y que en la nota presentación de YPF a la Secretaría de Gobierno de Ener-

gía, la empresa comunica taxativamente que en los meses de junio, julio y agosto de 2019 no realizará exportaciones.

Inclusive no establece precio para ese período como puede verse en el cuadro. Según Fiancesio "Esta situación no está reflejada en la Reso-

lución, lo que constituye una anomalía. Al periodo calculado para la resolución 382 hay que restarle, entonces, los días que van desde el 14 de julio de 2019 (publicación) al 31 de agosto de 2019. Los días totales de la autorización son de 244 y el volumen total autorizado debiera ser de 244 millones de metros cúbicos (y no 274 como figura en la norma)."

Los precios de las exportaciones son levemente diferentes, aunque hay que tener en cuenta que ambos son PIST netos de derechos de exportación (en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte) y, sin embargo, los puntos de entrega son distintos. El gas a COLBUN se entrega en la brida de frontera entre ambos países del gasoducto Gas Andes y el gas a ENEL en la Cabecera del Gasoducto Gas Andes en La Mora provincia de Mendoza.

La Mora se encuentra en el Departamento de General Alvear al este de la provincia de Mendoza. El gasoducto gas Andes tiene más de 400 kilómetros entre La Mora y Santiago de Chile y transcurre en la mayoría de su trayecto sobre suelo argentino.



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INVERTIR PARA UNA ARGENTINA MEJOR

Durante el 2017 realizamos un plan de obras por más de **\$1600 millones** y este año ejecutaremos **\$2000 millones** adicionales.



gas para impulsar la industria nacional



de 1500 puestos de trabajo en 7 provincias



confiabilidad y calidad del sistema



de 80 frentes de obra

TENEMOS UN NORTE CON INVERSIONES

#ElGasInvierte

En el acumulado anual la producción es 3,2% superior al año precedente

La producción de petróleo aumentó 4,2% interanual en mayo de 2019

En Mayo de 2019 la producción de crudo tuvo un incremento de 4,2% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por el aumento del 9,9% de la cuenca Neuquina, donde Vaca Muerta que representa el 31% de la cuenca. La cuenca Austral, que aporta poco al total, aumentó 22,2%.

Por otra parte, la cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 0,9% su producción, mientras que la cuenca Noroeste y la Cuyana tuvieron una disminución del 20,2% y 2,9% i.a respectivamente.

La producción de petróleo acumulada en doce meses a mayo de 2019 fue 3,2% superior a la del año anterior. La producción anual acumulada desagregada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas. Sin embargo, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 46% del total se muestra estancada con un incremento de sólo 0,2%.

Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 43% de la producción nacional y está aumentado 6,6% en los últimos 12 meses. La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumenta 22,4% en el acumulado. La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 10,6% en el acumulado del último año móvil res-

pecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana con una disminución del 6,8 anual%

Desagregado por principales operadores se observa que YPF (47% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 10,2%, Pan American Energy 2,3% y Tecpetrol 33,6%. Estas tres empresas ocupan el 70% de la producción total de petróleo.

En la Cuenca Austral la producción off shore, que ocupa el 52% de la producción total de la cuenca, aumentó 15,8% acumulada en los últimos doce meses a Mayo de 2019 mientras que la producción on shore fue 29,8% superior a igual periodo del año anterior.

Crudo convencional y no convencional

La producción de petróleo convencional, que representa el 84% del total, disminuyó en mayo de este año 2,7% i.a y 2,8% en el acumulado del último año móvil.

La producción de petróleo no convencional – 15,3% del total anual – aumentó 52,9% i.a y 53,6% en el acumulado de los últimos doce meses a mayo de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En mayo de 2019 la producción no convencional re-

Principales indicadores del sector energético						
	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). May-19	80,4	77,1	79,1	76,6	↑ 4,2%	↑ 3,2%
Petróleo convencional (Mm3/d)	65,7	67,6	66,6	68,5	↓ -2,7%	↓ -2,8%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	14,6	9,6	12,5	8,1	↑ 52,9%	↑ 53,6%
Producción total de gas (MMm3/d). May-19	137,0	127,2	131,3	124,3	↑ 7,7%	↑ 5,7%
Gas convencional (MMm3/d)	79,9	84,4	80,0	87,8	↓ -5,3%	↓ -8,9%
Gas no convencional (MMm3/d)	57,0	42,8	51,3	36,5	↑ 33,3%	↑ 40,7%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). May-19	1.879	1.921	22.432	23.454	↓ -2,2%	↓ -4,4%
Demanda de Gas (MMm3/d). Abr-19	104	121	120	124	↓ -14,3%	↓ -2,7%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Mar-19	260	232	3.097	3.789	↑ 12,2%	↓ -18,3%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). May-19	10.383	10.665	10.776	11.115	↓ -2,7%	↓ -3,0%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). May-19	10.443	11.001	11.051	11.489	↓ -5,1%	↓ -3,8%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsídios). May-19	-	-	66.124	26.720	-	↑ 147,5%
Transferencias de capital. May-19	-	-	881	5.702	-	↓ -86,6%
Saldo comercial energético (millones de u\$d). May-19	-84	-481	51	-752	↓ -82,5%	-

* En este caso el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

presentó el 18,2% del total mensual, mientras que en el acumulado anual a mayo de

2019 es del 15,8% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 52,9% i.a. debido al aumento del 66,3% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 16,4% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 14% de la producción total, creció 64,5% mientras que la de Tight aumentó 0,5% en el mismo periodo, representando el 1,8% de la producción total.

De esta manera, la producción de petróleo no convencional anual acumulada a mayo de 2019 fue 53,6% superior a igual periodo del año anterior.

Gas natural

La producción de Gas Natural se incrementó 7,7% i.a en mayo de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,7%. La producción de gas natural muestra un incremento interanual en las cuencas

Neuquina y Austral 11,8% y 5,9% i.a. respectivamente.

Las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste presentan en mayo de 2019 una producción 2,4% y 12,8% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada anual crece en las principales cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 9,8% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 4,9%. Estas dos cuencas concentran el 85% del total de gas producido en el país. La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en las cuencas Noroeste, Cuyana y Golfo San Jorge (-11,3%, -2,3% y -6,6% respectivamente).

Desagregando por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de Total Austral ha sido 0,9% menor respecto de igual periodo del año anterior.

Además, YPF, que produce el 31% del gas en Argentina, disminuyó su producción acumulada en el último año móvil un 0,8%. Estas dos empresas representan el 55% del total del gas producido. Por otra parte, Pan American y Tecpetrol (con un peso de 11,4% y 11,5% en el total) aumentaron su producción acumulada en el último año móvil en 2,1% y 171,7% respectivamente.

Gas convencional y gas no convencional


La producción de gas natural convencional, que representa el 61% del total anual, disminuyó en mayo de 2019 5,3% i.a y 8,9% en el acumulado de los últimos doce meses.

La producción de gas natural no convencional aumentó 33,3% i.a y 40,7% en el acumulado de los doce meses a mayo de 2019 impulsado por el shale mientras el tight declina, según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).



En mayo de 2019 la producción no convencional representó el 41,7% del total, mientras que en el acumulado de doce meses a mayo de 2019 es del 39% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó 33,3% i.a. debido al aumento del 93,1% i.a en el shale que compensó la caída del 1% i.a en el tight.

En este sentido, la producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas —representa el 19,5% de la producción total— creció 175% mientras que la de tight se redujo 5,2% en el mismo periodo, representando también el 19,5% de la producción total.




Un lugar para trabajar, un lugar para vivir

- Fabricación, alquiler y venta de trailers
- Logística
- Generadores
- Motocompresores

Parque Industrial Centenario
CP (8309) - Centenario - Neuquén
Telfax 0299 4891084 | 4898496
canziani@canziani.com.ar

De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los 12 meses corridos fue 41,7% superior a igual periodo del año anterior.

La empresa que más gas aporta al incremento de la producción total de gas natural es Tecpetrol. En particular, a partir del desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra donde extrae el 85% del gas que produce.

En los últimos doce meses a mayo de 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en Fortín de Piedra se incrementó 472% aportando 11,8 MMm³/d sobre un total de 131,3 MMm³/d (9% del total).

La producción total de gas acumulada en doce meses crece 5,7%. Sin embargo, nuevamente es destacable que no es trivial el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra ya que en ausencia de éste la producción de gas declina 2,2% anual.

En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir de Fortín de Piedra, que representa el 23,4% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al evaluar las tasas de crecimiento.

La producción no convencional total crece 33,3% i.a en mayo y 40,7% en doce meses,

mientras que descontando la producción de Tecpetrol Fortín de Piedra (13,4 MMm³/d en mayo y 11,8% MMm³/d en doce meses), la producción no convencional crece 18% i.a. y 14,9% anual.

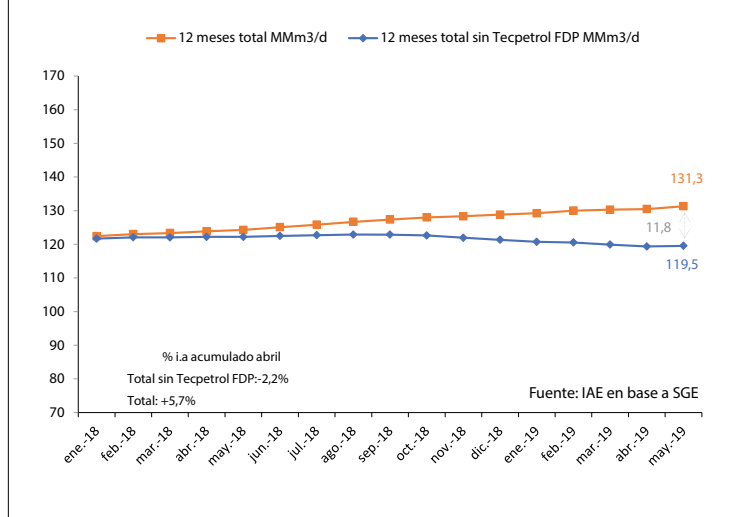
Las tasas de crecimiento de la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra son positivas y aún muy altas aunque decrecientes.

Esto sugiere que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma. Esto es, la velocidad a la que crece se está reduciendo significativamente. Cabe destacar que esta producción es beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional.

Por esta resolución, el Estado a aportado \$ 9.000 millones en los primeros cinco meses del año, equivalente aproximadamente a US\$ 210 millones.

El hecho de que la producción convencional esté declinando anualmente y que la producción total en ausencia del aporte de Fortín de Piedra también sea decreciente en los datos anuales, podría estar implicando que la producción de gas natural en Argentina no puede desarrollarse sin un esquema de fuertes subsi-

Producción de Gas Natural acumulada de 12 meses



dios la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva.

El rol de los subsidios en la producción no convencional de gas

Hasta mayo de 2018 la producción de gas no convencional de la cuenca Neuquina fue beneficiaria de subsidios a la producción incremental según la resolución 46-E/2017 del Ex MINEM.

Los proyectos que fueron incluidos en este programa de incentivos reciben un precio de 7,5 US\$/MMbtu a la producción incremental,

esto significa que se les otorgó un subsidio de alrededor de 3 US\$/MMbtu puesto que la oferta recibió un precio de 4,8 US\$/MMbtu.

En la actualidad esta medida está reversionada como "plan de estímulo", sin embargo los subsidios que se han devengado se continúan abonando.

Downstream

En mayo de 2019 las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 2,2% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron una caída del 4,4% respecto a igual periodo del año anterior.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 1,1% i.a en las ventas de gasoil y por una disminución en las ventas de las naftas del 3,8% i.a

Desagregando las ventas de naftas, en mayo de 2019 se observan aumento respecto a igual mes del año anterior únicamente en la nafta Súper (5,6% i.a) mientras que las naftas Ultra, con una variación negativa del 24,9%, explica la disminución en las ventas de este combustible. Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil están explicadas por una disminución del 4,6% i.a en las ventas de gasoil ultra (que ocupa el 25% del gasoil comercializado) mientras que el gasoil común aumentaron 0,1% i.a.

Por otra parte, las ventas de gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 4,5% respecto a igual periodo del año anterior, explicada por la disminución en las ventas de gasoil Común que tuvo una caída del 5,9% y ocupa el 75% del gasoil comercializado.

Las naftas disminuyeron sus ventas en términos acumulados en el año móvil 4,1%, debido principalmente a la caída del 21,3% en las ventas de nafta Ultra (27% del total comercializado).

El gas entregado en el

TU ENERGÍA AVANZA

\$17.000 MILLONES

Invertidos en los dos últimos años para mejorar el servicio.

PLAN DE INVERSIONES 2017-2021

Conocé más en obras.edenor.com

edenor

mes abril de 2019 fue de 104 MMm³/d. En este sentido, las entregas totales fueron 14,3% menores en términos i.a mientras acumula una reducción del 2,7% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 1,8% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un incremento del 1,2% respecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el gas entregado a la industria disminuyó 6,7% i.a mientras que se incrementó 1,8% en el acumulado para el último año móvil a abril de 2019 respecto a igual periodo del año 2018.

Las centrales eléctricas consumieron 30,1% menos en abril de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 8,9% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

El hecho de que la demanda anual de gas esté disminuyendo mientras continúa creciendo la oferta (-2,7% versus +5,7%) implica que podrían sustituirse importaciones a la vez que bajarían los precios. Esta situación no es ciertamente deseable ya que está causada parcialmente por una disminución sostenida en la demanda.

El petróleo procesado aumentó 4,5% i.a en mayo de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 1,8%.

Precios

El precio del barril de petróleo WTI en mayo de 2019 fue de US\$/bbl 60,8 lo cual implica un precio 4,3% menor respecto al mes anterior mientras que es un 13,1% inferior al registrado en mayo de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo BRENT fue US\$/bbl 71,3 te-

Generación de energía eléctrica (GW/h)

	may-19	may-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	%i.a	Variación año móvil
Oferta neta	10.776	11.019	11.181	-	↓ -2,2%	↓ -2,8%
Generación neta local	10.443	11.001	11.051	11.489	↓ -5,1%	↓ -3,8%
Térmica	6.067	7.144	6.910	7.396	↓ -15,1%	↓ -6,6%
Hidráulica	3.021	2.923	3.241	3.334	↑ 3,4%	↓ -2,8%
Nuclear	837	753	493	545	↑ 11,2%	↓ -9,6%
Renovable	518	182	407	214	↑ 184,8%	↑ 90,5%
Eólica	328	63	219	-	↑ 422,9%	↑ 298,3%
Solar	42	1	27	-	↑ 3253,0%	↑ 1716,0%
Hidráulica renovable	105	85	123	-	↑ 22,4%	↓ -6,1%
Biomasa	20	20	22	-	↓ -0,7%	↑ 18,8%
Biogás	23	13	16	-	↑ 83,9%	↑ 101,3%
Importación	333	18	130	-	↑ 1176,0%	↑ 1328,0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

niendo una variación positiva del 0,1% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 7,4% respecto a mayo de 2019. El barril argentino del tipo Medanita tuvo un precio de US\$/bbl 59,2 en abril de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 9,8% i.a e incrementándose 2,8% respecto al mes anterior.

Por otra parte, el barril del tipo Escalante muestra un precio que se ubica en los US\$/bbl 60,7 en el mes de abril de 2019, siendo 8,5% inferior al de igual mes del año anterior y 6,3% mayor al mes anterior.

El precio spot del gas natural Henry Hub fue de US\$ 2,6 MMBtu (millón de Btu) en mayo de 2019. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 5,7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio también 0,4% menor al del mes anterior. En el caso argentino, el precio del gas natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales) fue de 3,32 US\$/MMBtu en abril de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 1,7% menor al mes anterior y 31,3% inferior a igual mes del año anterior.

El precio de importación

del GNL para el año 2019 promedió los 6,2 US\$/MMbtu al mes de junio según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 21% inferior al de 2018 (7,9 US\$/MMbtu).

El gas de Bolivia tiene un precio de importación promedio ponderado de 6,86 US\$/MMBTU para el mes de junio de 2019.

Biocombustibles

La producción de bioetanol en base a maíz y caña de azúcar aumentó 13,9% i.a en marzo de 2019. Mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 1%.

Las ventas respecto de abril del año anterior aumentaron 2,9% i.a, mientras que fueron 2,9% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.

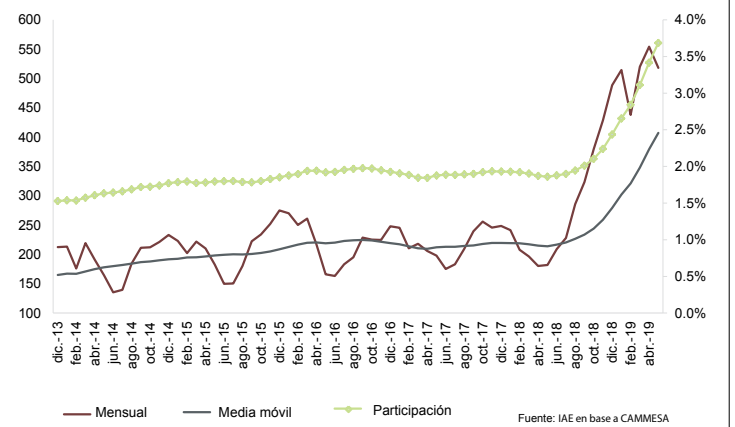
La producción de biodiesel aumentó en el mes de abril de 2019, siendo un 11,7% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 24% en la producción acumulada en el último año móvil.

En marzo de 2019 las ventas de biodiesel fueron 0,2% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran una disminución del 5,5 % en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.

Las exportaciones de biodiesel disminuyeron 8% i.a. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a marzo de 2019 las ventas al exterior fueron 37,2% menores a igual periodo del año anterior.

Por último, la producción total de biocombustibles medida en toneladas aumentó 12,2% i.a, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 18,3%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

Generación energías renovables (% participación sobre el total en eje derecho)



Fuente: IAE en base a CAMMESA

Balanza comercial energética

La balanza comercial energética del mes de mayo de 2019 se muestra deficitaria en US\$ 84 millones. Sin embargo, los primeros 5 meses de 2019 muestran un superávit comercial energético de US\$ 51 millones debido a una caída importante en las importaciones energéticas del periodo y a un moderado aumento de las exportaciones. En estos primeros 5 meses del año 2019 se revirtió el déficit comercial energético observado en igual periodo del año anterior.

Los índices de valor, precio y cantidad indican que en mayo de 2019 se exportó un 36% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de mayo de 2018, mientras que los precios de exportación se redujeron 4,9% dando como resultado un aumento en el valor exportado de 28,9% i.a.

En el acumulado de los primeros cinco meses del año se exportó 9,5% más en valor, incrementándose 10,1% las cantidades exportadas a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 0,6%.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron una importante disminución en las cantidades: se redujeron 42,5% en mayo de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa un incremento del 1,7%.

Esto generó un una caída en el valor importado del 41,5% i.a. En el acumulado de los primeros cinco meses del año las importaciones se redujeron 25,7% en valor, debido a una caída de 27,9% en las cantidades a pesar del aumento en 3,1% en los precios.

Las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de mayo de 2019 muestran mayores ventas al exterior de butano (4,2%), petró-

leo del tipo escalante (16,8%) y de gasolina natural (15,7%). Hubo un aumento en las compras de naftas al exterior en los últimos 12 meses acumulados a mayo de 2019 del 0,6%. Por otra parte, se importó 9,4% más de gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 15% i.a y 28,7% en el acumulado del último año móvil a mayo de 2019, mientras que las de GNL se redujeron 30,7% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de gas (Natural y GNL) disminuyó 29,5% en los últimos 12 meses acumulados a mayo de 2019.

Situación del mercado eléctrico

En mayo de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 2,7% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 3% respecto a igual periodo del año anterior. La demanda total del sistema fue de 10.383 GWh en mayo del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 10.665 GWh.

En mayo de 2019 disminuyó el consumo en términos inter anuales de la demanda comercial e industrial/comercial, que se redujeron 1,8% y 7,4% i.a respectivamente. Por otra parte, la demanda residencial de energía eléctrica fue 0,3% superior a igual mes del año anterior.

No se presentan factores climatológicos significativos que expliquen el aumento en la demanda residencial ya que en mayo de 2019 fue un mes templado, teniendo una temperatura media de 16°C, similar a igual mes del año anterior, aunque superior en 2°C respecto de la media histórica (14 °C). Por otra parte, la caída inter anual en la demanda industrial y comercial de energía eléctrica está correlacionada con la reducción



Ivanmet
logística internacional

Agentes de Carga / Freight Forwarders
Despachantes de Aduana / Customs Brokers

Servicio punto a punto para el abastecimiento del sector energético argentino

Maipú 859, 3er piso (C1006ACK) Buenos Aires | Argentina
Tel.: 54 11 4313-1206 - 54 11 4311-0784 | Fax: 54 11 4311-0784
Web: www.ivanmet.com.ar | E-mail: ivanmet@ivanmet.com.ar

www.wna.com
Miembro de WORLDNET ASSOCIATES
Agentes en todo el mundo

de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para los últimos meses.

Por otra parte, los datos anuales (abril 2019 - mayo 2019) indican que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 1,2% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 2,9% y 5,9% en el periodo. La oferta neta de energía disminuyó 2,2% i.a en mayo de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 2,8%.

En este sentido, la oferta neta de energía fue de 10.776 GWh en mayo de 2019, mientras que había sido de 11.019 GWh para el mismo mes del año anterior. La generación media mensual fue de 11.181 GWh.

La generación neta local disminuyó 5,1% i.a en mayo de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 3,8%. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación hidráulica, nuclear y renovable, que aumentaron 3,4%, 11,2% y 184,8% i.a. respectivamente.

Adicionalmente, tomando los últimos doce meses corridos la generación renovable muestra crecimiento positivo con una variación del 90,5% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación térmica (que ocupa el 64% de la generación), Hidráulica y Nuclear disminuyeron 6,6%, 2,8% y 9,6% en el último año móvil respectivamente.

En cuanto a energías renovables, el aumento del 184,4% i.a se explica por una mayor generación de todas las categorías, excepto biomasa: eólica, solar, hidráulica renovable, y biogás se incrementaron 422%, 3.553% 22,4% y 83,9% i.a respectivamente.

Por otra parte, en los datos en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta un variación positiva del 90,5%, que está impulsada por una mayor generación eólica, solar, biomasa y biogás (298%, 1.716%, 18% y 101% respectivamente) que más que compensan la menor generación del tipo hidráulica renovable (-6,1%).

En términos anuales la generación eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la hidráulica renovable, representando el 54% del total renovable (entre ambas explican el 84% del total renovable del año).

La participación de generación a través de energías renovables fue del 3,7% del total generado en el último año móvil a mayo de 2019. Por

otra parte, en términos mensuales representó el 5% de la energía generada en el mes. Por esto, el objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018, aún no se ha alcanzado.

Precios y costos de la energía

Los datos indican que en mayo de 2019 el costo monómico medio (costo promedio de generación eléctrica) respecto a mayo de 2018 tuvo un incremento del 58,8% i.a, mientras que el precio monómico estacional (el precio promedio que paga la demanda) aumentó 118,6% i.a.

La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 68,5% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 73% de los costos de generación en mayo de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 53% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de los costos ha logrado un buen avance en mayo de 2019 respecto a igual mes del año anterior.

Sin embargo, y bajo el mismo análisis, el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria aún no ha logrado la totalidad de su objetivo primordial debido a que se observa, en los datos anuales, que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 44% de los costos de generación en los últimos doce meses corridos.

La potencia instalada en abril de 2019 fue de 39.042 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 21.075 MW el día 30/05/2019.

En mayo de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra una disminución en todos los rubros. En el gasoil en términos inter anuales la disminución fue 28,6%, mientras que el consumo de gas natural disminuyó 14,7% i.a.

En cuanto a la variación del último año móvil, el consumo de gas natural se redujo 4,3% respecto a igual periodo del año anterior mientras que se consumió 37,7% menos de gas oil y 36,7% menos de fuel oil.

Por otra parte, la utilización de carbón mineral se redujo 42,4% en el último año móvil.

Viene de tapa

Gasoducto desde Vaca Muerta: Energía activó licitación



El pliego de licitación habilita un plazo de hasta 60 meses para culminar la segunda etapa, e incluso señala que si la futura licenciataria (Transportadora de Gas del Centro -TGC) no llega a completar esa fase, ello no la afectará en tanto operadora del primer tramo del ducto. Pero debe considerarse en este punto que es el proyecto completo el que posibilitará los objetivos declarados por el gobierno y los productores de expandir el suministro de gas natural al noreste del país y además a exportarlo al sur del Brasil.

El tendido del nuevo ducto permitirá liberar capacidad de transporte de los Neuba y llegar con el gas necesario hasta la zona de Bahía Blanca, para su uso petroquímico y para la conversión en una planta de GNL (que proyecta YPF), con vistas a su exportación.

Así las cosas, y con la atención puesta en la necesidad de financiar una inversión total estimada en los 2 mil millones de dólares, objetivo que hoy parece difícil de lograr, el nuevo gasoducto arrancará en su primera etapa, con 36 pulgadas de diámetro y una capacidad inicial mínima de 15 millones de m³/día y con un costo calculado en 800 millones. La resolución 437 se completa con 15 anexos y uno de ellos refiere al financiamiento del Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la ANSES disponible para cubrir hasta el 50 por ciento de dicho monto (400 millones de dólares), al tiempo que establece que quien resulte adjudicatario de la licencia deberá aportar al menos 25 por ciento (200 millones).

Energía realizó gestiones para que la OPIC

(de Estados Unidos) financie los 200 millones restantes.

El anexo V señala como "condiciones básicas del financiamiento" plazos de vigencia del compromiso de ANSES-FGS, y la emisión de títulos valores emitidos bajo el Régimen de Oferta Pública local, con autorización a cotizar en mercados de valores locales por el monto máximo de US\$ 400 millones.

El plazo máximo de estos títulos valores es de 12 años, pudiendo emitirse en varios tramos, y la tasa de interés es "a determinar sobre la base del rendimiento soberano para plazo similar, corregido (en más o menos, según corresponda) en función del riesgo de crédito del proyecto y características financieras del título valor". La amortización y pago de intereses será "de acuerdo al flujo de fondos del proyecto, pudiendo considerarse la posibilidad de un período de gracia".

Todas las empresas que habían formulado sus propuestas en una primera instancia del procedimiento habilitado por la secretaría de Energía en marzo, y luego esperaron precisiones a través del DNU 465/2019 publicado en el arranque de julio, ratificaron a Energía&Negocios su decisión de participar como oferentes. TGS-YPF-PampaEnergía; Tecpetrol-TGN; y Velitec-Fyresa tienen varias semanas para ajustar sus ofertas en función de lo que quedó plasmado en el proyecto. A las transportadoras de gas ya anotadas para participar del proyecto TGC (TGN y TGS) se sumará al menos una más, y será extranjera.

Por Santiago Magrone

Hytera
Respond & Achieve

TETRA
DMR

Soluciones integrales para necesidades puntuales!

www.hytera.us

Intepla
INGENIERIA - TELECOMUNICACIONES

INTEPLA SRL • Integrador de Sistemas Autorizado Hytera en Argentina
 Casa Central: Tel. 54 221 4256565 / Calle 48# 726 La Plata. Bs As. Argentina
 Of. Comercial: Tel. 54 11 4345 4440 / Avda Paseo Colón 797 3ºB Ciudad de Bs As.
 Email: ventas@intepla.com
www.intepla.com

Resumen del informe de KPMG sobre las perspectivas de la industria

Sin políticas que reactiven el sector biocombustibles

A pesar de la recuperación de los últimos años no se esperan novedades importantes en la industria de los biocombustibles durante 2019 ante la falta de medidas internas que fomenten la producción y las restricciones a las ventas argentinas que aún imperan en los Estados Unidos.

Expectativas ante los beneficios futuros del acuerdo Unión Europea-Mercosur.

De acuerdo con el informe especial de KPMG "Desarrollo de Biocombustibles en la Argentina", las perspectivas de desempeño de esta industria para 2019 "no mostrarían un cambio radical respecto a lo observado en 2018.

Si bien es cierto que la Unión Europea seguirá siendo el principal destino de las exportaciones nacionales de biodiesel durante 2019, lo sucedido con el mercado Estadounidense debe conformar un llamado de atención que incentive a las autoridades locales a la implementación de medidas de fomento a la producción local de biocombustibles y que, al mismo tiempo, fortalezcan el mercado interno (incrementando los cortes con combustibles fósiles, por ejemplo) y la diversificación de los destinos de exportación", señala el estudio entre sus conclusiones.

También se sostiene que resulta necesario asignar mayores esfuerzos y recursos a

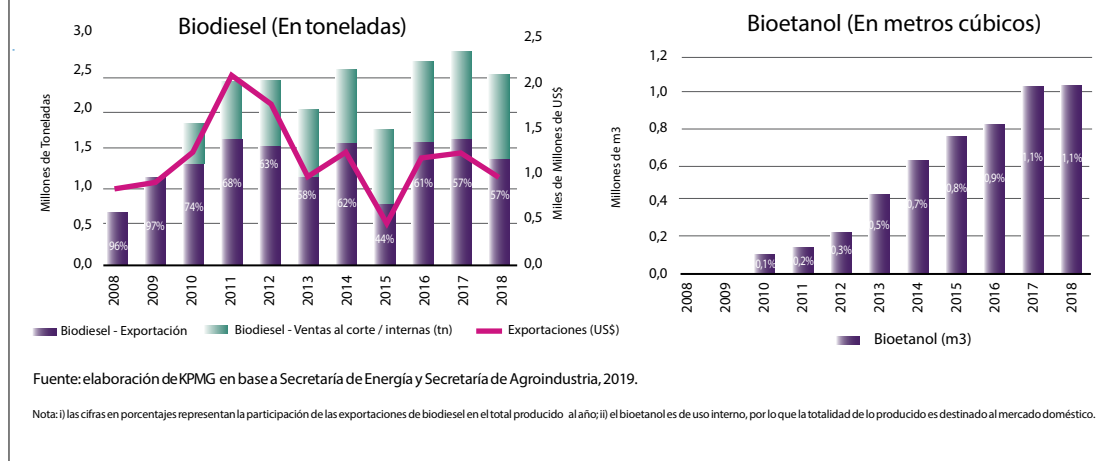
la investigación y al desarrollo del sector, en cuanto a la segunda generación de biocombustibles que son los relacionados a la materia prima no consumible o biomasa.

Se indica que sus principales ventajas radican principalmente en que i) los insumos utilizados para su producción no generan competencia por la tierra fértil o con la producción de alimentos; ii) no presentan el inconveniente de la disponibilidad, que sí observan los biocombustibles de primera generación (soja, maíz, trigo, sorgo, azúcar, etc.); y iii) resultan más baratos. Algunos ejemplos de estos biocombustibles son: el biodiesel de microalgas, elaborado a partir de aceites vegetales usados o el etanol de celulosa.

"Los biocombustibles de segunda generación conforman un proyecto de desarrollo ineludible a largo plazo, desde que su producción, además de evitar la competencia por la materia prima, podría promover el desarrollo económico y el empleo en las provincias, federalizando la producción y el desarrollo futuro de la industria."

El informe agrega que, la coyuntura mundial es un determinante significativo del desempeño de la industria, "situación que ha quedado en evidencia ante las restricciones arancelarias impuestas

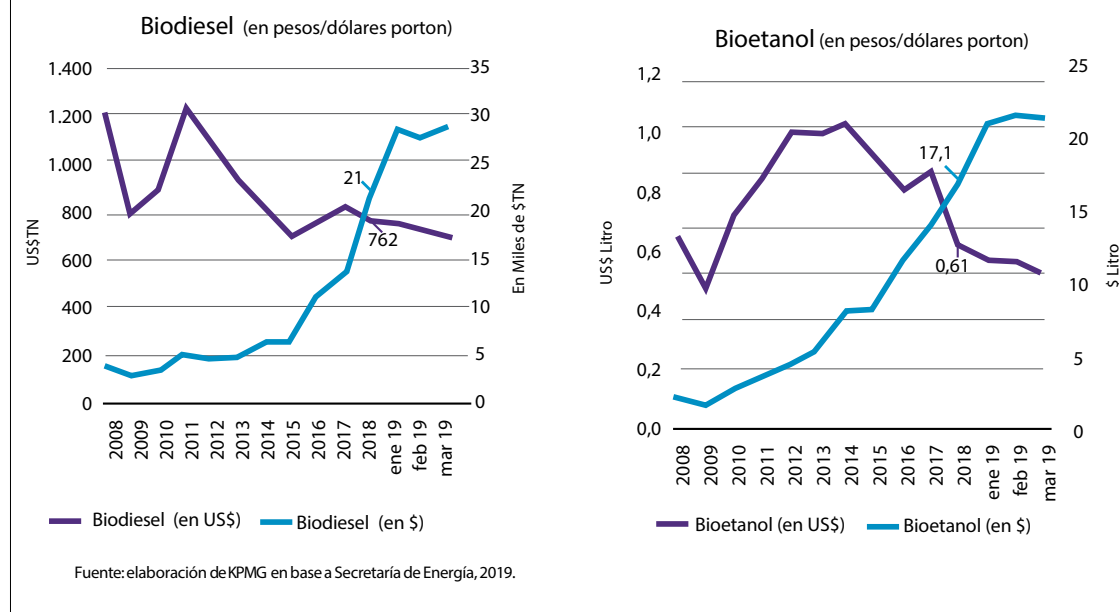
Figura 1 Evolución de la producción de Biodiesel y Bioetanol. 2008-2018



Fuente: elaboración de KPMG en base a Secretaría de Energía y Secretaría de Agroindustria, 2019.

Nota: i) las cifras en porcentajes representan la participación de las exportaciones de biodiesel en el total producido al año; ii) el bioetanol es de uso interno, por lo que la totalidad de lo producido es destinado al mercado doméstico.

Figura 2: Precios internos del Biodiesel y Bioetanol. 2008-2019



Fuente: elaboración de KPMG en base a Secretaría de Energía, 2019.

por los EE.UU. y lo ocurrido en el pasado con la UE".

De todas maneras, se afirma que elementos de orden interno, como la inflación, la presión tributaria, la reinstauración de los esquemas arancelarios a la exportación y la ausencia de reglas claras (por ejemplo, en la determinación de los precios oficiales), "conforman actualmente los principales obstáculos al buen desempeño de la mayoría de las actividades económicas, incluida la producción de combustibles alternativos.

Ello debido a que, a pesar de la potencialidad probada del biodiesel en los mercados externos, el mercado interno sigue siendo un importante motor de desarrollo para estos productos, algo que ha resultado evidente para el bioetanol.

De hecho, en los últimos años la demanda interna se ha quedado con alrededor del 43% de la producción de biodiesel y la totalidad de la de bioetanol, en respuesta tanto a los sucesos externos como a las necesidades que impone el cumplimiento de los cortes obligatorios con naftas y otros combustibles fósiles o

la siempre creciente demanda interna por estos últimos".

El informe recuerda también, que la actual ley de fomento a la producción de biocombustibles (N° 26.093) tiene fecha de expiración en 2021, "una posible reedición o prolongación de ésta podría traer consigo algunos de los cambios demandados por el sector (por ejemplo, un incremento del corte con combustibles).

Habrà que esperar hasta entonces para diagnosticar si existe o no la voluntad política para llevarlos adelante, tarea que recaerá sobre el próximo gobierno."

En cuanto al reciente Acuerdo de Asociación Estratégica firmado entre la Unión Europea y los países del Mercosur el informe de KPMG dice que "podría impactar de lleno sobre la industria de los biocombustibles en el mediano plazo, principalmente en materia de exportaciones" ya que el acuerdo establece que la UE liberalizará el 99% de su comercio agrícola con el Mercosur, lo que en principio potenciará de manera significativa la exportación de commodities argentinos a un

mercado que ostenta un elevado poder adquisitivo promedio.

"A pesar de que en un principio la industria nacional de biodiesel continuará afectada por los derechos impuestos por los países de la UE (con un límite libre de toda imposición de US\$ 1.000 millones anuales), las perspectivas a futuro son alentadoras teniendo en cuenta la gran dependencia que el sector tiene de esta región".

Finalmente, el estudio afirma que el escenario de corto plazo para la industria "podría ubicarse en torno a un ajuste en los niveles de producción y un nuevo retroceso en las exportaciones hacia fines de 2019, más aun teniendo en cuenta que la capacidad ociosa de la industria podría seguir incrementándose —la industria del biodiesel posee hoy una capacidad instalada de producción de 4,5 millones de toneladas—, en respuesta a la ausencia de oportunidades sustanciales para colocar los excedentes en otros mercados (además del europeo) y a las propias limitaciones del mercado interno".

Estrategia comercial de ambas empresas para afianzar sus marcas

Acuerdo comercial entre Refinor y Total por aceites y lubricantes

Refinor avanza con su apuesta en la mejora de la experiencia del cliente en su red de Centros de Servicios y presenta un nuevo acuerdo comercial con Total Especialidades Argentina a través de su marca de lubricantes TOTAL QUARTZ.

Refinor, marca líder en combustibles del norte de Argentina, anuncia su alianza estratégica y comercial con Total, empresa líder en el desarrollo de lubricantes de alta tecnología. Con este nuevo acuerdo, la petrolera comenzará a comercializar la amplia cartera de productos de lubricación que Total ofrece en casi un centenar de estaciones ubicadas en el norte del país.

Desde el mes de junio, los Centros de Servicios de Refinor incorporan en la totalidad de su red los Lubricantes de TOTAL que serán exhibidos en las islas de venta. Los clientes que visiten los Centros de Servicios de Refinor podrán acceder a una completa gama de aceites de TOTAL

en los puntos de venta que se integran a esta nueva apuesta.

“Firmar una alianza con Total es para nosotros un paso más hacia la fuerte apuesta que estamos haciendo como marca de brindar en nuestros Centros de Servicio una experiencia de excelencia para nuestros clientes, con los más altos estándares de calidad e innovación”, aseguró Claudio García, Gerente Comercial de Refinor.

“El acuerdo celebrado junto a Refinor nos permitirá seguir afianzando y desarrollando nuestras marcas en el mercado local, buscando, a partir de esta asociación, ofrecer en forma conjunta a nuestros clientes productos y servicios de la más alta calidad y prestigio”, aseguró María Eugenia Patalagoity, Directora Comercial de Lubricantes y Fluidos Especiales de Total Especialidades Argentina.

A través de este acuerdo, Total incrementa su presencia de marca en el extremo norte del país, con la posibilidad de



dar a conocer las virtudes de su gama de productos de lubricantes para cada segmento.

Acerca de la rama Marketing & Services de Total

La rama Marketing & Services de Total desarrolla y distribuye productos derivados principalmente del petró-

leo crudo y todos los servicios asociados con ellos. Presente en 110 países a través de sus 31.000 empleados, la Rama comercializa sus ofertas de productos y servicios en 150 países.

Total Marketing Services presta diariamente servicio a más de 8 millones de clientes en su red de más de 16.000 es-

taciones de servicio en 65 países. Como cuarto distribuidor mundial de lubricantes y primer distribuidor de productos derivados del petróleo en África, Total Marketing Services gestiona 50 plantas de producción en el mundo, donde se fabrican los lubricantes, asfaltos, aditivos, combustibles y fluidos especiales que sustentan su crecimiento.

Acerca de Total

Total es una compañía energética global integrada, uno de los principales actores en el ámbito internacional del petróleo y el gas, y, un operador importante en energía solar con SunPower y Total Solar.

Nuestros 98,000 empleados asumen el compromiso de trabajar por una energía mejor, más segura, más limpia, más eficiente, más innovadora y accesible para tantas personas como sea posible.

Como empresa que acepta su responsabilidad social, nuestros esfuerzos se centran en conseguir que nuestras operaciones en más de 130 países de todo el mundo generen sistemáticamente beneficios económicos, sociales y medioambientales. www.total.com

aggreko

Más de 50 años siendo líderes mundiales en energía para Petróleo y Gas.



aggreko

Visite  aggreko.com

Contáctenos  (011) 4846 7403

El titular de CECHA Carlos Gold, explica los nuevos desafíos y exigencias que se le presentan a su sector

Expendedores: Un nuevo camino

La cámara encaró una nueva dirección con el fin de gestionar reclamos ante las petroleras y autoridades estatales para que generen empleo y sustentabilidad a las empresas asociadas



Después de mucho tiempo las entidades representantes del sector del comercio y expendido de hidrocarburos nos sentamos en una misma mesa para unificar criterios y posiciones en la defensa de nuestros intereses.

Me refiero tanto a las negociaciones que llevamos adelante con la contraparte sindical en el ámbito de los convenios colectivos de trabajo, como a los temas que discutimos con las autoridades de gobierno por cuestiones regulatorias y de política públi-

ca hacia el sector, o la relación comercial con nuestros proveedores, las compañías petroleras, entre otros.

Son múltiples los asuntos que forman parte de esta agenda dinámica y compleja. Hoy el sector vive un momento de grandes desafíos. Los tiempos cambian y, como ocurre también en otras actividades, aparecen nuevos horizontes pero también exigencias.

Adelantos tecnológicos, innovaciones en los procesos de gestión, cambios en la fiso-

nomía del mercado, modificaciones regulatorias, incremento de costos, o consumidores más exigentes son sólo algunos aspectos que dan cuenta ello.

Por eso, hace unos años nos propusimos trabajar con el objetivo de agrupar a las entidades de representación empresarial del sector, donde coexisten cuatro Convenios Colectivo de Trabajo desde el año 2007: el CCT 371 para la propia Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina, el 521 para la Federación de Empresarios de Combustible de la República Argentina (FECRA), el 415 para la Cámara de Expendedores de GNC (CEGNC) y el 317 para la Asociación de Estaciones de Servicio de la Argentina (AES).

Una de las consecuencias lógicas de esta división fue una mayor dificultad a la hora de tomar decisiones de manera alineada frente a cuestiones comunes, como pueden ser la negociación paritaria con el sindicato o las medidas regulatorias del estado que afectan a la actividad.

De esa manera, al momen-

to de avanzar en la resolución de un tema específico, el fraccionamiento de los esfuerzos tuvo muchas veces su correlato en la obtención de menores resultados.

Hoy los cuatro convenios comparten el mismo salario básico, el mismo salario conformado y las mismas condiciones de trabajo; por eso nos preguntamos qué sentido tenía seguir discutiendo paritarias por separado.

Ahora dimos un paso importante en esta nueva dirección y después de mucho tiempo logramos sentarnos en una misma mesa, la de la Confederación (Cecha), que funciona como ámbito de unificación de criterio y acción.

Como pequeñas y medianas empresas que somos, esto nos va a permitir gestionar nuestras demandas y reclamos ante las petroleras, autoridades estatales o el mismo sindicato desde una posición más firme y fuerte. Éste, es un logro a favor de los miles de pequeños empresarios dueños de estaciones de servicio que generan empleo registrado a lo largo y ancho de todo el país.

En la relación con el sin-

dicato aspiramos a integrar una mesa de diálogo donde primen la sensatez, el respeto y el equilibrio a la hora de negociar, sino se torna imposible alcanzar los acuerdos que la Argentina necesita para avanzar. Debemos encontrar la manera de mirar el futuro en conjunto, para analizar las oportunidades y amenazas que enfrentamos como actividad.

Por ejemplo, en la discusión sobre la implementación del "autoservicio" de carga de combustible, nosotros entendemos que se trata de ampliar las opciones para que los consumidores puedan optar según su preferencia. Esto ya funciona en muchos países, y más temprano que tarde también será realidad en el nuestro.

Por eso, nos parece que plantearlo como parte de una reforma laboral y poner reparos no tiene mucho sentido. En definitiva, son cambios que se terminan imponiendo por decisión del propio cliente que, en este caso, elegirá ahorrar tiempo.

Otro ámbito adonde podemos llevar una voz unificada es la Mesa de Competitividad de Hidrocarburos, a la que fuimos convocados por la Secretaría de Energía para analizar dónde se generan los extra-costos del downstream. Ahí sumamos nuestro aporte señalando, por ejemplo, las recargas financieras de los bancos, las recargas comerciales por el uso de tarjetas de crédito y medios de pago electrónico, las tasas municipales como la de publicidad y propaganda o la tasa vial, o los ingresos brutos. Son trabas que impiden el desarrollo de un mercado más competitivo y eficiente.

Por todo esto, celebramos el haber alcanzado esta unidad que ya está generando grandes expectativas. Esperamos ansiosos recorrer este nuevo camino.

Cdor. Carlos Gold. Presidente de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina (CECHA).

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.E.C. JUJUY Cámara Expendedores de Combustibles de Jujuy
C.A.B.E.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.	C.E.GNC Cámara de Expendedores de GNC
C.E.C. NEUQUEN Y RIO NEGRO. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de Neuquén y Río Negro	C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero
C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la Provincia de San Juan.	C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste
C.E.C.A. SAN LUIS Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de San Luis	C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes
C.E.C.A.C.H. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.	C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.
C.E.C.A.E.R. Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Ríos.	FA.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe
C.E.C.L.A. LA PAMPA Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa	F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba -
	F.E.C.R.A. Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

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



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 administración de riesgos juega un rol importante, constituye un aliado y un instrumento de desarrollo

Los proyectos de energías renovables y sus riesgos

Una política de expansión de nuevas economías o industrias debe ser acompañada por las herramientas financieras que faciliten su consolidación y el seguro es uno de ellas

Por Nicolás Rodríguez*

Desde el año 2006, a raíz de obtener carácter de interés Nacional, se sancionaron leyes y decretos que impulsan la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovable.

La ley 26.190 fue la precursora de la 27.191 y ambas buscan desarrollar proyectos de energía renovable para obtener en el año 2025 una base de más del 20% de este tipo de generación en la matriz energética de nuestro país.

Los que conocemos nuestro país, sabemos que el territorio de la República Argentina es ideal para el desarrollo de todo tipo de energías renovables. La Patagonia, con sus vientos inagotables, es una fuente constante de energía eólica.

En el noroeste del país, la radiación solar puede ser muy bien aprovechada para generar energía fotovoltaica. La zona cordillerana para desarrollar energía geotérmica. Y, como si esto fuera poco, a lo largo y ancho del territorio podemos encontrar recursos hídricos y hasta biomasa que podemos utilizar generar energía que no provenga de restos fósiles. Hasta la misma costa marina puede aportar energía mareomotriz.

Mediante distintas rondas de licitaciones destinadas al desarrollo de estas fuentes de

energía se ha podido notar el interés creciente en esta actividad. A pesar del carácter de interés nacional y de la búsqueda de inversiones en la actividad, llama la atención ver que las iniciativas de nuevos desarrollos nunca van acompañadas por una reglamentación que facilite el acceso al seguro o a la financiación de las primas de seguros que hacen sustentables esas inversiones.

Esto ocurre ya desde el agro a las tecnologías de punta. Una política de expansión de nuevas economías o industrias debe necesariamente ser acompañada por las herramientas financieras que faciliten su consolidación y el seguro es uno de esos mecanismos.

El mercado de seguro aporta capital contingente frente a las eventualidades. Cuando se entienda a las aseguradoras como un aliado y un verdadero instrumento de desarrollo, podrá brindar un genuino aporte de valor.

Es bueno entender que la función del administrador de riesgos de cualquier empresa, no solo es controlar incidentes, reclamos y seguros. Hoy el concepto de administrar riesgos es mucho más amplio y juega un rol realmente importante en este tipo de proyectos de energía renovable.



El riesgo empresarial precisa de una estructura de riesgos y seguros más desarrollada. El caso particular de las energías no convencionales es un claro ejemplo de la complejidad a la que se puede llegar.

Riesgos

Algunos de los problemas que presentan las energías renovables es que son percibidas como tecnologías que acarrear importantes riesgos, por lo que ven sus posibilidades de financiación fuertemente limitadas y por ende se retrasa su desarrollo. Los orígenes de estos riesgos pueden tener diversas fuentes.

La tecnología utilizada en sí misma, la falta de abastecimiento de los materiales necesarios para la construcción del proyecto, las dificultades de funcionamiento como consecuencia de errores de diseño, defectos en los materiales o mano de obra, riesgos políticos con los contratos o la imposibilidad de transferir moneda, cambios en los marcos regulatorios o situaciones

de turbulencia popular. Estos son solo algunos de los riesgos que evalúan los inversionistas al momento de destinar fondos para proyectos de energía alternativa.

Una buena política de gestión de riesgo empresarial y seguro es normalmente la mejor protección para vaivenes inesperados en el flujo de recursos financieros.

En este tipo de actividades y sobre todo en proyectos de infraestructura con características de inversión elevada, las coberturas de "Project Bond" ofrecen una alternativa casi indispensable a la hora de comenzar a analizar la implementación de los mismos. Luego, están los ya conocidos seguros de Construcción y Montaje, donde se debe considerar el Transporte y hasta el lucro cesante anticipado por demoras en las etapas previas a que el parque esté operativo.

Para agregar complejidad, y sin entrar en los detalles de las coberturas ambientales, de terceros, directores o para empleados, una vez finalizada la obra y cuando el proyecto esté

listo para entrar en operación, un buen Risk Manager tendrá en cuenta coberturas para la garantía de la generación del proyecto.

A los riesgos habituales, en nuestro país también hay que entender que en esta actividad en particular las coberturas oscilan desde desastres naturales, la imprevisibilidad del clima, fluctuaciones en la generación de viento, demoras en la construcción, averías mecánicas y las pérdidas materiales por avatares políticos y sociales.

Las pérdidas máximas probables pueden llegar hasta cientos de millones de dólares si hay un daño importante que provoque una interrupción del negocio.

Una actividad tan importante para nuestro país como la generación energética a partir de fuentes renovables debería estar acompañada de una política de transferencia y gestión de riesgos. Es prioritario definir una metodología, estructurada y rigurosa, de identificación, cuantificación y gestión de los riesgos asociados a este tipo de proyectos y de las empresas que participan en cada etapa de los mismos con el fin de poder llevar a cabo un desarrollo de la actividad acorde a lo que la Ley establece.

Sumado a nuestro expertise en energía, en RiskGroup desde 2006 estamos trabajando en el desarrollo de productos, herramientas y recursos que brindan servicio a las empresas del sector de renovables.

* Director Comercial de Cuentas Internacionales

Con el fin de aumentar la eficiencia laboral

La ergonomía en oficinas y su aplicación

La ergonomía es una disciplina aplicada que se ocupa de la interacción del hombre con su medio laboral y organizacional. Se utiliza para determinar cómo diseñar o adaptar el lugar de trabajo al trabajador a fin de evitar distintos problemas de salud y aumentar la eficiencia, es decir, para hacer que el trabajo se adapte al trabajador en lugar de obligar al trabajador a adaptarse a él.



La ergonomía en trabajos de oficina, busca corregir y diseñar el ambiente laboral con el objetivo de disminuir riesgos asociados al tipo de actividad: movilidad restringida, posturas inadecuadas, iluminación deficiente, entre otros elementos, y sus consecuencias negativas sobre la salud y el bienestar de las personas, traduciéndose en lesiones músculo-esqueléticas en hombros, cuello, manos y muñecas, problemas circulatorios, molestias visuales, y un largo etc.

Cuando abordamos estos temas en la consultora podemos observar una falta de planificación y diseño ergonómico de los puestos por parte de los diseñadores, también existe una evidente falta de proveedores con soluciones de mobiliario ergonómico o equipos ergonómicos de oficinas. Sumado a esto la falta de conocimiento en ergonomía de muchos de los profesionales en seguridad e higiene aumenta las enfermedades profesionales generadas por estas causas.

La prevención de riesgos laborales en trabajos de oficina depende, en gran medida, de que el equipamiento que se utilice cumpla con los atributos mínimos de calidad ergonómica para disminuir en buena parte las molestias de tipo postural tan frecuentes en dicha labor. En este caso vemos una falta de estandarización de los muebles colocados en oficinas o solo un concepto estético para su diseño.

La aplicación de una nueva resolución en ERGONOMIA por parte de la SRT (Superintendencia de riesgos de trabajo) puso foco en esta problemática. Lamentablemente las conclusiones de la aplicación de esta resolución pone en evidencia la poca planificación para el diseño ergonómico de oficinas. En muchos casos las recomendaciones derivan en el cambio total de mobiliario o adaptaciones caras, llevando a una doble inversión. Esta problemática limita las soluciones de fondo de los problemas.

Es importante conocer cuáles son las principales operaciones que debe realizar el trabajador, el reparto de estas operaciones entre la persona y la máquina, las posibles condiciones de trabajo en las que se va a desenvolver el trabajador, los equipos de trabajo a su alcance, sus herramientas, y todo aquello necesario para el correcto ejercicio de su actividad laboral.

A través del diseño ergonómico del puesto de trabajo, se debe facilitar que el trabajo se realice con comodidad y permitir los cambios de posturas y los descansos.

Pero lo más importante a la hora de aplicar los principios ergonómicos correctamente, es que cuando se diseña un puesto de trabajo, éste debe estar perfectamente adaptado a la labor que se va a realizar allí.

En general observamos que el cumplimiento de estos estándares se realizan más por una obligación legal que por obtener beneficios económicos. En muchos casos se desconoce que sus trabajadores serán más productivos y eficientes -algunos estudios hablan de aumentos de hasta el veinticinco por ciento, por otro, porque se reducen las bajas y ausentismos laborales con los consiguientes ahorros. En definitiva, mayores beneficios y más ahorro.

Ing. Roman K. Zeleznik
EHS FUEGUINA

52 proyectos superaron la etapa de evaluación y análisis técnico

Abrieron ofertas para proyectos MiniRen por 300 MW



La Secretaría de Energía concretó la apertura de sobres con 52 ofertas económicas de la Ronda 3 – MiniRen (proyectos de pequeña escala) del programa RenovAr, que tiene como característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en las redes de media y baja tensión de las distribuidoras, y la posibilidad de dar lugar a la participación de actores no tradicionales del sector energético, aumentando la cantidad de empresas que generan energía de fuentes renovables.

Un total de 52 proyectos superaron la etapa de evaluación y análisis técnico y calificaron para presentar sus ofertas económicas

El resultado con la adjudicación de los proyectos se conocerá el próximo 22 de julio, indicó Energía.

El gobierno estima que con esta ronda se sumarán más de 300 megavatios nuevos a los 6.130 MW de potencia ya adjudicados durante las rondas previas, la Resolución 202/2016 y el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).

El subsecretario de Energías Renovables, Sebastian Kind, destacó que “esta nueva etapa del Programa

RenovAr apunta a sumar al desarrollo de proyectos renovables a PyMEs de todo el país, y además supone una ventaja económica para el sistema gracias al ahorro

1.150 MW eólicos de potencia instalada en Argentina, hito que se alcanzó gracias a la habilitación comercial durante 2019 de nueve parques eólicos: el PE Aluar Etapa I en Chubut, los PE De La Bahía y PE Pampa Energía en Bahía Blanca y de la inauguración de los primeros proyectos eólicos en las provincias de Santa Cruz (PE Del Bicentenario I y II), La Pampa (PE La Banderita) y Río Negro (PE Pomona I).

La ronda 3 de RenovAr incorpora proyectos distribuidos en todo el país, contribuyendo a la generación de energía eléctrica descentralizada y más federal, evitando pérdidas en el transporte de energía debido a que los proyectos se instalarán en las proximidades de los puntos de consumo y colaborando con la diversificación de la matriz energética.

A partir del 29 de julio las empresas que resultaron adjudicatarias comenzarán a firmar los contratos de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y un acuerdo de adhesión al FODER, estructura que brinda garantía de pago a las centrales de generación, detalló Energía.

Precios promedio ofertados por tecnología:

Eólica:

US\$ 58,2 por Megawat hora;

Solar fotovoltaica:

US\$ 57,9 MWh;

Biomasa:

US\$ 06,1 MWh;

Biogás:

US\$ 159,0 MWh;

Biogás de Relleno Sanitario:

US\$ 129,5 MWh,

Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos:

US\$ 103,6 MWh.

en pérdidas por transporte y distribución de energía eléctrica y al desplazamiento de energías menos eficientes».

En la actualidad hay



Responsable Técnico Ing. Román Zeleznik, Matrículas CITDF 272 y CPII 4792

Gestión de Higiene, Seguridad y Ambiente

- Cumplimiento regulatorio.
- Metodologías y mediciones de carácter legal.
- Sistemas de Gestión ISO 14.001. ISO 45.001
- Gestión de eficiencia energética.
- Sistema de Gestión ISO 50.001



En el marco del programa de incentivos PROINGED. Tendrá una potencia instalada de 500 kWp

Ventus construirá parque solar en Buenos Aires

La empresa de Ingeniería y Construcción en energías renovables Ventus, resultó adjudicataria del proyecto de construcción de una planta solar fotovoltaica para el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED).

El proyecto comprende la construcción de la planta solar, que incluye la subestación transformadora BT/MT elevadora, tendrá una potencia instalada de 500 kWp y estará ubicada en la localidad de Villa Maza del partido bonaerense Adolfo Alsina. El CEO de Ventus, Juan Pablo Saltre, comentó al respecto que “es muy importante para Ventus poder concretar la

construcción de un nuevo parque solar fotovoltaico en Argentina, donde la empresa opera junto a más de 70 profesionales para poder brindar soluciones de energías renovables a generadores e industrias”.

Este será el segundo proyecto solar fotovoltaico que la empresa construye en Argentina, ya que Ventus ha realizado la instalación eléctrica del Parque Solar Cordillera, de 93 MW de potencia, en la zona de San Juan, en 2018. Este proyecto se sumará a los otros 15 solares que la empresa ha construido, entre los que se destacan varios para autoconsumo industrial, entre ellos el más grande proyecto de este tipo realizado en Uruguay.



Organiza GWEC

Wind Power 2019 en Buenos Aires

Entre el 4 y 5 de Septiembre próximo se llevará adelante la segunda edición del congreso internacional sobre energía eólica en nuestro país.

Es Argentina Wind Power, que organiza GWEC (Global Wind Energy Power) la organización más importante de esta energía a nivel mundial.

La Universidad Católica Argentina será el centro de reunión de los participantes quienes abordarán temas como las tendencias mundiales, descarbonización de la economía, inversión y financiamiento de proyectos, evolución de la tecnología, contratación a largo plazo del suministro de energía verde entre otros temas relevantes.

Sobre GWEC

GWEC es una organización basada en miembros que representa a todo el sector de la energía eólica. Los miembros de GWEC representan a más de 1.500 empresas, organizaciones e instituciones en más de 80 países, incluidos fabricantes, desarrolladores, proveedores de componentes, institutos de investigación, asociaciones nacionales de energía eólica y renovables, proveedores de electricidad, compañías financieras y de seguros.

Estamos en constante generación.

Somos los principales inversores y desarrolladores de proyectos de generación eléctrica basados en aprovechamiento de los recursos renovables.

Genneia
Estamos en constante generación

www.genneia.com.ar

Asociada con Pan American Energy (PAE) construye dos parques de generación

Genneia con nuevos proyectos aumenta su participación en energía eólica

Genneia y Pan American Energy (PAE) acordaron el desarrollo conjunto de dos parques de generación eólica próximos a la Ciudad de Puerto Madryn, Chubut, denominados Chubut Norte III y IV.

Ambos parques, actualmente en construcción y adjudicados a Genneia en la Ronda 2 del Programa RenovAr, totalizarán una potencia de 140 MW producida por 32 aerogeneradores Nordex que se conectarán al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a partir del segundo trimestre de 2020.

Genneia detenta el 51 por ciento de participación en el emprendimiento, será la empresa operadora y brindará los servicios de gerenciamiento durante la etapa de construcción, en tanto que PAE participará con el 49 por ciento restante.

La energía generada por estos parques equivale al consumo de más de 197.000 hogares, reduciendo significativamente las emisiones de dióxido de carbono al medio ambiente. Los proyectos implican una inversión estimada de US\$ 190 Millones y contarán con una financiación provista por el banco KfW, con garantía de la agencia alemana Hermes. Genneia supera los 1.100 MW de potencia de generación eléctrica en la Argentina, posee el 35 % de la capacidad instalada total país en energía eólica.

PAE, es la primera compañía privada integrada de energía de Argentina y la región. Desarrolla actividades en los sectores de upstream, midstream, downstream, generación eléctrica y energías renovables. PAE ya cuenta en Chubut con el parque eólico Garayalde, con una potencia instalada de 24,15 MW.



Por otra parte, Genneia Vientos Patagónicos S.A. y Genneia Vientos Sudamericanos S.A. subsidiarias controladas por Genneia S.A., firmaron un acuerdo de crédito a largo plazo por US\$ 131,5 millones para la construcción y puesta en marcha de los parques eólicos Chubut Norte III y IV (141 MW).

El préstamo se realizará bajo la metodología de Project Finance, por un plazo de 15 años y con 75 % de deuda sobre el costo total de los proyectos. Al igual que en los Project Finance anteriores ejecutados por Genneia, los bancos no tendrán recurso contra el sponsor, ya que su repago estará respaldado únicamente por el flujo de fondos a generar por los proyectos. De este modo, el balance de Genneia no quedará expuesto a los

riesgos de los proyectos. Los parques Chubut Norte III y IV, actualmente en construcción y adjudicados a Genneia en la Ronda 2 del programa RenovAr, se encuentran ubicados muy cerca de Puerto Madryn, en Chubut; y se conectarán al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a partir del segundo trimestre de 2020.

Los parques funcionarán con 31 aerogeneradores Nordex (modelo 149, de 4,5 MW cada uno), entregando energía a más de 197.000 hogares y reduciendo en 453.000 toneladas la emisión de dióxido de carbono al ambiente. Los acuerdos de financiamiento consisten en un préstamo garantizado sin recurso a 15 años otorgado por Kreditanstalt für Wiederaufbau("KfW"). El préstamo está garantizado por la Agencia de Crédito a la Ex-

portación de Alemania, Euler Hermes, a través de un acuerdo integral de crédito comercial y político para la exportación.

En el mismo orden, Genneia informó que el Parque Eólico Pomona I, de 100 MW de potencia instalada, recibió la habilitación comercial por parte de CAMMESA para entrar en operación. La empresa resultó adjudicataria de este proyecto en la ronda 1.5 del programa RenovAr.

Ubicado al noreste de la provincia de Río Negro, el parque cuenta con 26 aerogeneradores Nordex, dispuestos en un predio de 1.365 hectáreas. Es el primer parque rionegrino de Genneia y demandó una inversión de más de 135 millones de dólares.

La obra se ejecutó en 14 meses (dos meses antes de lo

En la actualidad Genneia está construyendo los proyectos eólicos Madryn II (150 MW), Chubut Norte II (26 MW), Chubut Norte III (83 MW), Chubut Norte IV (58 MW), y en conjunto con Centrales de la Costa Atlántica, el Parque Eólico Vientos de Necochea (38 MW), además de una central de biomasa en La Florida, Tucumán, por 19 MW. También es propietaria y operadora de 7 centrales de generación térmica (620 MW).

previsto) y empleó a 300 trabajadores. En este mismo terreno, se indicó, en las próximas semanas comenzará a generar energía el Parque Eólico Pomona II, de manera que el Parque en su totalidad (I y II) generará 401.000 MWh al año, equivalentes al consumo de 135.000 hogares, y evitará la emanación de 275.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera. Genneia supera los 1.000 MW de potencia de generación eléctrica en la Argentina.

Pomona se suma a los parques Chubut Norte (28 MW), Madryn (70 MW), Villalonga (55 MW), Rawson (109 MW) y Trelew (51 MW), con los cuales la compañía alcanza los 413 MW de generación eólica y los 500 de energía renovable, al sumar los parques solares Ullum 1, 2 y 3 (82 MW) en la provincia de San Juan.

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR.

Moreno 252 - Bariloche, Argentina - +54 294 4426146
www.hotelnahuelhuapi.com

FUNDELEC remarca fuerte descenso en los usuarios comerciales, industriales y residenciales

El consumo de electricidad cayó 10,6% promedio país en Junio

La demanda de energía eléctrica registró en junio último una caída de 10,6 % promedio país en comparación con el mismo período del año anterior, y la Ciudad de Buenos Aires y el Conurbano bonaerense mostraron nuevamente un pronunciado descenso, tanto en el área a cargo de Edesur (12,5%) como en la de Edenor (15%). En el resto del país cayó 9,5%, según datos de CAMMESA considerados en el informe mensual de la fundación Fundelec. El fuerte descenso del consumo de electricidad se presentó en los usuarios comerciales, industriales y residenciales de todo el país.

En tanto, continúa la tendencia recesiva de los últimos cuatro meses de 2018 y del primer semestre del presente año, representado por una caída en la demanda de 7%.

Además junio representó la caída porcentual más importante de todo el año móvil, comparada con diciembre de 2018 (-10%) y marzo de 2019 (-9,6%). En junio de 2019, la demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista fue de 10.650,8 GWh mientras que, en el mismo mes de 2018, había sido de 11.917,9 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de 10,6%. Asimismo, existió un crecimiento intermensual de 2,6 % ,respecto de mayo de 2019, cuando había tenido una demanda de 10.382,6 GWh. Según los datos de CAMMESA, se puede discriminar que, del consumo total de este mes el 45% (4.730,1GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 28% (3.003,1GWh) y el industrial 27% (2.917,6 GWh). También, en la comparación interanual, la demanda residencial descendió de manera pronunciada 15,6 %,mientras que la comercial bajó 6,9 % y la industrial cayó 6,3 %. En cuanto al consumo por provincia, en junio, 25 fue-

ron las provincias y empresas que marcaron descensos: Catamarca (-47%), Misiones (-22%), Jujuy (-19%), Tucumán (-14%), La Rioja, EDELAP (-12%), y Santiago del Estero (-12%), San Luis y Chaco (-11%), Entre Ríos, Corrientes, y EDEN (-10%), San Juan y Salta (-9%), Santa Fe, La Pampa y Córdoba (-8%), Santa Cruz (-7%), Formosa (-6%), Mendoza (-5%), Chu-

but y EDEA (-4%), Neuquén (-3%), y Río Negro (-1%) entre otros. En tanto, EDES mantuvo su consumo en comparación interanual. En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un descenso conjunto de 14%, los registros de CAMMESA indican que Edenor tuvo un decrecimiento de 15%, mientras que en Edesur la deman-

da descendió 12,5 %. En tanto, en el resto del MEM existió un decrecimiento de 9,5%. La temperatura media de junio fue de 14,6°C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue de 11,3°C, y la histórica del mes es de 11,6°C.

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación local presentó un decrecimiento frente al mes de junio de 2018, siendo

de 10.843 GWh para este mes contra 12.305 GWh del mismo periodo del año anterior.

La participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja. Se importaron 226 GWh para junio de 2019.

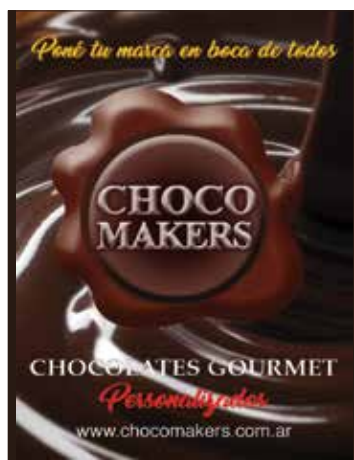
Según datos de todo el año, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con 59,85 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron para satisfacer el 26,12% de la demanda, las nucleares proveyeron 6,70%, y las generadoras de fuentes alternativas 5,29 % del total. La importación representó el 2,04% de la demanda total.



MÁXIMA FLEXIBILIDAD
MÁXIMO RENDIMIENTO

Serie Delta4000 – La mejor elección para su proyecto, siempre.

nordex-online.com



Según un informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Europa 2040: las energías renovables aportarán el 90% de la electricidad

“Para 2040, las energías renovables representarán el 90% del mix eléctrico en Europa, y la energía eólica y solar representarán el 80%”, aseguran en un informe los analistas de Bloomberg New Energy Finance (BNEF). En su informe Annual Energy Outlook dicen que “la energía renovable barata y las baterías remodelarán radicalmente el sistema eléctrico”.

En Europa se producirá la transición más rápida, con Alemania a la cabeza. BNEF

proyecta que en la próxima década, el país eliminará gradualmente el carbón y la energía nuclear, y las renovables proporcionarán más del 82% de la electricidad del país. “Para 2050, las energías renovables proporcionarán el 96% de la generación”, reduciendo las emisiones de Alemania en un 97% si se comparan con las cifras actuales.

Y es que desde 2010, la energía eólica a nivel mundial ha caído un 49% en costes y los precios de la batería

y la solar se han desplomado un 85%, pero se prevé que bajen aún más.

Ampliando el foco, muchos países ya tienen un alto porcentaje muy de renovables en el mix: Islandia (100%), Paraguay (100%), Costa Rica (98%), Noruega (97%), Uruguay (96.5%), Kenia (91%), Nueva Zelanda (84%), Austria (80%), Brasil (80%), Austria (74%), Canadá (65%) y Dinamarca (61%). Las principales renovables en estos países son la hidroeléctrica, la

eólica, la geotérmica y la fotovoltaica.

Además, muchas regiones de estos países, y que albergan una gran población, ya alcanzan cotas cercanas al 100% (o incluso más). Ese es el caso de la región de Mecklenburg-Vorpommern en el noreste de Alemania y la región de Schleswig-Holstein al norte de Hamburgo, o la isla de Samso ien Dinamarca. Fuera de nuestras fronteras comunitarias, también hay otros ejemplos. Como en Canadá, donde tanto Quebec como Columbia Británica tienen el mix casi con un 100% de fuentes provenientes de energías limpias.

Esta tendencia se está extendiendo tan rápidamente como caen los precios de la energía solar, la eólica y las baterías. De hecho, los precios están cayendo tan rápido que BNEF proyecta que la combinación de las baterías con las renovables va a conseguir un “coste-competitivo con el carbón y gas para la generación de respaldo”, incluso si el viento no sopla o el sol no brilla.

BNEF identifica otra medida crucial y económica para que se pueda solucionar la falta de electricidad cuando no sople el viento o las nubes tapen el sol: la llamada demanda flexible o «gestión de la demanda», es decir, pagar a clientes comerciales, industriales e incluso residenciales para reducir la demanda de electricidad con un cierto margen de tiempo para advertir de esta posibilidad.

En EEUU, también se ha estudiado esta posibilidad. En 2017, el secretario de Energía Rick Perry ya señaló que la mitad de las reservas a cor-

to plazo de Texas, a las que llamó como «spinning reserves», procederán de esta gestión de la demanda. Según el estudio que realizó el gobierno federal hace dos años, «los usos finales de los consumidores, incluidos los sistemas de gestión de la energía de los edificios, así como la calefacción y refrigeración de agua y espacios, también pueden servir como recursos [de gestión de la demanda]», al utilizar la tecnología para equilibrar el consumo con la generación de eólica y solar.

Los analistas de BNEF explican que la combinación de baterías, gestión de la demanda y los ciclos combinados de gas natural ayudarán a que “la eólica y la fotovoltaica alcancen más del 80% de penetración en algunos mercados”. Y cuando se agreguen otras formas de energía limpia, como la hidroeléctrica o la geotérmica, la generación renovable será del 90% o superior.

En Australia, la organización de investigación científica líder del país (CSIRO), así como líderes empresariales como el presidente del National Australia Bank, Ken Henry, también dicen que una transición a casi el 100% de las energías renovables en Australia será más que probable en 2050.

En el ‘Australian National Outlook 2019’ publicado por CSIRO esta semana, esta transición será posible en todos los escenarios que se diseñaron simplemente porque es lo más rentable para hacer frente a la disminución de los precios de las energías limpias.

Mientras tanto, de acuerdo con las proyecciones de BNEF, Estados Unidos será un rezagado, con solo un 43% de penetración de energías renovables en 2050. Para que haya una mayor penetración, aunque la ven posible en la gran potencia americana, requerirá de un tipo de liderazgo político muy diferente del que tiene actualmente.

LA NACION | PRESENTS

MAIN SPONSOR **YPF**
LUZ



ARGENTINA WIND POWER 2019

The country's largest wind energy exhibition will bring together the industry's leading technology innovations, developers and suppliers.

With the participation of high-level government stakeholders, business leaders, and authorities in the wind sector.

4-5 September
Universidad Católica Argentina



SPONSORS: Vestas, Genieia, ENERCON, NORDEX, acciona, SIEMENS Gamesa

ALSO SUPPORTED BY: DNV-GL, BICE

PARTNERS: GWEC, cea

Equipamiento para la Central El Bracho, de YPF Luz

YPF Luz recibió en Tucumán equipamiento destinado al nuevo ciclo combinado de la Central Térmica El Bracho que la compañía tiene en esa provincia, que permitirá incrementar la potencia instalada del complejo energético a 1.300 megawatts (MW), con una inversión estimada de 300 millones de dólares. Se trata de módulos eléctricos que fueron trasladados desde Austria en un avión de carga Antonov (AN-124) hasta el aeropuerto internacional de Tucumán, lo cual posibilita avanzar con el montaje de la generadora en los tiempos programados.

De origen ucraniano, los AN-124 han sido utilizados para el transporte de locomotoras, yates, fuselajes de aviones y otros tipos de carga de grandes dimensiones. El Complejo de generación de YPF Luz en Tucumán, que actualmente posee una potencia instalada de 1096 MW, se ubica en la localidad de El Bracho, departamento Cruz Alta, y está integrado por tres centrales térmicas alimentadas con gas natural.

El lobby alemán se impuso en la Licitación Pública Internacional 669

Las turbinas para generar en Aña Cuá y un final anticipado

Siempre se habla del “modelo europeo” como “deber ser” político, institucional y económico y motivos no faltan: uno de los ejemplos más cabales lo dio Angela Merkel.

En noviembre pasado, viniendo a la reunión del G20, el avión que transportaba a Buenos Aires a la canciller debió aterrizar en la ciudad de Köln (Colonia) por un problema técnico.

¿Pudo haber cancelado el viaje? Si. Por supuesto. Pero el compromiso del gobierno alemán con su industria es inquebrantable.

Merkel llegó para asegurar un “pequeño” negocio de la industria hermana: la construcción y venta de las turbinas Kaplan destinadas al brazo Aña Cuá de Yacyretá. Finalmente, se cumplió el objetivo: Voith Hydro se quedó con la provisión de las turbinas tras ganar la licitación.

La Entidad Binacional Yacyretá (EBY) terminó adjudicando la Licitación Pública Internacional 669 a Voith Hydro Brasil para que suministre 3 turbinas tipo Kaplan de eje vertical, que agregarán 92 MW cada una (276 MW en total) y ampliarán entre 9% y 10% la energía que entrega la represa hidroeléctrica que comparten Argentina y Paraguay. Todo por la módica suma de US\$ 99.689.577,84.

Por el camino quedaron Gezhouba-Harbin Electric Machinery y el consorcio Impsa-CIE-Power China.

La pregunta que en voz baja se hacen en la industria argentina es ¿Cómo es posible que IMPSA una de las pocas empresas del planeta que tiene tecnología y capacidad para competir con Alemania haya perdido la licitación, por poca diferencia? ¿Cómo es posible que el Gobierno haya cedido al lobby alemán? IMPSA -la ex Industrias Metalúrgicas Pescarmona- perdió la licitación pese a que diseña las turbinas para reemplazar algunas que estuvieron en uso hasta 2016 en Yacyretá.

IMPISA fue la única competidora y quedó fuera de carrera por su oferta de US\$ 116 millones, la china Gezhouba, que construye las dos represas hidroeléctricas en Santa Cruz, había sido descalificada en la previa por irregularidades. En tanto, el consorcio ATE Aña Cuá ART, conformado por las constructoras Astaldi (Italia), Rovella Carranza (Argentina) y Tecnoedil (Paraguay), se quedó con la Li-

citación Pública Internacional 670 por US\$ 193.241.731,33.

Por el camino quedaron Techint, Cartellone y SAC-DE, la constructora que Marcelo Mindlin le compró el año pasado a Ángelo Calcaterra —entonces IECSA—, primo del presidente Macri.

La EBY utilizará exclusivamente fondos propios para financiar los trabajos, que generarán unos 3.000 empleos (600 directos y 2400 indirectos, con reparto igualitario entre trabajadores argentinos y paraguayos). La tasa interna de retorno (TIR) del capital invertido sobre 20 años sería de 14,71%.

“El resultado final de las licitaciones permitió lograr una reducción del precio de la obra del orden del 40% en relación a los montos originalmente presupuestados”, dijo Martín Göerling, presidente del comité ejecutivo de la EBY (Entidad Binacional Yacyretá) quien también se desempeña como jefe de campaña del oficialismo nacional -Juntos por el Cambio- en Misiones.

Mirando el VAR

Ya había habido un incordio con los chinos que se quejaron por el sesgado manejo que se viene registrando en torno a la licitación internacional de las obras de ampliación del brazo Aña Cuá, Göerling ya había dejado al grupo chino Gezhouba al margen de la pelea licitatoria por las obras civiles y la provisión del equipamiento electromecánico.

Para las autoridades de Yacyretá, la participación de Stantec-MWH como asesor de la entidad y del oferente configuró una doble situación de “conflicto de intereses” y de “incompatibilidades profesionales” porque la empresa tiene acceso a datos y documentación de las obras que podrían beneficiar a Gezhouba a la hora de elaborar las ofertas técnicas y las propuestas económicas.

Los directivos del grupo chino cuestionan a la EBY en el hecho de que no utilizan la misma vara para medir y evaluar a todas las empresas competidoras.

Algo de razón tienen, porque la representada por Angela Merkel, Voith Hydro, posee un convenio de exclusividad con la Universidad Nacional de La Plata (UNLP) que a su vez presta servicios de asesoría para Yacyretá desde hace

más de una década. Y por lo tanto, sus presencias como consultores de consorcios oferentes también podrían ser “profesionalmente incompatibles” y constituir distintos “conflictos de interés”.

Objeciones

A las quejas de Gezhouba se habían sumado los cuestionamientos de varios profesionales y técnicos del sector

contra la decisión de la EBY de no permitir las asociaciones de consultoras en la licitación de los “Servicios de Ingeniería y Asistencia Técnica a la Gerencia del Proyecto Aña Cuá”.

Energía&Negocios anticipó la descalificación de Gezhouba —el hóliding que lidera el consorcio y lleva adelante las obras de la represas de Santa Cruz, el proyecto energético más im-

portante que tiene China en Latinoamérica— de la licitación por el doble compromiso de la consultora canadiense Stantec-MWH, la cual tiene al mismo tiempo un contrato vigente de asesoramiento y prestación de servicios con la EBY desde hace varios años y un convenio de consultoría con Gezhouba para las represas patagónicas Condor Cliff y La Barrancosa.

La noticia impulsó a los representantes de Gezhouba en la Argentina a enviar una carta documento en duros términos a **Energía&Negocios** por anunciar la “novedad”. Se le ofreció el derecho a réplica y el resultado fue muy criollo, se fueron al mazo. Muy mal asesorados.

a. marshall moffat
SINCE 1952

UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS

Cumpliendo con las siguientes Normas:
NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000

Sucursales propias en: ARGENTINA VENEZUELA BRAZIL CHILE USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.
(011) 4343-0678 - Centro
(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

Asociación de Mujeres en Energías Sustentables

Oportunidades de empleo en las energías renovables ¿equitativo para hombres y mujeres?

El desarrollo de las energías renovables es una tendencia tanto a nivel mundial como a nivel nacional. En la mayoría de los casos, el puntapié inicial ha sido la constitución de un marco legal que establece objetivos de participación de energía renovable en la matriz de generación o consumo. Así tomó fuerza el desarrollo del sector en la Argentina, con la sanción de la Ley 27.191 del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, la cual establece metas de cara a alcanzar la cobertura del 20% del consumo eléctrico de fuente renovable en 2025.

En línea con el despliegue del sector y de su relevancia cada vez mayor en la matriz energética de los países, muchos Gobiernos adoptan políticas complementarias para consolidar una red de proveedores de tecnología y servicios. A partir de dicho marco las energías renovables pueden garantizar externalidades positivas vinculadas al incremento de la producción y empleo local.

Efectivamente, las oportunidades de empleo existen a lo largo de toda la cadena de valor, que se inicia en la planificación del proyecto, la fabricación de equipos y sus partes y piezas, hasta su construcción e instalación y posteriormente su operación y mantenimiento. De forma paralela, el sector requiere una amplia gama de servicios complementarios (finanzas, tecnología de la información, recursos humanos, marketing y ventas, legales, desarrollo de negocios, etc.) que acompaña todas las etapas de los proyectos.

Ello implica que el sector tracciona numerosos eslabones que demandan profesionales de diferentes disciplinas y calificaciones.

Al respecto, cabe preguntarse: las oportunidades de empleo, ¿son equitativas para hombres y para mujeres? Aparentemente, la respuesta es negativa. Según un informe de IRENA publicado en 2019, las energías renovables emplearon 10,9 millones de trabajadores en el año 2018 a nivel mundial, marcando una variación interanual positiva de 4,3%. De estos guarismos, tan solo el 32% de los puestos de trabajo son ocupados por mujeres. Desagregando por el tipo de actividad que realizan, el informe señala que el 45% realiza actividades administrativas, el 35% trabajo técnico y solo el 28% de los trabajos son STEM¹.

En Argentina, aún no se disponen datos de empleo específicos por género para el sector de energías renovables por lo cual no es posible conocer la participación femenina. Sin embargo, como primera aproximación puede considerarse los datos de empleo de la Encuesta Permanente de Hogares (EPH) que realiza el INDEC de manera trimestral, para el sector de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, el cual incluye otros rubros además de la generación re-

novable. De acuerdo a la última información disponible (tercer trimestre de 2018), en dicho sector solo el 18% de los puestos de trabajo son ocupados por mujeres. Por su parte, tampoco existe información sobre las características de los puestos de trabajo ocupados por personal femenino. Sin embargo, parecería replicarse la dinámica señalada en un informe de la Comisión Nacional de Valores el cual, a partir del relevamiento de la composición de los directorios de empresas bajo oferta pública arroja que sólo el 10% de los puestos de dirección de las empresas que se financian en el mercado de capitales local, son ocupados por mujeres y únicamente el 3% de ellas tienen una mujer como presidente (datos de 2017).

Adicionalmente, el informe señala que existe disparidad salarial aun cuando se trate de los mismos trabajos: en promedio, en nuestro país, las mujeres profesionales reciben el 74% del salario de un varón por el mismo puesto laboral. Con el objetivo de visibilizar dicha dinámica y revertir su tendencia en el sector de energías renovables, se ha creado AMES (Asociación de Mujeres en Energías Sustentables), que busca promover la participación activa de mujeres en todos los niveles del sector, a la vez de fomentar pluralidad y equidad en los espacios técnicos, profesionales y de decisión.

El contexto en Argentina lo amerita, al ser un sector que comienza a consolidar su desarrollo a nivel nacional. A modo de resumen, contemplando todas las rondas RenovAr, readecuación de contratos pasados y Mercado a Término (MATER), Argentina tiene en cartera aproximadamente 6.500 MW, que en el mediano plazo se plasmarán en generación de energía renovable. Hoy existen 142 proyectos en marcha, (44 en operación y 98 en construcción) por más de 4.700 MW, lo que implica inversiones por aproximadamente 7,2 mil millones de dólares y solo contemplando las áreas de construcción y operación&mantenimiento genera más de 9.000 empleos directos.

Asimismo, el incentivo a la generación distribuida y la posibilidad de incrementar la fabricación de equipamiento nacional para aprovisionar a los proyectos, potencia aún más las oportunidades de creación de puestos de trabajo.

La trayectoria de las energías renovables es ascendente a nivel mundial y Argentina no va a ser la excepción. Es responsabilidad de todos que en ese camino las mujeres cuenten con igualdad de oportunidades para lograr achicar la brecha de género e incentivar la diversidad en el desarrollo profesional de mujeres y hombres.

¹STEM = Science, Technology, Engineering and Mathematics.

Comisión de estadísticas, estudios y publicaciones de AMES: Florencia Balestro; Evelin Goldstein; Gabriela Rijter

Acuerdo con la firma francesa PCM

Pecom ofrece más servicios



Javier Gremes Cordero

Pecom, a través de su subsidiaria Bolland, firmó un acuerdo de cooperación exclusiva para la Argentina con PCM, firma francesa especialista en Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva (PCP) para la extracción de hidrocarburos.

A través de esta alianza, Pecom amplía su oferta de sistemas de levantamiento artificial de fluidos (Artificial Lift) y propone una solución global a la vanguardia de los requisitos operativos y tecnológicos a nivel local: “Estamos muy entusiasmados con el acuerdo ya que potencia nuestra posición de referentes en el servicio de levantamiento artificial de fluidos en el país. Brindar servicios con tecnología de punta es nuestra prioridad y esta iniciativa es un claro ejemplo” indicó Javier Gremes Cordero, CEO de Pecom.

Pecom es una empresa argentina que forma parte del Grupo Perez Companc, con más de 70 años de permanencia en el país, que brinda soluciones integrales y servicios innovadores, sustentables y de clase mundial en diversos sectores de la energía. En el sector de Petróleo y Gas es la mayor empresa nacional que brinda servicios de operación y mantenimiento, obras, tratamientos y productos químicos, levantamiento artificial de fluidos (Artificial Lift), ensayos de pozos y servicios de alambre (Well Testing & Slick Line), y servicios medioambientales. Además posee un rol destacado en servicios y obras de energía eléctrica y telecomunicaciones.

“En Artificial Lift buscamos optimizar la producción de los yacimientos a través de nuestra amplia gama de productos y servicios. Cubrimos toda la cadena de valor basada en ingeniería y desarrollo de productos, fabrica-

ción, ingeniería de aplicación, comercialización y servicio operativo. Y ahora sumamos la tecnología PCP lo que nos permite profundizar nuestro liderazgo”, agregó Gremes Cordero.

Sobre Pecom y PCM

Pecom es una compañía de más de 6000 empleados y un volumen de facturación anual en torno a los USD 535 millones (2018). Además de la tecnología PCP, la empresa ofrece los siguientes sistemas y servicios asociados en Artificial Lift: Bombas mecánicas y Vástagos de Bombeo; Accesorios de fondo; Plunger Lift; Variadores de velocidad y Controladores de Pozo; Sensores inalámbricos de Presión y Temperatura de fondo y superficie; y Digital Oil Field (DOF).

PCM fue fundada en 1932 por René Moineau, el inventor de la bomba de cavidad progresiva. Actualmente, PCM es uno de los líderes mundiales en la fabricación de bombas de desplazamiento positivo y equipos de manejo de fluidos con presencia alrededor del mundo, PCM ofrece soluciones a tres sectores principales: Petróleo y Gas, Alimentos e Industria.

PCM tiene más de 85 años en diseño, fabricación y servicio de bombas con un desarrollo innovador de elastómeros.

Trabajando en más de 35 países con más de 20 sucursales y filiales en todo el mundo, PCM es una empresa integral y tiene el control total de sus soluciones para bombeo PCP, incluyendo investigación y desarrollo para nuevos productos. Las bombas y sistemas de extracción artificial de PCM están disponibles para una amplia gama de desafíos operativos y procesos para uso tanto onshore y offshore.



Se incluirá en las facturas la mención de la línea gratuita 144

Enargas y Naturgy contra la violencia de género

La Provincia de Buenos Aires, el Ente Nacional Regulador del Gas y Naturgy, lanzaron una campaña de difusión de la línea telefónica 144, contra la violencia de género, a través de las facturas de la empresa distribuidora de gas natural por redes, que brinda servicio a 30 partidos del norte y oeste del conurbano bonaerense.

A partir del mes de agosto se incluirá en las facturas la mención de la línea gratuita 144, que está destinada a brindar información, orientación, asesoramiento y contención a personas en situación de violencia de género en todo el país, los 365 días del año, las 24 horas. Esta acción forma parte de un programa integral que Naturgy viene desarrollando referido a la política de género y que, entre otras iniciativas, incluye la capacitación gastronómica destinada a mujeres en situación de vulnerabilidad, la cual es realizada en conjunto con la Dirección de Políticas de Género, Familia y Diversidad Sexual del municipio de Morón. El acto de lanzamiento de la campaña contó con la participación de la Presidenta de la Comisión de Niñez, Adolescencia y Familia y del Observatorio de Políticas de Género de la Provincia de Buenos Aires, Senadora Daniela Reich; el Secretario General de la Provincia de Buenos Aires, Eduardo Fabián Perechodnik; el Presidente del ENARGAS, Mauricio Roitman y el Gerente General de Naturgy, Alberto González Santos, entre otras autoridades presentes.

“Estamos convencidos que la factura, tanto en su versión papel, como en su versión digital, que es la que se va imponiendo en esta época, constituye una importante herramienta informativa y por ello desde hace muchos años venimos realizando diferentes campañas con consejos para nuestros clientes. En esta etapa difundiremos la existencia de la línea telefónica número 144 que ayudará a reforzar su conocimiento en la población y posibilitará que la misma llegue a más personas en situación de violencia de género”, afirmó Alberto González Santos, Gerente General de Naturgy.

Naturgy viene realizando, desde sus orígenes, diferentes campañas de difusión con consejos para la población que se desarrollan en diversos medios, incluidas las redes sociales, como así también a través

de sus diferentes programas de RSE. Uno de los ejes permanentes ha sido la promoción del uso responsable, eficiente y seguro del gas natural. Ahora, en forma complementaria, se dará difusión a la línea 144. Desde el año 1992, Naturgy, anteriormente Gas Natural Fenosa, brinda su servicio de distribución de gas natural por redes en 30

partidos del norte y oeste del Conurbano bonaerense. Es la segunda distribuidora de gas de la República Argentina por volumen de ventas, con más de 1.596.701 clientes residenciales, 52.253 comerciales y 1.265 industriales, 400 estaciones de GNC y 3 subdistribuidoras. La extensión de las redes de gas natural asciende a 26.200 kilómetros.



Mauricio Roitman y el Gerente General de Naturgy, Alberto González Santos

Arquitectura para Áreas Remotas Soluciones Modulares - Proyecto y Dirección de Obra

Base Lindero Atravesado Oriental, Pan American Energy | Neuquén

El objetivo es sumar esfuerzos y colaborar en el desarrollo de capacidades y en la asistencia en salud

Chevron renueva su apoyo al programa de salud materno-infantil en zonas de Neuquen

Después de tres años de trabajo en conjunto, el 24 de julio se celebró en Añelo la renovación del acuerdo del programa materno-infantil que lleva adelante la Fundación Baylor Argentina con el aporte de Chevron, YPF, la Fundación YPF y Tecpetrol y en consonancia con las estrategias delineadas por el Ministerio de Salud de la Provincia de Neuquén, el Municipio y el hospital de Añelo.

El programa tiene lugar en la localidad de Añelo, y en zonas aledañas como los parajes Aguada San Roque y Los Chihuidos. El mismo pretende sumar esfuerzos y colaborar en el desarrollo de capacidades y en la asistencia en salud materno-infantil, con foco en el centro de salud público de dichas localidades.

Durante el acto, el Minis-



terio de Salud, a través el Municipio y Hospital de Añelo entregaron diversas placas de agradecimiento al compromiso con la comunidad de esa localidad y certificados a enfermeros, agentes sanitarios y médicos que formaron parte de los entrenamientos dictados por profesionales de la Fundación Baylor Argentina.

“Empezamos a trabajar en este desafío porque la comun-

idad nos demandaba un mejor sistema de salud. Hoy me da mucha alegría seguir contando con el Ministerio de Salud y con cada uno de los actores y empresas en la continuidad del proyecto. El programa de Baylor no solo es atención médica, es seguir formando capacidades para el mejor cuidado de nuestros vecinos. Me da orgullo decir que en Añelo tenemos este hospital, es-

tos médicos y estas ganas de seguir cuidando la salud de nuestra gente”, expresó Darío Díaz, intendente de Añelo.

“Para nuestro gobierno, fortalecer el cuidado materno-infantil constituye un pilar del trabajo que llevamos adelante desde el Ministerio. Quiero agradecer a todos por los esfuerzos y celebrar lo bueno que sucede cuando trabajamos en red”, agregó la Ministra de Salud provincial, Andrea Peve.

“El apoyo a las comunidades en donde Chevron opera, y en particular cuando se trata de la salud de las personas, es un valor presente en todo lo que hacemos. Estamos muy contentos de continuar acompañando este proyecto, y de contribuir en beneficio de la comunidad de Añelo”, expresó Emilio Cafoncelli, supervisor de Asuntos Corporativos de Chevron Argentina.

En la entrega, además de la ministra de Salud, el intendente de Añelo, y el director del hospital, recibieron una distinción Emilio Cafoncelli; Candela Bensimon, coordinadora de Inversión Social de Chevron Argentina; Anabel Perrone, directora ejecutiva de la Fundación YPF y responsable de asuntos externos e inversión social; Federico Califano, gerente de relaciones instituciones y de relaciones de la comunidad de Tecpetrol; Agustina Pérez, directora ejecutiva y vicepresidenta de Fundación Baylor Argentina y James Thomas, director científico para Latinoamérica de BIPAI.

Sobre la Fundación

Forma parte de la iniciativa pediátrica mundial creada por el Baylor College of Medicine

y el Texas Children's hospital, que se unieron para crear BIPAI (Baylor International Pediatrics AIDS Initiative). La misión es proporcionar cuidados de salud materno-infantil de alta calidad e impacto, focalizado en las mujeres y niños.

El objetivo es mejorar los programas de salud locales y el bienestar de los niños y sus familias.

Creada en 2016 por su socio Fundador Chevron, la Fundación Baylor Argentina es uno de los 16 programas que se desprenden de Baylor Internacional en el mundo. A través de tres ejes de trabajo (articulación público-privada, atención de pacientes y construcción de capacidad), el plan de acción está centrado en la localidad de Añelo y zonas de referencia como los parajes Chihuido y Aguada San Roque.

Desde 2017, se desarrollan ocho programas articulados con el sistema de salud pública de la provincia de Neuquén.

Cuenta con el apoyo de diferentes Sponsors y socios estratégicos para poder llevar a cabo sus actividades como Chevron, YPF, Fundación YPF y Tecpetrol. Como parte del Programa Materno Infantil, la Fundación Baylor trabaja en forma articulada con el Ministerio de Salud de la Provincia de Neuquén, Hospital Castro Rendón, Zona sanitaria V, Hospital de Añelo, Hospital de Cutral Co y Municipalidad de Añelo.

Sobre Chevron Argentina

Chevron explora y produce petróleo y gas en el país en sus yacimientos de Neuquén y Río Negro a través de su subsidiaria Chevron Argentina SRL. Afiliadas de Chevron también participan de la exploración y producción de petróleo y gas no convencional en Loma Campana y Narambuena operados por YPF. Chevron apoya a la comunidad a través de sus programas de inversión social enfocados en promover la educación, la salud y el desarrollo económico.

Promoted and Organized by:

Registration is open

Connect to the largest community gathering of pipelines in Brazil

The program will feature panels, forums, presentations of technical papers, workshops and mini courses. To encompass all the spectra of the pipeline industry, this year we will have new themes, such as transport scanning. In a moment of great transformation, participating in Rio Pipeline represents a opportunity not to be missed.

riopipeline.com.br

03-05 September | 2019
SulAmerica Convention Center - RJ | Brazil

Confirmed Speakers

Carlos Alberto Palacios Tenreiro
Chair of NACE
Multiphase ICDA

Patrick Smyth
Vice President, Performance
Canadian Energy Pipeline Association

Daniel Ridelener
CEO
Transportadora de Gas del Norte S.A. - TGN

Platinum Sponsor

Gold Sponsor

Silver Sponsor

Bronze Sponsor

Copper Sponsor

Suscríbase

Energía&Negocios

4371-6019 / 4371-0010

info@energiaynegocios.com.ar

Ofrece soluciones de generación híbridas integrando varias fuentes

Aggreko apuesta a las baterías

Los cambios en el sistema energético dan paso a soluciones innovadoras, como son las baterías de Aggreko, que permiten integrar distintas fuentes de energía, tanto renovables como convencionales

Aggreko, líder mundial en soluciones de energía modular y móvil, y servicios energéticos, brinda nuevas baterías que permiten integrar varios tipos de soluciones de generación de energía (tanto renovables como convencionales), con el objetivo de proveer alternativas más competitivas y limpias a sus clientes.

Aggreko otorga nuevas oportunidades a sus clientes para alcanzar el mejor equilibrio entre energía limpia, barata y confiable. Así, en cualquier lugar del mundo, se pueden obtener los mejores resultados gracias a la integración de las soluciones de Aggreko: la flota de motores de térmicos altamente eficientes; el Y.Cube, una batería de 1MW puesta en contenedores de 20 pies, y el sistema inteligente de gestión de energía YQ. La integración de soluciones es uno de los caminos para lograr mayor eficiencia. Por ejemplo, la mina de oro Gold Fields Granny Smith en Australia Occidental está programada para instalar una de las microgrids de energía renovable más grandes del mundo, que se alimentará por una combinación de generadores a gas y paneles solares, con el apoyo del nuevo sistema de batería modular y móvil Y.Cube.

El uso del almacenamiento en las baterías permite utilizar más energía solar y hacer funcionar los motores, que pueden operar tanto con diésel como con gas, de forma más económica.

“Los cambios en el sector energético con la llegada de las energías renovables y nuevas tecnologías abre las puertas hacia desafíos que no se habían planteado hasta el momento”, explica Enrique Mallea, Gerente General de Aggreko Argentina. Y agrega: “La transición energética está aún en proceso. Continúan surgiendo desarrollos innovadores y todavía no se conoce el final ni cuándo se alcanzará”.

En los últimos 10 años el precio de los packs de baterías descendió considerablemente. De casi U\$S1.200 en 2010 a menos de U\$S 200 en 2018 (según datos de BloombergNEF), lo que hace que hoy sean mucho más económicas y se adapten mejor a las necesidades del cliente. En muchos lugares sin acceso a red o a energía confiable, la combinación correcta de generación térmica, baterías y energía solar garantiza una fuente de energía segura a largo plazo.

Acerca de Aggreko

Aggreko es una empresa líder a nivel mundial en el proveimiento de energía modular, móvil, calefacción, refrigeración, y servicios energéticos. Se encuentra a la vanguardia de un mercado energético que cambia rápidamente, y está enfocada en resolver los desafíos de sus clientes ofreciendo las soluciones más eficientes, flexibles y ecológicas alrededor del mundo. Nos desarrollamos en base a la inno-



vación que nos ayuda a mantener nuestro alcance global y proveer equipos móviles para una amplia gama de usos. Desde proyectos industriales comerciales, hasta provisión de servicios públicos y emergencias humanitarias. Ofrecemos experiencia y equipos en cualquier ubicación, desde las ciudades más pobladas del mundo hasta los lugares más remotos. Aggreko se especializa en atender ocho sectores clave: Oil & Gas, manufacturas, minería, petroquímicos y

refinería, servicios comerciales y construcción, eventos, data centres y servicios públicos. Para esto, nuestros equipos ofrecen la máxima flexibilidad, utilizando gas, diésel (incluyendo HFO) y fuentes de energía renovables. Ofrecemos soluciones de microrredes y almacenamiento, y estamos desarrollando nuestra oferta para incluir más herramientas que ayuden a nuestros clientes a adaptarse a la transición energética que está experimentando el mundo. Lo que

nos hace únicos es nuestra amplia experiencia y nuestros valores. Esto significa que siempre anteponeamos a nuestros clientes, innovamos y entregamos equipos más eficientes. Desde 1962, Aggreko ha pasado de ser una pequeña empresa local a convertirse en una pionera de la industria energética a nivel mundial. Cuenta con más de 7.300 empleados, operando en alrededor de 100 países. Con unos ingresos aproximados de 1.800 millones de libras esterlinas (2.200 millones de dólares o 2.000 millones de euros) en 2018, cotiza en la Bolsa de Valores de Londres (AGK.L) y tiene su sede en Escocia. Aggreko reúne la experiencia global y el desarrollo de tecnología para brindar el mejor servicio a sus clientes. La capacidad de proporcionar energía, calefacción y refrigeración continuará abriendo oportunidades y creando potencial para individuos, comunidades, industrias y sociedades en todo el mundo.

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@ip/anmail.com.ar

AOG
XII ARGENTINA OIL & GAS
EXPO 2019

4to. Congreso Latinoamericano y 6to. Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

23 - 26.9.2019
La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

¡Acredite Online!
www.aogexpo.com.ar

Organiza: **IAPG** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
Realiza: **messe frankfurt**

Horario: Lunes a Jueves de 14 a 21 hs.
Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com

Viene de la página 3

Disminuyó la demanda de gas

2017 a 7,5 millones de m³. En 2018 volvió a los volúmenes de 2016.

Ecogas del Centro y Ecogas Cuyana disminuyeron un poco los volúmenes distribuidos. Centro pasó de distribuir 2,7 millones a 2,5 millones de m³, mientras que su homónima cuyana pasó de 2,5 a 2,4 millones de m³.

En el caso de Camuzzi Gas Pampeana se notó la caída: en 2016 distribuyó 8,3 millones de m³ en y en 2018, 8,1 millones. Por su parte, la más pequeña, Gasnea disminuyó casi un 10% el volumen distribuido, pasando de comer-

cializar 3,1 millones de m³ en 2016 a 2,7 millones m³ en 2017 y en 2018.

Exportaciones

En materia de exportaciones es donde el recurso muestra un incremento impensado hasta hace poco tiempo. El aumento en la demanda de gas para exportaciones subió un vertiginoso 1.150%. A partir de Junio de 2019 se comenzó a exportar LNG.

La operatoria se realiza desde el puerto de la Compañía MEGA, en Bahía Blanca, partir de la instalación de una

barcaza licuefactora "Tango GNL", cuyo volumen inicial alcanza a los 30.000 m³ de gas natural licuado.

Dicha operatoria está a cargo de "Cheniere Energy" una intermediaria americana, líder en LNG, que efectuará la venta del producido en variante spot en mercados de Asia. La mejora en la producción y la retracción en la demanda, permitió un un récord en marzo pasado.

Según consta en los registros del Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas), en marzo pasado se exportaron 8,3 millones de me-

tros cúbicos (MMm³/d) de gas natural a Chile, y otro 0,1 MMm³ a Uruguay.

Los datos surgen de los informes que realiza año a año el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas).

Las nueve distribuidoras que integran el el sistema gasífero federal tuvieron un muy bajo crecimiento de la demanda, con apenas un 0.9%.

Durante el primer trimestre de 2019 la demanda agregada de gas natural ha disminuido respecto del mismo trimestre de 2018, en un 2,46%. La demanda alcanzó los 110,77 millones

de m³ diarios.

Mientras que en 2016 distribuyeron por las cañerías 44.685.515 millones de metros cúbicos, en 2018 ese caudal apenas creció a 45.084.687 millones de metros cúbicos.

Las ventas de gas natural a Chile se reanudaron en septiembre del año pasado, cuando quedó en evidencia que el alza en la oferta, sostenida casi exclusivamente por el desarrollo de Tecpetrol en Fortín de Piedra, no podría encontrar suficiente demanda en el verano. Así fue como se cerró la inyección de pozos convencionales por hasta 15 MMm³ por día, que perjudicó fuertemente a YPF.

Con contratos interrumpibles que en su mayoría culminan el 1° de mayo a las 6 de la mañana, el viernes pasado se exportaron 5,6 MMm³ a través del sistema de Transportadora de Gas del Norte (TGN) y 2,7 MMm³ mediante los ductos de Transportadora de Gas del Sur (TGS).

Creando juntos soluciones para un futuro con energía.

Comenzamos a desarrollar soluciones para la Industria del Petróleo y del Gas en 1948. Crecimos hasta destacarnos en la ejecución de Proyectos EPC, Proyectos de Ingeniería, Fabricación de Equipos y Provisión de Servicios para todo el mercado energético; desde la generación eléctrica, la industria petroquímica y la minería hasta la energía nuclear y renovable.

AESA es energía para sus proyectos.

AESA

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar: redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar - Neuquén: neuquen@energiaynegocios.com.ar - Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371-0010/6019. 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

¡Poné tu marca en boca de todos!

CHOCO MAKERS

CHOCOLATES GOURMET
Personalizados

www.chocomakers.com.ar