

Daniel Montamat

## “El sector es un enfermo que está en recuperación”

El ex secretario de Energía Daniel Montamat afirmó que la energía podría dejar de ser parte de los problemas económicos por déficit de la balanza energética y la carga de subsidios para ser parte de la solución, lo que requiere de “estabilidad macroeconómica y estrategias de largo plazo”

El ex secretario de Energía Daniel Montamat afirmó que la energía podría dejar de ser parte de los problemas económicos por déficit de la balanza energética y la carga de subsidios para ser parte de la solución, lo que requiere de “estabilidad macroeconómica y estrategias de largo plazo” “El sector es como un enfermo que está en recuperación, pero cuidado con las recaídas” dijo metafóricamente Montamat, al exponer en el Ciclo de Conferencias “Hacer por la Argentina” organizado por el Rotary Club de Buenos Aires.

“El país tiene que asumir que la energía sigue siendo parte de los problemas económico con un déficit de su balanza comercial que en 2018 alcanzó los US\$ 2.338 millones y que hacia el mercado interno demandó subsidios por US\$ 7.121 millones, mucho más de lo presupuestado por efecto de la devaluación” explicó Montamat.

Respecto del potencial energético, el ex secretario consideró que los 500.000 barriles de petróleo equivalentes que permiten cubrir la demanda local podría pasarse a 1.000.000 utilizando la infraestructura disponible destinando la mitad para exportación lo que abre las puertas al desarrollo intensivo del shale oil.

Montamat afirmó que el mundo avanza hacia la sustitución del petróleo por gas natural como parte de una transición hacia la electrificación a lo que se suma una diversificación de fuentes con particular desarrollo de las energías de las energías renovables, dentro de una descarbonización de la demanda y la irrupción de redes inteligentes.

En ese contexto, Montamat planteó que “desde la Argentina, la planificación de largo plazo puede aprovechar esas tendencias globales y traducirlas en ventajas comparativas para la matriz productiva y para la sociedad en general”

## Los precios de los combustibles seguirán libres



Página 2

El dogma liberal —eje filosófico-económico del Gobierno— establece que todo mecanismo que intervenga artificialmente para desplazar a la inquieta encrucijada entre la oferta y la demanda modificará la asignación de los recursos de forma distorsiva.

Pero la aciaga gestión de Cambiemos ha terminado por revertir los guarismos de las encuestas electorales y se disparó el alerta entre la tripulación de Cambiemos. En ese caótico clima se apela a cualquier herejía, incluso al tan denostado y populista “acuerdo de precios”. La historia de los congelamientos y controles muestra que nunca dieron resultado y para darle solidez al asunto se dijo que el mismo tendrá las

sólidas bases que otorga un “acuerdo de caballeros”.

Se anunció a regañadientes, porque resulta incómodo de explicar para buena parte de la tropa Pro. Para complicarla aún más, el presidente Macri, tras cartón, ratificó a través de la Secretaría de Energía el dogma de libre mercado para la comercialización de combustibles. Los decepcionados sectores de producción y comercialización de la industria alimentaria ya anunciaron que mantendrán los precios siempre que el dólar y los costos se mantengan estables. En paralelo y con una inefable incongruencia, se anunció el

Continúa en página 2

## Crece la producción de los no convencionales

Página 3

Ventus

### Parques chicos, negocios grandes

Página 3

### La demanda de energía cayó 9,6% en marzo

Página 10



**COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL**  
Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



# Ratifican precios libres para los combustibles

Viene de Tapa

aumento de combustibles, peajes, agua y se ratificaron también los ajustes tarifarios previstos.

Es preciso tener en cuenta que el desmadre inflacionario que acosa a la Argentina es de “costos” y tiene como principal motor, justamente, los resortes que el Gobierno maneja: tasas de interés, tarifas y combustibles. Fuera de su control se encuentran los precios del dólar y del petróleo.

Es por eso que en el contexto actual resulta sumamente adverso —para productores y comerciantes— sostener cualquier acuerdo habida cuenta del acentuado aumento de la cotización internacional del petróleo, y una devaluación importante y constante del peso en relación al dólar.

Es decir, por un lado se pactan precios, pero por otro lado los costos son impelidos por tarifas, dólar y crudo, por lo que que todo indica que será inevitable el fracaso del “acuerdo” aún antes de ponerse en marcha.

## Crudo internacional

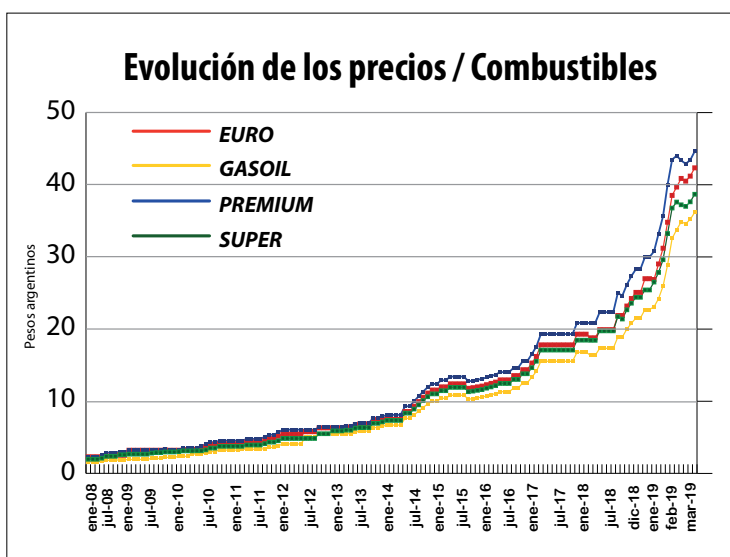
El anuncio de sanciones económicas contra el eje del mal de Oriente Medio, Irán, impulsó con vigor el precio de los petróleos de referencia, justo cuando se lanzó el acuerdo de “caballeros”. El crudo Brent, tomado como referencia internacional junto con el West Texas Intermediate (WTI), ronda los US\$ 74 el barril, y un dólar ya cuesta \$ 46, a pesar de tasas del 70 % y liquidaciones de divisas del Banco Cen-

tral administradas por el FMI.

Aún así desde la cartera a cargo de Gustavo Lopetegui indicaron a Energía&Negocios que “no está en consideración la aplicación de ninguna herramienta (en materia de política de precios) que modifique la vigencia del libre mercado” en este rubro, de manera que “serán las empresas las que definan los precios de sus combustibles”. La afirmación procura despejar dudas acerca de la continuidad de la política que se viene aplicando en este sector desde hace 14 meses, período en el cual las principales empresas refinadoras y comercializadoras aplicaron criterios similares en cuanto a los ajustes de los precios al consumidor de naftas y gasoils. Es decir, por un lado se pactan precios del mercado interno, pero por otro lado se impulsan los costos, por lo que que todo indica que será inevitable el fracaso del “acuerdo de caballeros” aún antes de ponerse en marcha. No resulta ocioso recordar que YPF es una empresa estatal, con una relevante posición en el mercado de los combustibles líquidos por lo que podría contribuir vigorosamente a estabilizar los precios internos y la inflación de costos.

## Recalculando

En sus cálculos para los ajustes periódicos confluyen, además la carga impositiva y los precios de los biocombustibles (que se revisan trimestralmente) por la incidencia porcentual que tienen en su mezcla o corte al 10% en las naftas y al 12 % en los gasoils.



En algunos de estos meses no hubo inicialmente coincidencia en los incrementos aplicados a sus productos, pero la existencia de YPF (de mayoría accionaria estatal) con muy alta participación en el mercado comparada con otras jugadoras importantes como son Shell y Axion, llevó a estas últimas a reconsiderar tales aumentos, para no perder posición. Otras varias marcas nuevas por ahora apenas mueven el amperímetro en cuanto a sus volúmenes de venta.

Un ejemplo notable de reconsideración ocurrió a principios de abril cuando YPF y Axion subieron precios en torno al 4-5 % promedio y Shell (Raízen) llegó a activar ajustes superiores al 8 %, que revisó a la baja un par de días más tarde. Ocurre que desde el punto de vista técnico, la evolución de costos y la preservación de márgenes del comercializador el cálculo tal vez se acerque más al 8 que al 4 %, pero en las decisiones de precios está incidiendo, finalmente, la me-

nor demanda de combustibles Premium y su reemplazo, parcial, por la nafta súper y gasoil común. La diferencia de precios entre unos y otros ronda los seis pesos por litro.

Así las cosas, es casi seguro que las operadoras del expendio de combustibles revisarán al alza los precios de sus productos en los próximos días, en porcentajes que podrían ser incluso inferiores a los que deberían aplicarse según la ecuación ya descrita.

Si así fuera, las empresas anotarán el retraso acumulado e intentarán saldarlo en los próximos meses, si es que la espiral inflacionaria cede, lo cual parece difícil para un gobierno sumergido en desaciertos, al margen de la coyuntura electoral.

## Evolución de los precios

Desde abril de 2014 hasta la fecha, las naftas y el gasoil aumentaron casi un 300%.

Al cierre de esta edición, se esperaba una nueva suba de entre 5% y 10% para compensar el incremento del petróleo a nivel mundial y del tipo de cambio en Argentina.

Según la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República (CECHA), —tomando en cuenta los precios de los combustibles de la petrolera YPF en la Ciudad de Buenos Aires— la nafta súper pasó de \$ 10,61 por litro en abril de

2014 a \$ 40,43 en abril de 2019, con un aumento de 281%.

La nafta premium tuvo un alza de 290,7% en cinco años (de \$ 11,94 a \$ 46,65); el gasoil común subió un 294,4% (de \$ 9,62 a \$ 37,94) y el premium —euro diesel— se incrementó un 299,3% (de \$ 11,12 a \$ 44,40).

Mientras que en el primer año de esta serie —de 2014 a 2015— hubo aumentos por debajo del 10%, ya al siguiente el salto fue de 34%; luego, se atenuó hasta 17% (de 2016 a 2017, cuando el petróleo rondó los US\$ 40 por barril), y ya con la suba del crudo los incrementos de los últimos dos años promediaron 40% y 62%, respectivamente.

El salto de 300% en los precios en un período de 5 años responde, casi exclusivamente, a las variaciones en el tipo de cambio.

El 1° de abril de 2014, el petróleo Brent rondaba los US\$ 107,10 por barril y el dólar estaba a \$ 8,03 en el mercado oficial de cambios de la Argentina, lo que arroja un costo por barril de \$ 860.

En cambio, al 1° de abril de 2019, en la semana en que las petroleras aumentaron por última vez los combustibles, el crudo que se vende a futuro en Londres cotizaba a US\$ 68,61 y el dólar estaba a \$ 43,70, con un costo por barril para las refinadoras de \$ 2998, casi un 250% más que cinco años atrás. Esto sin el efecto de las retenciones que actúan como una baja en el mercado interno.

En cambio, el Gas Natural Comprimido (GNC), tuvo ajustes en estos últimos cinco años por 611,3%. La fuerte diferencia respecto a los líquidos se explica por la variación en el precio del gas, que tuvo fuertes actualizaciones a partir de la llegada al Gobierno de la administración Cambiemos.

Mientras en 2014 el precio del GNC era apenas el 21,5% (78,5% más barato) del de la nafta súper, ahora hay un poco más de paridad: el GNC es el 40% de la nafta, o un 60% más barato.

**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

**GMKT** Garantiza Gasmarket®

Tucumán  
Casa Central | Cuba 53  
Tel. (0381) 4501051 / 91

Salta  
Av. Chile 1243  
Tel. (0387) 4954721 / 759

Sgo. del Estero  
Av. Moreno Sur 953  
Tel. (0385) 4229116 / 17

Buenos Aires  
Av. A. Moreau de Justo 550 / Piso 3  
Tel. (011) 48659865 / int. 2208

Líderes en soluciones energéticas y medioambientales

gmkt.com.ar





Según el informe del Instituto Argentino del Gas y el Petróleo (IAE)

# Sostenido aumento del crudo y gas no convencional

La producción de petróleo aumentó 3,5% i.a en febrero de 2019. En el acumulado de los últimos doce meses la producción es 3,1% superior al año precedente.

En el mes de febrero de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 3,5% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 8,2% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, del 16,9% i.a en la Cuenca Austral y del 7,2% i.a en la Cuenca Noroeste.

La Cuenca Golfo San Jorge tuvo una disminución del 0,7% i.a, mientras que la Cuenca Cuyana disminuyó la producción un 4,5%.

Es importante destacar que en febrero de 2018 la producción de petróleo mensual alcanzó el valor más bajo desde 1998.

La producción de petróleo acumulada en el año móvil a febrero de 2019 fue 3,1% superior a la del año anterior. La producción anual acumulada desagregada por cuenca muestra crecimientos dentro de las principales.

La Cuenca Golfo de San Jorge, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral, que representan el 94% de la producción Nacional, aumentaron 1,2%, 5,8% y 18,3% en los últimos 12 meses.

En contrapartida la Cuenca Noroeste es la que presenta una retracción del 13,4% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana con una disminución del 7%.

Desagregado por principales operadores se observa que YPF ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 6,2%, Pan American Energy 4,7% y Tecpetrol 21%. 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, acumulada en los últimos doce meses a febre-

ro de 2019 aumentó 12,9% mientras que la producción On Shore fue 24,7% superior a igual periodo del año anterior.

## Petróleo

La producción de petróleo convencional que representa el 83% del total disminuyó en febrero de 2019 5,1% i.a y 1,8% en el acumulado del último año móvil.

La producción de petróleo no convencional -14,3% del total anual— aumentó 55,8% i.a y 52,4% en el acumulado de los últimos doce meses a febrero de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En el mes de febrero de 2019 la producción no convencional representó el 17,1% del total, mientras que en el acumulado anual a febrero de 2019 es del 14,3% del total.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 55,8% i.a. debido al aumento del 67% i.a en el Shale compensando la disminución del 4,9% i.a en la producción de Tight.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 12,5% de la producción total, creció 59,4% mientras que la de Tight aumentó 17,7% en el mismo periodo, representando el 1,9% de la producción total. De esta manera, la producción de petróleo no convencional anual acumulada a febrero de 2019 fue 52,4% superior a igual periodo del año anterior.

## Gas natural

La producción de gas natural se incrementó 7,9% i.a en febrero de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,9%.

La producción de gas natural muestra un incremento interanual en las cuencas Neuquina y Austral del 12,6% y

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3), Feb-19	2.224	2.149	28.577	27.722	↑ 3,5%	↑ 3,1%
Petróleo convencional (Mm3)	1.843	1.943	24.667	25.110	↓ -5,1%	↓ -1,8%
Petróleo no convencional (Mm3)	381	245	4.130	2.710	↑ 55,8%	↑ 52,4%
Producción total de gas (MMm3), Feb-19	3.770	3.496	47.485	44.846	↑ 7,9%	↑ 5,9%
Gas convencional (MMm3)	2.210	2.377	29.823	32.569	↓ -7,0%	↓ -8,4%
Gas no convencional (MMm3)	1.560	1.118	17.620	12.338	↑ 39,5%	↑ 42,8%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3), ene-19	1.830	1.959	22.689	23.110	↓ -6,6%	↓ -1,8%
Demanda de Gas (MMm3), Dic-18	3.109	3.436	45.616	44.712	↓ -9,5%	↑ 2,0%
Producción biocombustibles (miles de Tn), ene-19	139	308	3.142	3.800	↓ -54,8%	↓ -17,3%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h), Feb-19	10.702	11.404	10.969	11.057	↓ -6,2%	↓ -0,8%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h), Feb-19	10.965	11.764	11.305	11.397	↓ -6,8%	↓ -0,8%
Transferencias corrientes (subsídios), ene-19	2.056	57	-	-	↑ 3493,5%	-
Transferencias de capital, ene-19	-	-	-	-	-	-
Saldo comercial energético (millones de u\$d), Feb-19	92	22	105	-42	↑ 318,2%	-

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

6% i.a. respectivamente. En la Cuenca Cuyana la producción disminuyó 8,2% i.a mientras que la cuenca Golfo San Jorge y Noroeste presentan en febrero de 2019 una producción 4,8% y 14% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada del último año móvil crece en las principales cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 10,2% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 5,8%. 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 Noroeste y Golfo San Jorge (-12,3% y -7,3% respectivamente).

Desagregando por princi-

pales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de Total Austral y Pan American Energy han sido 1,5% y 0,4% menor respectivamente.

Estas empresas representan el 36% del total del gas producido. Además, YPF, que produce el 32% del gas en Argentina, disminuyó su producción acumulada en el último año móvil un 0,4%, mientras que Tecpetrol con un peso de 9,9% en el total aumentó su producción acumulada en el último año móvil en 186%.

## Convencional y no convencional

La producción de gas natural convencional, que representa el 63% del total, dismi-

nuyó en febrero de 2019 7% i.a y 8,4% en el acumulado de los últimos doce meses.

La producción de gas natural no convencional aumentó 39,5% i.a y 42,8% en el acumulado de los doce meses a febrero de 2019 según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En febrero de 2019 la producción no convencional representó el 41,4% del total, mientras que en el acumulado de doce meses a enero de 2019 es del 37,1% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó debido al aumento del 169,3% i.a en el Shale que compensó la caída del 13,5% i.a en el Tight.

La producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas -representa el 16,7% de la producción total- creció 204,6% mientras que la de Tight se redujo 0,3% en el mismo periodo, representando el 20,5% de la producción total.

La empresa que más gas aporta a 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 febrero de 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en Fortín de Piedra se incrementó 880% aportando 3.449 millones de m3 sobre un total de 47.442 (7,2% del total).

La producción total de gas acumulada en doce meses crece 5,6%. Sin embargo, no es trivial el aporte de Fortín de Piedra ya que en ausencia de éste la producción de gas declina 1,2% anual.

En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 27% del total, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento anuales.

La producción no convencional total crece 42,8% anual mientras que descontando la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra (3.449 millones de m3 acumulados en 12 meses), la producción no convencional crece 18,2% anual. Del mismo modo, la produc-

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

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

Naturgy





ción no convencional crece 39,5% i.a en febrero de 2019 respecto a igual mes del año anterior, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra crece 9,3% i.a

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.

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 subsidios a 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

### Precios (\$/MWh)

	feb-19	feb-18	Medio año móvil	%i.a
Costo monómico medio	2.577,4	1.504,3	2.277,4	↑ 71,3%
Precio monómico estacional	2.083,7	968,1	1.274,9	↑ 115,2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA, no incluye transporte.

Hasta el mes de 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.

#### Downstream

En el mes de enero de 2019 las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 6,6% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron una caída del 1,8% respecto a igual periodo del año anterior.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 6,4% i.a en las ventas de gasoil y por una disminución en las ventas de las naftas del 6,8% i.a

Desagregando las ventas de naftas, en enero de 2019 se observan aumento respecto a igual mes del año anterior únicamente en la nafta Súper (2,7% i.a) mientras que las naftas Ultra, con una variación negativa del 26,1%, 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 8,1% i.a en las ventas de gasoil común (que ocupa el 75% del gasoil comercializado).

Las ventas de gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 2,7% respecto a igual periodo del año anterior, impulsadas por las ventas de gasoil común que tuvieron caída del 6,1% y ocupa el 75% del gasoil comercializado.

Las naftas disminuyeron sus ventas en términos acumulados en el año móvil 0,6%, debido a la caída del 11,1% en las ventas de nafta Ultra (28% del total comercializado).

El gas entregado en el mes de diciembre de 2018 totalizó 3.109 millones de m<sup>3</sup>. En este sentido, las entregas totales fueron 9,5% menores en términos i.a mientras acumula un aumento del 2% en los últimos doce meses corridos res-

pecto a igual periodo del año anterior. En términos desagregados por tipo de usuarios, el gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 0,1% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un incremento del 0,5% respecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el gas entregado a la Industria tuvo un aumento del 6,7% i.a mientras que se incrementó 4,4% en el acumulado para el último año móvil a diciembre de 2018 respecto a igual periodo del año 2017.

Las centrales eléctricas consumieron 23% menos en diciembre de 2018 respecto a igual mes del año anterior mientras que han aumentado su demanda un 2,9% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

El hecho de que el crecimiento en la demanda de gas en el acumulado para el año móvil sea menor al crecimiento de la oferta (+2% versus +5,8%) implica una baja en las importaciones de este combustible.

El petróleo procesado aumentó 2,3% i.a en enero de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 2,9%.

Esta caída en el procesamiento de petróleo en el año móvil (-2,9 %) es más importante que la disminución en la demanda de naftas y gasoil (-1,8%), lo cual sugiere que las importaciones de combustibles líquidos están en aumento.

#### Precios

El precio del barril de petróleo WTI en febrero de 2019 fue de US\$/bbl 54,9 lo cual implica un precio 6,9% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 11,7% inferior al registrado en febrero de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo BRENT fue US\$/bbl 63,9 teniendo una variación positiva del 7,7% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 2,1% respecto a febrero de 2019.

El barril Argentino del tipo Medanito tuvo un precio de US\$/bbl 64,1 en noviembre de 2018 (último dato disponible en Secretaría de Energía) incrementándose 9,3% i.a y disminuyendo 4,3% respecto al mes anterior. Por otra par-

te, el barril del tipo Escalante muestra un precio que se ubica en los US\$/bbl 50,3 en el mes de enero de 2019, siendo 16,6% inferior al de igual mes del año anterior y 3,8% menor al mes anterior.

El precio spot del gas natural Henry Hub fue de US\$ 2,7 MMBtu (millón de Btu) en febrero de 2019. Así, el precio principal que rige en el NY-MEX de USA aumentó 0,7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 13,5% inferior al del mes anterior (USD 3,1 MMBtu).

En el caso Argentino, el precio del gas natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales) fue de 3,86 US\$/MMbtu en noviembre de 2018 (último dato disponible), lo cual implica un precio 3,5% superior al mes anterior y 5,2% superior a igual mes del año anterior.

El precio de importación del GNL para el año 2018 promedió los 7,9 US\$/MMbtu al mes de diciembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados para el año 2018. Esto implica un precio de importación 38% superior al de 2017 (5,74 US\$/MMbtu) y 41% superior al de 2016 (5,61 US\$/MMbtu).

El gas de Bolivia tiene un precio de importación promedio ponderado de 7,14 US\$/MMBTU para el trimestre eneromarzo de 2019.

#### Biocombustibles

La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar disminuyó 12,8% i.a en enero de 2019. Mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 0,1%.

Las ventas respecto de enero del año anterior se redujeron 9,3% i.a, mientras que fueron 2,7% en el cálculo acumulado del último año móvil respecto al año anterior.

La producción de biodiesel disminuyó en el mes de enero de 2019, siendo un 65,8% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 22,5% en la producción acumulada en el último año móvil.

En enero de 2019 las ventas de biodiesel fueron 3,2% superiores a las registradas el mismo mes de año anterior a



**IPH 70 AÑOS**

Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Monogram. Licencia SA. 0018. **Grosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

## 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



la vez que muestran una disminución del 4,6% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.

Las exportaciones de biodiesel fueron nulas en enero de 2019. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a enero de 2019 las ventas al exterior fueron 24,9% menores a igual periodo del año anterior.

La producción total de bio-combustibles medida en toneladas disminuyó 54,8% i.a, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 17,3%, impulsado principalmente por la caída en la producción de biodiesel.

**Balanza comercial energética**

La balanza comercial energética del mes de febrero de 2019 se muestra superavitaria en US\$ 92 millones. Adicionalmente, el primer bimestre de 2019 muestra un superávit comercial energético de USD 105 millones debido a una caída importante en las importaciones energéticas del periodo.

Los índices de valor, precio y cantidad indican que en febrero de 2019 se exportó un 3,3% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de febrero de 2018, mientras que los

precios de exportación se redujeron 0,2% dando como resultado un aumento en el valor exportado de 3% i.a.

En el acumulado al primer bimestre se exportó 7,4% menos en valor. No se registran datos de cantidades exportadas. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron una disminución en las cantidades del 25,7% en febrero de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa un aumento del 11,7%. Esto generó un una caída en el valor importado del 17,1% i.a.

En el acumulado al primer bimestre las importaciones se redujeron 24,8% en valor, debido a una caída de 29,1% en las cantidades a pesar del aumento en 6,1% en los precios.

Las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de enero de 2019 muestran mayores ventas al exterior de Butano (56%), petróleo del tipo Escalante (58,5%), Gasolina natural (13,8%) y de Propano (25,4%).

Las importaciones de combustibles muestran un aumento en las compras de naftas al exterior en los últimos 12 meses acumulados a enero de 2019 del 24,7% pasando de 505 Mm3 a 630 Mm3 en igual periodo. Se importó un 3,1% menos de Gasoil en el acumu-

**Generación de energía eléctrica (GW/h)**

	feb-19	feb-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	%Ia	Variación año móvil
Oferta neta	11.086	11.770	11.377	-	↓ -5,8%	↓ -0,6%
Generación neta local	10.965	11.764	11.305	11.397	↓ -6,8%	↓ -0,8%
Térmica	7.644	7.867	7.227	7.378	↓ -2,8%	↓ -2,1%
Hidráulica	2.588	3.117	3.280	3.329	↓ -17,0%	↓ -1,5%
Nuclear	301	572	479	471	↓ -47,5%	↑ 1,5%
Renovable	432	208	320	219	↑ 107,9%	↑ 46,2%
Eólica	230	46	152	-	↑ 402,3%	↑ 195,4%
Solar	42	1	16	-	↑ 2885,5%	↑ 1026,6%
Hidráulica renovable	132	140	118	-	↓ -6,2%	↓ -16,1%
Biomasa	15	14	21	-	↑ 9,2%	↑ 8,8%
Biogas	14	7	13	-	↑ 100,6%	↑ 118,8%
Importación	121	6	72	-	↑ 2029,0%	↑ 58,7%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

lado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 36,3% i.a y 14,9% en el acumulado del último año móvil a enero de 2019, mientras que las de GNL se redujeron 23,9% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de gas (Natural y GNL) disminuyó 18,5% en los últimos 12 meses acumulados a enero de 2019.

**Subsidios energéticos**

Los subsidios energéticos

devengados en el mes de enero de 2019 no son representativos en cuanto al dinamismo y ejecución de los mismos durante el año. En este sentido, sólo hubo transferencias significativas para el Ente Binacional Yacyretá (\$ 1.600 millones) que ejecutó el 47% de sus fondos asignados para 2019 y el fondo fiduciario para el consumo de GLP (\$ 454 millones).

**Mercado eléctrico**

En el mes de febrero de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 6,2%

inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 0,8% respecto a igual periodo del año anterior. La demanda total del sistema fue de 10.702 GWh en febrero del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 11.404 GWh.

En el mes de febrero de 2019 disminuyó el consumo en todas las categorías en términos interanuales: la demanda residencial disminuyó 6,8% i.a, la demanda comercial se redujo 4,6% i.a, y la demanda industrial/comercial de energía eléctrica fue 6,7% inferior a igual mes del año anterior. La caída en la demanda residencial podría explicarse en parte por factores climatológicos: febrero de 2019 fue un mes templado, teniendo una temperatura media de 24.1 °C, esto es 1°C por debajo de igual mes del año anterior y similar a la media histórica. Por otra parte, la caída inter anual en la demanda industrial de energía eléctrica, está correlacionada con la reducción de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para los últimos meses.

Por otra parte, los datos anuales (marzo 2018 - febrero 2019) indican que la categoría residencial ha incrementado su demanda media en 0,6%.

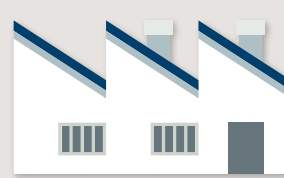
**UNA EMPRESA ARGENTINA**



**trabajo para 15.000 familias**



**+3 millones clientes**



**350.000 pymes e industrias**

**edenor** es una empresa argentina que requiere de inversiones permanentes para acompañar el crecimiento de la demanda, fundamental para la economía del país. **Emplea a 5.000 personas de manera directa y otras 10.000 de manera indirecta**, junto a un plantel de más de 700 proveedores externos -que también generan empleo directo e indirecto-.

#hablemosConNúmeros





Sin embargo, los datos son negativos para la demanda media de las categorías comercial e industrial/comercial que se han reducido 0,5% y 3,1% en el periodo.

La oferta neta de energía disminuyó 5,8% i.a en febrero de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 0,6%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 11.086 GWh en febrero de 2019, mientras que había sido de 11.770 GWh para el mismo mes del año anterior. La generación media mensual del año móvil fue de 11.377 GWh.

La generación neta local disminuyó 6,8% i.a en febrero de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta estancada con una caída del 0,8%. En los datos desagregados i.a se observa crecimien-

### Producción de petróleo total y por cuenca

	feb-19	feb-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de petróleo (Mm3)	2.224	2.149	28.577	27.722	↑ 3,5%	↑ 3,1%
Cuenca Austral	91	78	1.203	1.017	↑ 16,9%	↑ 18,3%
Cuenca Cuyana	105	110	1.385	1.490	↓ -4,5%	↓ -7,0%
Cuenca Golfo San Jorge	1.038	1.045	13.462	13.308	↓ -0,7%	↑ 1,2%
Cuenca Neuquina	964	891	12.218	11.550	↑ 8,2%	↑ 5,8%
Cuenca Noroeste	26	24	309	356	↑ 7,2%	↓ -13,4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

to únicamente en la generación renovable, que aumentó 107,9% i.a.

Adicionalmente, tomando los últimos doce meses corridos la generación Nuclear y Renovable muestran crecimiento positivo con una variación del 1,5% y 46,2% respectivamente, respecto a

igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 64% de la generación) e Hidráulica disminuyeron 2,1% y 1,5% en el último año móvil respectivamente.

En cuanto a energías renovables, el aumento del 107,9% i.a se explica por una

mayor generación de las categorías Eólica, Solar, Biomasa y Biogas que se incrementaron 402%, 2885% 9% y 100% 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 46,2%, que está impulsada por una mayor generación eólica, solar, biomasa y biogas (195%, 1026%, 8,8% y 118% respectivamente) que más que compensan la menor generación del tipo Hidráulica Renovable (-16,1%).

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 47% del total Renovable (entre ambas explican el 84% del total Renovable del año).

La participación de generación a través de energías Renovables fue del 2,8% del total generado en el último año móvil a febrero de 2019, mientras que en términos mensuales representó el 3,9% de la energía generada en el mes.

Precios y costos de la energía: los datos indican que en febrero de 2019 el costo monómico medio (costo promedio de generación eléctrica) respecto a febrero de 2018 tuvo un incremento del 71,3% i.a, mientras que el precio monómico estacional (el precio promedio que paga la demanda) aumentó 115,2% i.a. La variación en los costos está por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 64,5% 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 80% de los costos de generación en febrero de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 64% 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 febrero de 2019 respecto a igual mes del año anterior y respecto a meses inmediatos anteriores donde cubría entre el 52% y 56% de los costos. 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 paga la demanda ha cubierto en promedio el 56% de los costos de generación en los últimos doce meses corridos.

La potencia instalada en febrero de 2019 fue de 38.609 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 25.897 MW el día 20/2/2019.

En febrero de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra una disminución en todos los rubros con excepción del gas natural.

En el Gasoil en términos inter anuales la disminución fue 23,9%, en el Fuel Oil 60,8% y en el Carbón mineral 73,3% i.a. Por otra parte, el consumo de Gas natural aumentó 0,5% i.a.

En cuanto a la variación del último año móvil, el consumo de gas natural se incrementó 3,3% respecto a igual periodo del año anterior mientras que se consumió 37,2% menos de gas oil y 53,1% menos de fuel oil. Por otra parte, la utilización de carbón mineral se redujo 26% en el último año móvil.

Este incremento en el uso del gas natural como combustible para la generación térmica, en conjunto con la disminución en el consumo de gasoil y fueloil, puede entenderse como una sustitución de combustibles hacia aquel con menores emisiones de contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

## TGS invertirá U\$ 330 millones en todas sus áreas de negocios

La energética TGS invertirá más de U\$ 330 millones durante el año en curso en sus cuatro negocios principales: servicio público de transporte de gas natural, producción y comercialización de líquidos del gas, telecomunicaciones y Midstream en Vaca Muerta.

TGS encaró en Vaca Muerta la construcción de un ducto que colectará el gas producido en diversos yacimientos no convencionales de esa zona, cuya primera etapa, de 60 kilómetros de extensión más una planta de tratamiento, estarán operativos antes de fin de mes.

En octubre se realizará la inauguración final de la planta y de los 150 kilómetros totales del gasoducto.

Este proyecto, dirigido al transporte y acondicionamiento de la producción de gas natural de Vaca Muerta, coloca a TGS como Primer Midstreamer de Argentina, indicó la compañía.

Esta infraestructura, destacó la empresa, representa una contribución esencial al

desarrollo de las reservas de shale gas, ya que garantizará la infraestructura requerida para inyectar la producción incremental del fluido a los sistemas de transporte, y permitirá expandir la escala del mercado de gas, aumentando las oportunidades de exportación, luego de haber cumplido con las necesidades de abasto al mercado interno.

Con respecto al servicio público de transporte de gas natural, la Compañía detalló que invertirá más de 100 millones de dólares para la operación y mantenimiento en gasoductos y en plantas compresoras.

TGS detalló estas inversiones en el marco de la presentación de su nueva imagen de marca. Transportadora Gas del Sur está presente en Argentina desde 1992. Opera un sistema de gasoductos de más de 9.150 kilómetros y transporta más de 85 millones de metros cúbicos de gas diarios.

Es la mayor empresa de transporte de gas de América Latina y cuenta con 32 plantas compresoras, 11 bases de mantenimiento y una potencia instalada de 778.600 HP.

**inca**

EL COMPLEJO INDUSTRIAL QUE FABRICA, PROVEE Y EJECUTA GRANDES MONTAJES DE AISLACIÓN

Florida 274 2° piso. C.A.B.A (011) 4326-0062

Ruta 7 Km 70 Lujan (02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

**Andamios**




Certificado de conformidad N° 67-31300

Este producto está certificado bajo las normas:

UNE-EN 12810-1  
UNE-EN 12811-1

**Aislaciones Térmicas**






Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

- Lana mineral
- Perлита expandida
- Poliestireno
- Foam glass
- Poliuretano
- Fire proofing
- Panelería modular
- Colchonetas desmontables
- Spray de lana mineral



Son trece las empresas que quieren acceder a la exploración de hidrocarburos en el Mar Argentino

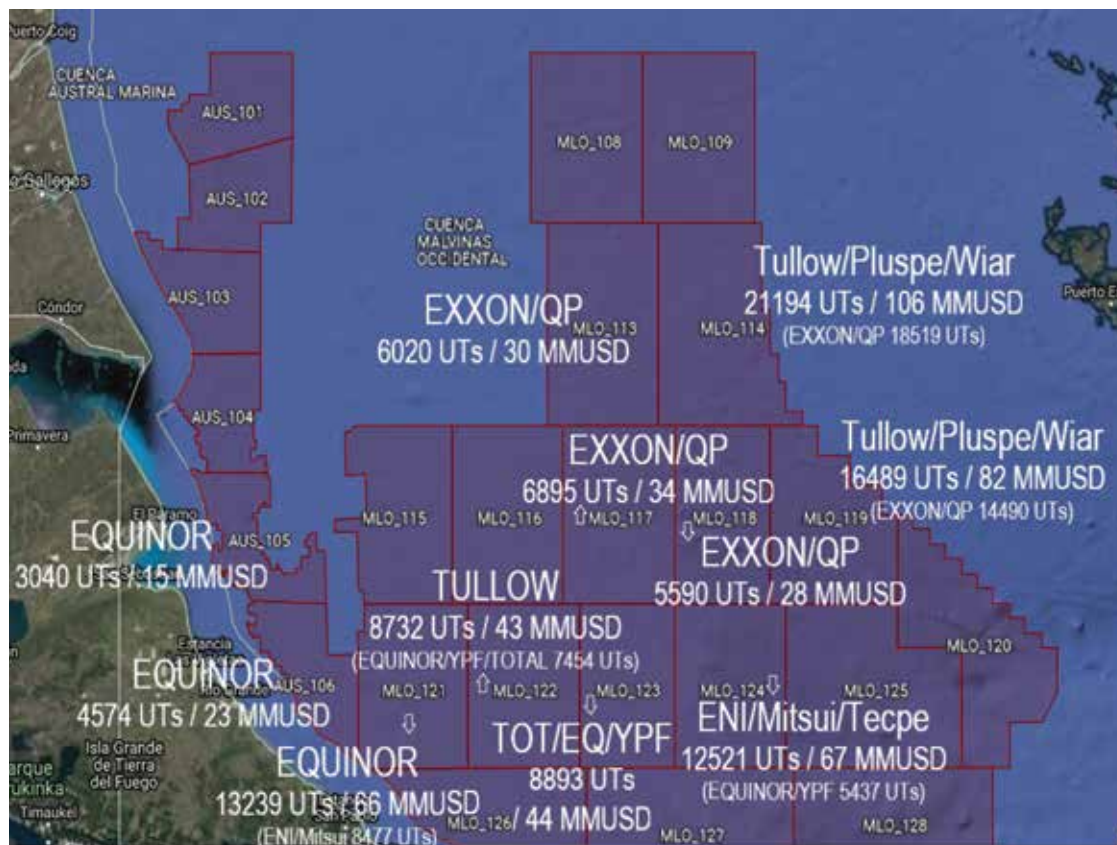
# Ofertaron casi US\$ 1.000 millones para explorar

Trece empresas petroleras presentaron ofertas por US\$ 995 millones para acceder a la exploración de hidrocarburos en 18 áreas ubicadas en tres cuencas de la plataforma marítima continental argentina.

Lo hicieron en el marco de la licitación convocada por la Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación, denominada "Concurso Público Internacional Costa Afuera Número 1", y durante el próximo mes el Gobierno Nacional realizará la adjudicación de cada una de las áreas ofertadas en las cuencas.

La cartera a cargo de Gustavo Lopetegui destacó que "del total de empresas que realizaron ofertas, hay cuatro que hasta hoy no contaban con operaciones en el país: Mitsui, BP, ENI y Tullow", y que el listado de ofertantes se completó con Qatar, Equinor, ExxonMobil, Total, YPF, Shell, Pluspetrol, Tecpetrol y Wintershall.

Las áreas de exploración se encuentran dentro de las cuencas Austral, Argentina Norte y Malvinas Oeste, que resultó la más atractiva para



las petroleras. De la Cuenca Austral, con una profundidad de solo 100 metros en las partes más profundas, fueron licitados 14.200 kilómetros cuadrados.

En la Cuenca Malvinas

Oeste, de 100 a 600 metros de profundidad, se licitaron 86.400 km<sup>2</sup>, y en la Cuenca Argentina Norte, con una profundidad que va desde 200 metros a 1.300 metros y de 1.200 a 4.000 metros en

aguas ultra profundas, se licitaron 100.200 km<sup>2</sup>, lo cual hace un total más de 200.000 kilómetros cuadrados nunca antes explorados, se destacó.

Este proceso licitatorio apunta al otorgamiento

de permisos de exploración en bloques offshore de jurisdicción del Estado Nacional, bajo el marco regulatorio y reglamentario de la ley 17.319 (de Hidrocarburos).

Energía destacó que "con este concurso se aumenta el grado de conocimiento de la costa afuera argentina a través de inversiones reales a ejecutar en los próximos cuatro años, por compañías que cuentan con las capacidades técnicas y financieras adecuadas".

Un listado de las ofertas por cuenca detalló que por dos áreas de la Cuenca Austral se recibieron ofertas por un total de US\$ 38.100.000; Asimismo, por siete áreas de la Cuenca Argentina Norte las ofertas sumaron US\$ 181.100.000, y por nueve áreas de la Cuenca Malvinas Oeste se ofertó un total de US\$ 776.000.000.

Lopetegui, destacó el nivel de ofertas recibido, refirió que desde la década del 70 el país cuenta con plataformas de exploración y producción offshore, y puntualizó que en el año 2018, el 18 % de la producción de gas provino de áreas costa afuera.



Proyectando Energía



Víctor Contreras  
victorcontreras.com.ar



## BREVES NACIONALES

## Dos bloques offshore para Wintershall

El marco de la licitación convocada por la Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación, denominada "Concurso Público Internacional Costa Afuera Número 1" Wintershall obtuvo dos bloques en la prometedora Cuenca Malvinas, frente a la costa de Tierra del Fuego.

Además de la concesión de explotación CMA-1, con este premio, la compañía participará en otros proyectos de exploración costa afuera en Argentina. Las licencias de exploración están ubicadas a aproximadamente 300 km de la costa sureste de Argentina. Wintershall tendrá una participación del 27 % en las licencias MLO-114 y MLO-119, Pluspetrol es otro de los socios. La compañía británica-irlandesa Tullow será el operador.

La concesión oficial de la licencia por parte de las autoridades está prevista para mayo. «Argentina es una importante región de crecimiento para nosotros. Hemos estado activos en el país durante 40 años y hemos estado produciendo hidrocarburos frente a la costa de Tierra del Fuego durante 30 años.

La inversión en el Bloque MLO-114 y MLO-119 proporciona «Una gran oportunidad para expandir aún más nuestra cartera en Argentina. Argentina tiene recursos prometedores, tanto en alta mar como en tierra.

Estamos convencidos de que podemos hacer un excelente uso de nuestros muchos años de experiencia en el país para futuras actividades de exploración», dice Thilo Wieland, Miembro de la Junta Ejecutiva de Wintershall responsable de Sudamérica, Rusia y África del Norte.

### Considerable potencial frente a la costa.

Las licencias MLO-114 y MLO-119 se encuentran a unos 300 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego a profundidades de hasta 500 metros. «Se han realizado numerosos descubrimientos en el sur del Atlántico en varios países en los últimos años. Los bloques adjudicados representan una gran oportunidad para que la compañía continúe nuestra consolidación como un jugador importante en la región», continúa Thilo Wieland. Los dos bloques de 6,000 y 4,500 km<sup>2</sup> se cubrirán con modernos estudios sísmicos 3D durante el período de exploración inicial.

## Record de producción de Geopark

GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador informó la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2019 ("1T2019"). Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

Puntos destacados del primer trimestre de 2019

### Producción récord de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 23% a 39.557 boepd.
- La producción bruta operada en Colombia, Chile y Argentina superó los 75.000 boepd.
- La producción de petróleo aumentó un 26% llegando a 34.358 bopd (un 5% más comparado con el 4T2018).
- La producción de gas aumentó un 7% a 34,4 mmcfpd.
- En Colombia: se testearon y pusieron en producción cinco nuevos pozos en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 1T2019, en comparación con el 1T2018:

	Total (boepd)	1T2019 Petróleo (bopd) <sup>a</sup>	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	1T2018	% Cambio
Colombia	32.131	31.970	966	26.405	+22%	
Brasil	1.960	30	11.580	2.775	-29%	
Chile	2.961	685	13.656	2.873	+3%	
Argentina	2.505	1.673	4.992	142	-	
Total	39.557	34.358	31.194	32.195	+23%	

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.295 bopd en el 1T2019. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	1T2019	4T2018	3T2018	2T2018	1T2018
Colombia	32.131	30.641	29.139	27.940	26.405
Brasil	1.960	2.894	3.124	2.904	2.775
Chile	2.961	2.823	2.632	2.559	2.873
Argentina	2.505	2.383	2.319	2.467	142
Total	39.557	38.741	37.214	35.870	32.195
Petróleo	34.358	32.859	31.266	30.249	27.345
Gas	5.199	5.882	5.948	5.621	4.850

del 45%), agregando 5.600 bopd brutos.

• En Argentina, el pozo Challaco Bajo 1001, apuntando a un play de gas tight nuevo en el bloque El Porvenir (operado por GeoPark con una participación del 100%) fue exitosamente probado y puesto en producción.

### Nueva infraestructura en Colombia

• La construcción de la línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 al oleoducto regional se encuentra dentro del presupuesto y completada.

### Entrada a nuevo país: Ecuador

• Adquisición de áreas de exploración de bajo costo, bajo riesgo con los bloques Espejo y Perico (operados por GeoPark con una participación del 50%), en la prolifera

ra cuenca Oriente en Ecuador.

### Agregando valor a los accionistas

• Inversión de USD 12 millones en el programa de recompra de acciones iniciado en diciembre de 2018, adquiriendo 810.500 acciones mientras se ejecutan programas de trabajo de crecimiento autofinanciados.

### Catalizadores: 2T2019

• Testeo de tres pozos y perforación de seis nuevos pozos, incluyendo pozos de desarrollo, de avanzada y de exploración en todo el portafolio panregional de GeoPark en Colombia, Argentina, Brasil y Chile.

### Argentina:

La producción neta promedio en Argentina alcanzó los 2.505 boepd en el 1T2019 (67% petróleo, 33% gas), correspondiente a la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en la cuenca neuquina. Tanto los niveles de petróleo y gas aumentaron aproximadamente un 5% comparado con el 4T2018, debido a un proyecto de optimización de recuperación secundaria vigente y una prueba exitosa de un nuevo play de gas tight en el yacimiento Challaco Bajo en el bloque El Porvenir (operado por GeoPark con una participación del 100%)

## Mundo reemplaza a Del Aqua al frente de IEASA

Claudia Mundo será la nueva presidenta de la estatal Integración Energética Argentina S.A. (IEASA, ex ENARSA) en reemplazo de Mario Del'Aqua, quien renunció al cargo esta semana, argumentando razones personales ligadas a problemas de salud. Pero la renuncia de Del'Aqua no fue la única en IEASA ya que también se produjo la dimisión de su vicepresidente, Luis Pintos, quien ahora será reemplazado por Ale-

jandro Fontán Balestra. IEASA administra las importaciones de gas natural y de Gas Natural Licuado, cuenta además con activos petroleros y centrales eléctricas e hidroeléctricas y una red de gasoductos.

En cuanto a los antecedentes de Mundo para el cargo en el que fue designada, es Actuaría (UBA) y durante los últimos meses se desempeñó como asesora de Lopetegui. Su experiencia laboral ha sido en el sector de seguros. Durante 2018 fue

Secretaria de Atención Ciudadana y servicios de empleo en el Ministerio de Producción y Trabajo. Por su parte, Fontán Balestra es ingeniero industrial egresado del ITBA en 2000. Se incorporó al gobierno en abril de 2016 en la Jefatura de Gabinete de Ministros como Coordinador de Políticas Interministeriales, donde estuvo dedicado al seguimiento de gestión de los Ministerios de Producción, Transporte y de Relaciones Exteriores.

Mejorá la experiencia de usuario, reduciendo costos y optimizando la cobranza.

Innova Customer Centric Solutions te acompaña en la transformación digital.

**innova**  
customer centric solutions

www.innovaccs.com



## BREVES NACIONALES

### Se importará menos GNL en 2019

Integración Energética Argentina, Ieasa, dio a conocer los resultados de la licitación internacional para la compra de Gas Natural Licuado (GNL) para la temporada invernal. Por medio de dos licitaciones adquirió 22 cargamentos por un volumen total de 1.251,8 millones de metros cúbicos (MMm3), alrededor de 10,2 MMm3 por día, para el período mayo-agosto.

Según informó la estatal, el monto ascenderá a US\$ 290 millones. El precio del millón de la british thermal unit (BTU, igual a 27,8 m3 de gas natural) rondará los US\$ 6,30. Por medio de dos licitaciones adquirió 22 cargamentos por un volumen total de 1.251,8 millones de metros cúbicos (MMm3), alrededor de 10,2 MMm3 por día, para el período mayo-agosto.

Según informó la estatal, el monto ascenderá a US\$ 290 millones. El precio del millón de la british thermal unit (BTU, igual a 27,8 m3 de gas natural) rondará los US\$ 6,30. Los metaneros comenzarán a despachar a partir del 12 de mayo al barco regasificador atracado en la terminal de Escobar y los proveedores serán la británica BP, la estadounidense Cheniere, la suiza Trafigura y Gunvor, la angloholandesa Shell y la brasileña Petrobras. Según informó Energía, esta temporada se ahorrarán alrededor de US\$ 500 millones en importaciones GNL en relación a la temporada pasada.

Durante 2018 operaron dos barcos regasificadores (Escobar y Bahía Blanca) y llegaron 56 cargamentos por 3.720,7 MMm3 (unos 20,3 MMm3 diarios entre abril y septiembre) y fueron erogados US\$ 1.055 millones.

La mayor producción de gas argentino impulsada por Tecpetrol en Vaca Muerta, permitirá este ahorro sustancial, según informó el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (ver nota en este sitio). A esto debe sumarse también una fuerte caída en la demanda, tanto de energía eléctrica como de gas por redes.

### Bolivia y Argentina reafirmaron el compromiso de integración

Hacia fines de abril los presidentes de Bolivia, Evo Morales, y Argentina, Mauricio Macri, reafirmaron el compromiso asumido a través del Memorándum de Entendimiento suscrito el pasado 14 de febrero en la ciudad de Santa Cruz en materia de hidrocarburos. «Se reafirmó la integración energética entre las dos naciones hermanas. Ambos presidentes coincidieron en continuar las negociaciones para la comercialización directa de gas natural en Argentina a consumidores finales por parte de YPFB. Además, YPFB podrá participar en Argentina en proyectos de exportación de Gas Natural Licuado (GNL) por ultramar», informó entre otros aspectos el ministro Sánchez desde Buenos Aires. Asimismo, ambos presidentes consideraron la posibilidad de que YPFB compre acciones en una Refinería propiedad de YPF Argentina, Petrobras y la empresa Pampa Argentina, «que podría ser la tercera refinería de propiedad boliviana», que aportaría a la disminución de la importación de gasolina y, de esta forma, reducir la subvención estatal a



los combustibles líquidos, lo que implica un ahorro económico importante para el Estado. Del mismo modo, se promoverán oportunidades de intercambio de gas y energía eléctrica a través de plantas termoeléctricas, que requieren de gas. Se contempló también la futura provisión de petróleo y/o combustibles terminados de Argentina a Bolivia; la oportunidad para que YPFB pueda realizar inversiones en campos petrolíferos argentinos que se encuentra en etapa de desarrollo, así como la cooperación científica y tecnológica en materia de biocombustibles. Respecto a

la comercialización de GNL, el ministro señaló que «esta oportunidad permitirá a Bolivia exportar gas a otros continentes. Tenemos la ventaja de que ya hay una distribución de ductos desde Bolivia hasta la Costa de Bahía Blanca en Argentina».

«Este encuentro entre ambos mandatarios además de reafirmar el interés binacional en desarrollar negocios relacionados con hidrocarburos, ratifica los lazos de hermandad existentes entre los dos países y la buena relación entre los mandatarios, Evo Morales y Mauricio Macri», concluyó el ministro Sánchez.

### TGS designa a Oscar Sardi como nuevo Director



Oscar Sardi fue designado Director General de TGS en reemplazo de Javier Gremes Cordero, quien se retira de la compañía para desarrollar nuevos desafíos profesionales. Sardi es ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Rosario y cuenta con un Postgrado en Gas emitido por la UBA. Ingresó a Gas del Estado en 1983 como joven profesional y desarrolló una extensa carrera. Llegó tras una exitosa carrera en las áreas de operaciones y servicios. Como Director de Servicios, lideró los proyectos de ampliación de gasoductos e instalación del segundo gasoducto submarino en el Estrecho de Magallanes. Al momento de su designación, se desempeñaba como Director de Operaciones, desde donde lideró la construcción del gasoducto de captación y la planta de tratamiento de gas que TGS desarrolla en Vaca Muerta.

**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

REFERENTE EN CONSTRUCCIONES EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

**VENTUS**  
NOS IMPORTA EL FUTURO



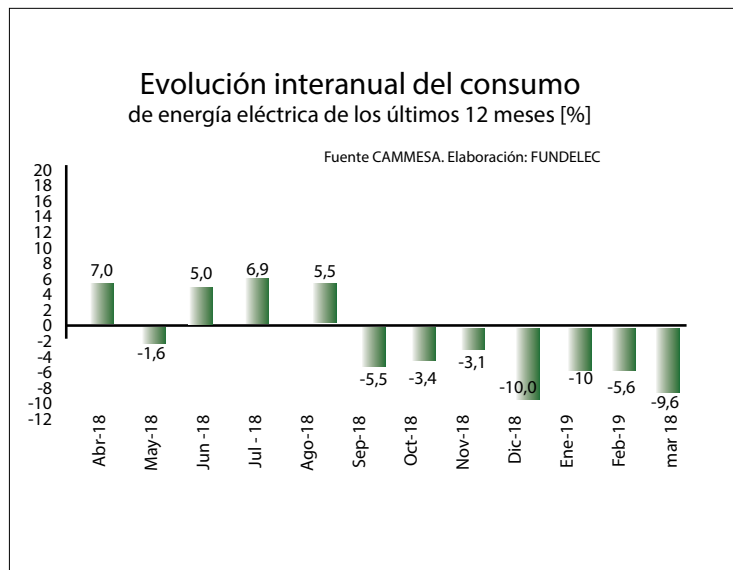
Ya van siete meses seguidos de baja interanual en el consumo

# La demanda de energía cayó 9,6% en marzo

La demanda de energía eléctrica del mes de marzo cayó 9,6 por ciento en comparación con la del mismo período del año pasado, y discriminada por tipo de consumidor la demanda interanual residencial bajó 10 %, la comercial descendió 9,7 % y la industrial se derrumbó 10,4 %, según datos relevados e informados por la Fundación Fundelec.

En el mismo sentido, el consumo de electricidad en Capital Federal y el Conurbano bonaerense mostró una baja importante, tanto en el área a cargo de EDESUR (-10,5 %) como en la de EDENOR (-10,6 %), mientras que en el resto del país la caída es de (-10,2 %), según datos provisorios de la compañía del mercado mayorista CAMMESA.

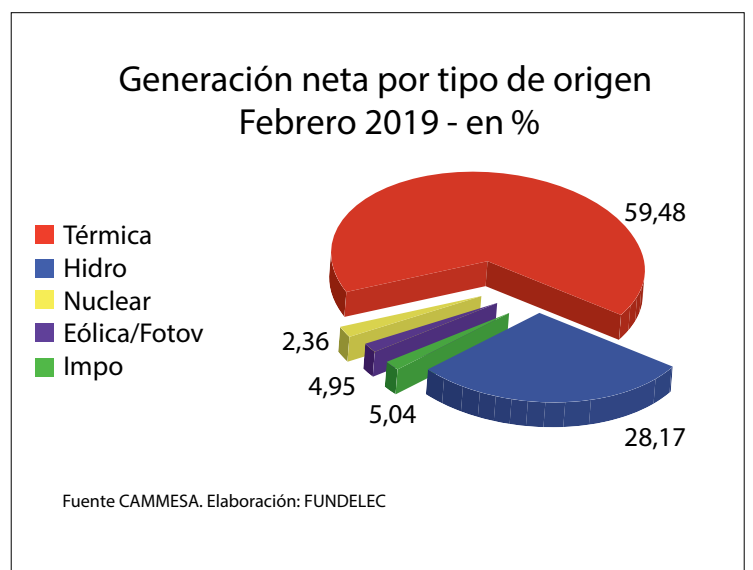
En marzo de 2019, la demanda neta total del MEM



fue de 10.121,3 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2018, había sido de 11.191,3 GWh, de lo cual resulta la merma interanual de 9,6%.

El informe señala que el descenso se presentó en los usuarios residenciales, comerciales e industriales de

todo el país. Así, marzo tiene el consumo más bajo en términos nominales correspondiente a ese mes desde 2014 y, a su vez, este descenso sigue la tendencia recesiva de los últimos cuatro meses de 2018 y del primer trimestre del 2019.



Así, el primer trimestre representa una fuerte caída en el consumo de 6,7 %. Además, marzo representó la segunda caída porcentual más importante de todo el año móvil, luego de diciembre de 2018 (10%).

Asimismo, existió un decrecimiento intermensual de 5,4%, respecto de febrero de 2018, cuando había tenido una demanda de 10.702,5 GWh. Según los datos de CAMMESA, se puede discriminar que, del consumo de electricidad total de marzo, el 40% (4.045,9 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 31% (3.018,8GWh) y el industrial 29% (3.056,6 GWh).

La demanda eléctrica re-

gistra en los últimos doce meses (incluido Marzo de 2019) cuatro meses de suba (abril de 2018, 7%; junio de 2018, 5%; julio de 2018, 6,9%; y agosto de 2018, 5,5%), y ocho de baja (mayo de 2018, -1,6 %; septiembre de 2018, -5,5%; octubre de 2018, -3,4%; noviembre de 2018, -3,1%; diciembre de 2018, -10%; enero de 2019, -5,1%; febrero de 2019, -5,6%; y marzo de 2019, -9,6%).

Los registros de consumo en tales meses fueron de 10.469,4 GWh en abril de 2018; mayo, 10.617,6 GWh; junio de 2018, 11.917,9 GWh; julio, 12.603,9 GWh; agosto, 11.713,9 GWh; septiembre, 9.773,3 GWh; octubre, 9.875,1 GWh; noviembre,

**IAOPG**

**AOG**

XII ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2019

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

**23 - 26.9.2019**  
La Rural Predio Ferial  
Buenos Aires, Argentina

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

Organiza: **IAOPG** 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

**IPG 2019**

International Pipeline Geotechnical Conference  
Conferencia Internacional de Geotecnia de Ductos

**25 al 27 de junio de 2019**  
Universidad Católica Argentina (UCA)  
Buenos Aires, Argentina

Inscripciones Abiertas

ASME **Arpel** ASOCIACIÓN ARGENTINA DE EMPRESAS DEL SECTOR PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES (IAUBICOMBIENSA) S.A.

PATROCINADOR PLATINO: **YPF**

PATROCINADORES ORO: **OLDELVAL**, **cenit**, **Ingeciencia**

PATROCINADORES BRONCE: **BGC**, **ROSEN**

APOYO: **AIHE**, **CBHE**, **IAOPG** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Declarado de interés por: **Buenos Aires Ciudad**



10.029 GWh; diciembre de 2018, 10.808,3 GWh; Enero de 2019, 11.692,7 GWh; febrero de 2019, 10.702,5 GWh. y en marzo de 2019 llegó a los 10.121,3 GWh.

En cuanto al consumo por provincia, el informe detalla que en marzo, 25 fueron las provincias y empresas que marcaron descensos: Catamarca (48%), Santiago del Estero (-15%), Chaco (-14%), Corrientes, Entre Ríos, y Santa Fe (-13%), Formosa, La Rioja, San Luis y Tucumán (-12%), La Pampa y Córdoba (-10%), EDEN y Jujuy (-9%), San Juan (-8%), EDELAP y Neuquén (-7%), Mendoza, (-6%), Santa Cruz y Misiones (-5%), EDES y EDEA (-4%), Salta (-2%), entre otros. Por su parte, se mantuvo el consumo en Río Negro y Chubut con respecto al año anterior.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un descenso conjunto de la demanda de -10,6 %, los registros de CAMESA indican que EDENOR tuvo un importante decrecimiento de -10,6%, mientras que en EDESUR la demanda descendió -10,5%.

En tanto, en el resto del MEM existió un decrecimiento de -10,2%.

La temperatura media de marzo fue de 21.2 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 22.4°C, y la histórica del mes es de 21.5°C.

En cuanto a la generación de electricidad, y en consonancia con el comportamiento de la demanda, la generación local presentó un decrecimiento frente al mes de marzo de 2018, siendo de 10.227 GWh para este mes contra 11.624 GWh para el mismo periodo del año anterior.

La participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja ya que se importaron 247 GWh para marzo de 2019, prácticamente de origen renovable y de excedentes hidráulicos.

Según datos de todo el año, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con 59,48 % de la oferta total para satisfacer los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron a la satisfacción de 28,17 % de la demanda, las nucleares proveyeron 5,04 %, y las generadoras de fuentes alternativas 4,95 % del total.

La importación representó el 2,36 % de la demanda total cubierta.

## YPF Luz finalizará la construcción de la línea de alta tensión Pico Truncado - Caleta Olivia

El proyecto permitirá ampliar el abastecimiento eléctrico en la zona Norte de la provincia de Santa Cruz y conectar al parque eólico Cañadón León al Sistema Interconectado Nacional.

YPF Luz firmó un acuerdo con el CAF (Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal) dependiente de la Secretaría de Energía, para la finalización de la construcción de una línea de alta tensión de 132 kV entre las ciudades de Pico Truncado y Caleta Olivia, Santa Cruz, que contará con financiamiento de la provincia.

La línea permitirá ampliar la capacidad de generación y transporte de energía eléctrica y asegurar el abastecimiento en la zona norte de Santa Cruz.

Además, permitirá vincular la energía renovable que generará el parque eólico Cañadón León con el Sistema Interconectado Nacional.

El parque eólico Cañadón León, que hoy está en etapa de construcción, contará con 29 molinos de viento sobre una extensión de 1870 hectáreas ubicados en el Yacimiento Cañadón León, a 5 kilómetros de Cañadón Seco, para la generación de 122 MW, el equivalente a cubrir las necesida-

des de más de 160 mil hogares. Las obras anunciadas en el acuerdo se realizarán en un período de 15 meses e incluyen la construcción de una línea de alta tensión en 132 kV de 53 km de extensión, simple terna, entre las estaciones transformadoras Santa Cruz Norte y Caleta Olivia, y trabajos de ampliación en ambas estaciones.

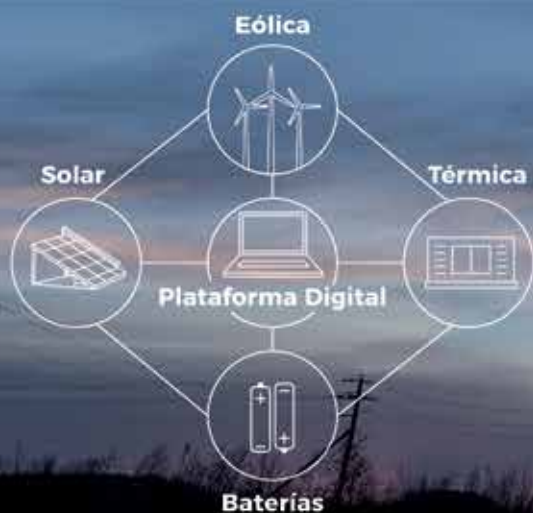
### Acerca de YPF Luz

YPF Luz (YPF Energía Eléctrica S.A.) es el quinto generador de energía eléctrica en el país en capacidad instalada. Actualmente la compañía tiene una capacidad de 1819 MW instalados que provee al mercado mayorista e industrial, y está construyendo otros 634 MW. Del total de energía generada por YPF Luz 393 MW provendrán de 3 parques eólicos ubicados en las provincias de Chubut, Santa Cruz y Buenos Aires.

YPF Luz tiene como misión generar energía rentable, eficiente y sustentable, que optimiza los recursos naturales para la producción de energía térmica y renovable. Los accionistas de YPF Energía Eléctrica son YPF S.A y una afiliada de General Electric.

# aggreko

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



aggreko

Visite [aggreko.com](http://aggreko.com)

Contáctenos (011) 4846 7403



Ventus, compañía uruguaya de ingeniería, se expande en la región latinoamericana

# Parques chicos, negocios grandes

Ventus es una empresa uruguaya dedicada a la ingeniería y construcción de parques eólicos y solares, así como la operación y el mantenimiento de los mismos. Como constructor, tiene una ventaja comparativa importante tanto por know how como expertise para este tipo de proyectos. Su principal objetivo es alcanzar la satisfacción de sus clientes a través de soluciones sostenibles que logren conjugar sus necesidades con sus expectativas. Alcanzó la certificación de sus Sistema de Gestión de Calidad bajo los requerimientos de las ISO 9001:2015 para sus operaciones.

En charla con, Juan Pablo Saltre, CEO de Ventus, explica las actividades desplegadas por la empresa en la región y los proyectos de expansión.

## ¿Cuál es el core business de Ventus?

Nos dedicamos a la construcción de parques eólicos y solares. Comenzamos a operar en Argentina en enero de 2016 y con un crecimiento exponencial a partir de las rondas del Programa RenovAr.

En la actualidad, tenemos en la Argentina tenemos nuestra oficina más grande, con un equipo muy importante en oficina y desplegados en diver-



Juan Pablo Saltre

sas obras a lo largo del país. En estos primeros tres años hemos brindado servicios de Gerenciamiento de Proyectos

y Obras para más de 800MW y también ejecutado obras en proyectos solares importantes, donde pusimos en práctica todo el know how y experiencia adquirida de haber construido más de 30 proyectos eólicos y solares y haber gerenciado proyectos por más de 300MW. Se destacan casi una decena de proyectos eólicos de hasta 10MW y un proyecto de autogeneración solar en techa de 1 MWp.

## ¿Por qué 10 megavatios?

En Uruguay existían beneficios impositivos puntuales, y a través de ese modelo de negocio logramos atraer varias empresas para la construcción de parques eólicos. Casi en paralelo, vimos que en Uruguay había un interés muy marcado de las industrias por abastecerse de energías renovables. A partir de ello, comenzamos a construir parques eólicos o solares a industrias en sus patios traseros o en depósitos, en piso o en techos porque la tecnología solar se adapta mucho mejor a estructuras preexistentes. En Uruguay la utilización de energías renovables ha alcanzado ampliamente a satisfacer la demanda lo cual ha permitido que el país comercialice energía a Argentina o Brasil. De hecho, Ventus fue el primer agente privado en comercializar energía renovable fuera del Uruguay.

## ¿Cuánta es la energía que están exportando y en qué modo lo hacen?

La exportación se hace a través de CAMMESA y a través de paquetes semanales. Junto con UTE se exporta un caudal importante de energía

## ¿Cuánta potencia instaló Ventus en Uruguay?

En Uruguay construimos 16 parques eólicos con una potencia de 100 MW y otros 16 fotovoltaicos. Se trata de parques solares que oscilan entre 50 kWp y 1 MWp para autoconsumo industrial.

De hecho, en la actualidad estamos construyendo el parque fotovoltaico para autoconsumo industrial más grande

del Uruguay. Es un parque de 1 MW para una industria vinculada al sector del plástico. En Uruguay, como resultado de beneficios impositivos y gracias a una ley de promoción de inversión que se promulgó hace unos 10 años, las industrias se volcaron a estas fuentes.

## A Ventus Argentina... ¿Cómo le está yendo?

Creo que entramos en el momento justo y el resultado ha sido muy positivo, donde hemos crecido de forma constante desde nuestros comienzos y hoy por hoy estamos consolidados como unas de las empresas referentes en el sector. Empezamos con una pequeña oficina en la zona de Belgrano con un equipo pequeño. Crecimos rápido apoyados en varios contratos importantes producto de proyectos adjudicados en RenovAr Ronda 1 y hoy el equipo cuenta con unos 65 colaboradores, aproximadamente la mitad en oficinas y la otra en obras. Al día de hoy podemos decir que hemos trabajado para el 60% de los MW adjudicados en las rondas RenvoAr y MATER.

## En materia de parques solares ¿están trabajando en algún proyecto?

Estamos trabajando en el Parque Solar Cordillera donde ejecutamos el montaje eléctrico de media y baja tensión. Se trata de un parque solar de 93 MWp de potencia ubicado en la Provincia de San Juan, y en donde llegamos a emplear unas 60 personas, prácticamente todas ellas de la zona.

Hemos ejecutado distintos contratos, desde desarrollo, ingeniería, gerenciamiento, supervisión y hasta construcción para proyectos por más de 3000 MW. Entre nuestros clientes se encuentran los principales jugadores del mercado como Central Puerto, Pampa Energía, Envision Energy, YPF, Nordex Acciona y PAE.

## ¿Ventus desarrolla los proyectos desde la medición del recurso hasta el final de obra?

Tenemos un departamento de especialistas que se dedica al relevamiento del recurso renovable—fundamental para el éxito de un proyecto— pero donde realmente Ventus es especialista es en la construcción “llave en mano” (todo parque tiene una etapa de desarrollo, de estudio del recurso, ingeniería básica y de detalle, lo que es la gestión logística, lo que es el transporte, la coordinación y transporte, la supervisión del montaje, y puesta en marcha).

La especialización de Ventus es la construcción.

## Smart Power Generation

# Centrales eléctricas híbridas con motores flexibles y eficientes, solar fotovoltaica y baterías.

Wärtsilä es la primera compañía en el mundo que ofrece centrales híbridas de gran escala que integran las ventajas de los motores multi combustible de alta eficiencia, junto con generación solar fotovoltaica y soluciones de almacenaje en baterías de ion-litio.

Las centrales híbridas brindan considerables ahorros de combustible, flexibilidad operacional y reducen las emisiones manteniendo alta disponibilidad y bajo costo de energía.

Lea más sobre centrales híbridas en: <https://www.wartsila.com/energy/solutions/hybrid-power-plants>

**CENTRAL ELÉCTRICA HÍBRIDA**  
MOTORES + SOLAR PV + BATERÍAS

100 MW MOTORES  
50 MW SOLAR PV  
BATERÍAS

www.wartsila.com | Wärtsilä Argentina S.A. | Tronador 968, Ciudad de Buenos Aires | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com



**¿Qué servicios pueden ofrecer de cara a Mini Ren?**

En mayo se va a desarrollar la presentación de ofertas de la Ronda 3 MiniRen que va a ofrecer 400 MW de potencia en todo el país, para ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV, y cuya potencia máxima permitida será de 10 MW. Ventus tiene una experiencia y know how únicos en Argentina en lo que refiere a la construcción de proyectos de estos tamaños de manera eficiente. ¿Por qué? Porque aprendimos en Uruguay construyendo proyectos idénticos durante los últimos 9 años.

**Parques grandes, ¿problemas grandes?**

No es correcto pensar que un parque pequeño tiene menos complejidades que uno grande. Por el contrario, a veces las complejidades de uno pequeño son mayores. En un parque grande un contratiempo en la logística o en la planificación de la construcción permite avanzar en otros frentes.

Hay parques en Argentina que tienen 40 aerogeneradores (por ejemplo). En ese esquema se puede reprogramar y salvar retrasos en organización o logística.

En cambio, en un parque eólico pequeño no existe ese margen de error, por lo tanto hay que hilar mucho más fino y para ser experto hace falta contar con experiencia en estos proyectos.

Al contar con la experiencia en Uruguay de haber construido todos esos parques pequeños, hemos logrado generar un sistema de trabajo de extrema coordinación, lo cual nos ha permitido sumar antecedentes en este país.

**¿Cómo ven ustedes las condiciones para el desarrollo porque las tasas de interés, el riesgo país desalientan un poco a los inversores. ¿Qué imagen tienen del mercado en este sentido?**

Argentina es un país con una riqueza natural que es imposible obviar, con recurso eólico y solar envidiables. Estamos convencidos de que el país ha ido avanzando para convertirse en uno de los países de referencia en las energías renovable.

El continente entero ha comenzado a incorporar renovables a su matriz energética, y Argentina no va a ser la excepción. Esta es la impresión que tenemos desde Ventus. Apostamos por Argentina, nuestro mayor caudal en recursos está puesto aquí.

Ha habido una prórroga para el MiniRen. Parece que tienen buenas perspectivas de cara a la licitación.

Lo que plantea la base del MiniRen es la construcción de parques de 0,5 MW a 10MW eólicos o solares. Esta instan-



cia para Ventus es muy importante porque somos especialistas en construir parques de esas potencias instaladas. Lo hemos hecho, y lo hemos hecho bien.

En esta oportunidad estamos trabajando junto a otros

actores dentro del mercado que —en caso de adjudicarseles un proyecto— nos permitiría a la hora de construir esos proyectos obtener mayores economías de escala y por lo tanto mejores rendimientos para esas inversiones. Es

la gran apuesta de Ventus porque se ha creado un ámbito ideal para nosotros.

**¿En qué otros países están trabajando?**

El año pasado abrimos oficinas en Bogotá, Colom-

bia donde hay un campo fértil para las renovables. Colombia está hoy en la misma situación en la que estaba Argentina en 2016 en términos de renovables.

Hay mucho por hacer en este mercado, donde tenemos un equipo local trabajando.

También estamos abriendo oficinas en Santiago de Chile. Chile es un país que ofrece también muchas oportunidades en energías renovables, aunque con un mercado mucho más maduro y competitivo.

Y en lo que respecta a operar, hemos dado servicios para todos los países del continente desde nuestras oficinas de Uruguay, Argentina y Colombia.

## Innovación y tecnología al servicio de sus proyectos energéticos.

Cuando se trata de mejorar la eficiencia y productividad de sus proyectos, cuente con AESA para incorporar las soluciones vinculadas a desarrollos y aplicaciones de tecnología que su negocio necesita.





- Monitoreo con Drones
- Logística de última milla
- Limpieza automática de tanques
- Estrategias de modularización
- Escaneo tridimensional
- Servicios ambientales

Con una trayectoria destacada en fabricación y proyectos industriales para el mercado energético y un portafolio de servicios que va de la operación y mantenimiento de yacimientos e instalaciones a la provisión de servicios ambientales y de alta innovación tecnológica, AESA es la respuesta a sus desafíos.

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





Gestión de riesgo de manipulación de sustancias peligrosas Adecuación al Sistema Globalmente Armonizado

# Prevención para que la industria evite riesgos químicos

Mg. Ing. Ariel F. Aprile \*

Una sustancia peligrosa es aquella que tiene el potencial de generar un efecto no deseado en personas, medio ambiente y el patrimonio de un lugar.

Según su estado, las sustancias peligrosas se clasifican en líquidos, sólidos, gases, vapores, humos y polvos.

Existen 3 categorías de pe-

Físicos: por ej. explosividad, inflamabilidad, sustancias sometidas a presión, reactividad, corrosión, sustancias oxidantes.

Peligros para la salud: por ej. toxicidad, irritación, carcinogenicidad, mutagenicidad, sensibilización, intoxicación.

Peligros para el medio ambiente acuático y la capa de ozono.

La causa por la que ocurren incendios, explosiones

y accidentes con este tipo de sustancias, radica fundamentalmente en fallas de gestión del riesgo químico.

Esto significa, en primera instancia falta de conocimiento e identificación de las sustancias, luego falta de medidas de prevención, y finalmente medidas de mitigación y contingencia.

Esta clase de siniestros no solo provocan lesiones y muertes sobre empleados y

terceros, pueden terminar con el negocio de una organización, sea por pérdidas de patrimonio, o reputación en el mercado.

El SGA (Sistema Globalmente Armonizado), o GHS (siglas en inglés) es un sistema integral de comunicación de peligros, el cual, desde el 2015 es de implementación obligatoria a través de la sanción de la Res. 801/15 emitida por la Superintendencia de Riesgos de Trabajo.

Dicho sistema actúa sobre la primera instancia mencionada en el párrafo anterior, y se rige por criterios que se aplican mundialmente.

A pesar de que la ejecución del SGA ya es un requisito legal, y por ende tiene que llevarse a cabo obligatoriamente, he visto en la industria una alta proporción de incum-



plimiento.

Por lo tanto, se recomienda encarar las medidas de implementación, a través de asesor externo, o el equipo interno de seguridad e higiene, no solo para no tener inconvenientes con las autoridades de aplicación gubernamentales, sino también como herramienta fundamental en la prevención de siniestros.

\* Ingeniero Ambiental (UCA), Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo (UCA), Maestría Interdisciplinaria en Energía (UBA). Colabora en diversas tareas en la consultora.



**a. marshall moffat**  
SINCE 1932

**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



**INDURA**  
Ultra Soft








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



**International Pipeline Geotechnical Conference**  
Conferencia Internacional de Geotecnia de Ductos

**25 al 27 de junio de 2019**

Universidad Católica Argentina (UCA)  
Buenos Aires, Argentina

Inscripciones Abiertas



ASME  
SETTING THE STANDARD



Arpel  
ASOCIACIÓN ARGENTINA DE EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO GAS Y FROCOMBUSTIBLES EN LA AMÉRICA Y EL CARIBE

PATROCINADOR PLATINO



PATROCINADORES ORO





PATROCINADORES BRONCE




APOYO






Declarado de interés por:





Suscríbase

**Energía&Negocios**

4371-6019 / 4371-0010

info@energiaynegocios.com.ar



Sigue acompañando a las industrias de petróleo, gas y minería de Argentina.

# Aggreko líder en el mercado de energía modular y móvil

Aggreko, líder mundial en energía modular y móvil, se consolida como la compañía más importante del mercado argentino en el servicio de rental de almacenamiento de energía tras la adquisición de Younicos, empresa especializada en tecnología modular de baterías de litio.

*“Estamos en las puertas de un cambio energético revolucionario, por lo que tenemos el foco puesto en invertir en tecnología de punta para poder ofrecer mejores soluciones.”*

*Entendemos que este es el mejor camino para reducir al máximo el costo energético y hacer más rentables los negocios de nuestros clientes”,* afirmó Enrique Mallea, Gerente General de Aggreko Argentina.

En este sentido, Aggreko acompaña a sus clientes ofreciendo la energía que precisan y actuando como back up en los procesos necesarios, gracias a un centro de operación que funciona las 24 horas los 365 días del año, con monitoreo y control remoto. Esta diferenciación permite brindar información constante al cliente acerca del consumo energético para bajar los costos.

La empresa, con una vasta trayectoria en Argentina ligada a sus altos estándares de calidad y su compromiso, es un socio estratégico tanto para las empresas del sector de hidrocarburos como para las de minería.

Colaborando activamente para el cumplimiento de las metas de eficiencia, mejora de los procesos de generación y disminución de costos operativos a través de soluciones a la medida de los requerimientos de cada cliente.

Además, la filial argentina de la compañía comparte sus servicios a nuevos sectores, desde la industria del petróleo y el gas, hasta minería, a través de nuevas y modernas soluciones de energía, optimizando las operaciones industriales al máximo.

A partir de la adquisición de Younicos, la compañía incorporó baterías de almacenamiento de energía y ya ofrece una solución integral para proyectos productivos que no cuentan con acceso a la red eléctrica, como sucede en muchos casos para la minería y el petróleo.

Misión Comercial Argentina en el Reino Unido junto a la Cámara de Comercio Argentino-Británica

*“Esta misión es una herramienta para mostrar las excelentes oportunidades que presenta la Argentina en el mercado de Oil & Gas. La generación de energía es una de las industrias del futuro y desde Aggreko creemos que*

*el país tiene unas condiciones inmejorables que debemos mostrar al mundo”,* sostuvo Mallea, líder de Energía y Oil & Gas en la misión.

El viaje tendrá lugar entre el 21 y 23 de mayo en la ciudad de Londres, con semanarios y encuentros que incluyen la participación de funcionarios y empresarios de Argentina y el Reino Unido, propi-

ciando el ámbito ideal para los negocios y el relacionamiento.

Aggreko también participa del capítulo de Minería en la misión con Martín Carosio, Gerente de Relaciones Institucionales y Asuntos Legales South LAM de Aggreko. *“Por una cuestión histórica en Londres se encuentran muchas de las compañías mineras que operan a nivel mundial.”*

*Es una oportunidad ideal para que la Argentina se relacione con los jugadores más importantes del mercado”,* afirmó Carosio.

El Reino Unido es la quinta economía del mundo, lo que lo convierte en un gran importador tanto de materias primas como de productos terminados. A su vez, este acercamiento presenta amplias posibilidades de inversiones recíprocas.

En este sentido tanto Aggreko como todos los participantes de la misión buscan facilitar el encuentro de distintos sectores para promover los negocios bilaterales.



## Creatividad y Armado de Stands Exposiciones - Organización de Eventos

Exposición Oil & Gas, stand AXION energy | La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires

**BALKO ARGENTINA S.A.**  
 Leandro N. Alem 1134 - Piso 10° | (C1001AAT)  
 Ciudad Autónoma de Buenos Aires | Argentina  
 Tel.: + 5411 4310 4500 | Fax: + 5411 4310 4677  
 facility@balko.com.ar | www.balko.com.ar

f /balkoargentina   
 t /balko\_argentina   
 in /balko-argentina-s.a.   
 i /balko\_argentina

### Mision al Reino Unido

Por otra parte, impulsa la



Alejandro Bulgheroni y Adrian Suarez recibieron al funcionario en Campana

# El secretario de Energía, Gustavo Lopetegui, visitó la refinería de Axion Energy

El secretario de Energía de la Nación, Gustavo Lopetegui, visitó la planta y el proyecto de expansión de la refinería de AXION energy, el mayor proyecto de refinación en la Argentina de los últimos 30 años, con una inversión de capital de 1.500 millones de dólares.

El secretario Lopetegui fue recibido por el ingeniero Alejandro Bulgheroni y el ingeniero Adrián Suárez. También participaron de la visita el

vicepresidente de Operaciones del Downstream, Federico García Verdier, el gerente ejecutivo del proyecto de expansión, Andrés Fedirka, y el vicepresidente de Asuntos Corporativos Agustín Agraz.

Los trabajos de ampliación en la refinería que la compañía tiene en Campana permitirán incrementar en 60% la producción de combustibles, además de mejorar aún más la calidad de la nafta y el gasoil que allí se elab

ora, con ultra bajo contenido de azufre, cumpliendo los estándares europeos de calidad, para abastecer a las más de 630 estaciones de servicio que integran la red de AXION energy en la Argentina.

Las obras encaradas generan empleo a más de 250 colaboradores propios y 3000 trabajadores de empresas contratistas.

Lopetegui, acompañado por los ejecutivos que lo recibieron, realizó

una recorrida por la planta y las áreas de ampliación, donde al momento de finalizar las obras se habrán instalado más de 200 kilómetros lineales de tuberías, 35.000 m3 de hormigón, 14.000 toneladas de estructura metálica y se habrán movido más de 140.000 m3 de tierra.

Un total de aproximadamente 13 millones de horas hombre se habrán destinado a ampliar y mejorar la refinería de AXION energy en Campana.

**XCMG IRONGROUP**

FINANCIACIÓN 100%



PROMOCIÓN  
GRÚA IRON100T



Grúas Sobre Camión



Grúas All Terrain



Excavadoras



Motoniveladoras



Rodillos Vibrocompactadores



Tiendetubos



Hidrogrúas



Camión Articulado



Camión Minero



Mixers Hormigoneros



Retroexcavadoras



Minicargadoras

FINANCIACIÓN INTERNACIONAL

Consultas por bases y condiciones

info@xcmg.com.ar  
info@iron-group.com

**IRONGROUP**

Distribuidor oficial de XCMG en Argentina

WEB

XCMG.COM.AR  
IRON-GROUP.COM

CONTACTO

☎ 0800 888 IRON (4766)  
☎ 11 6227 2500

REDES



## Vestas compró parte de Sowitec

Vestas está ejecutando una estrategia de inversión en tecnologías y capacidades comerciales que van más allá de la tecnología eólica, permitiéndonos desarrollar las soluciones de energía sostenible que mejor satisfacen las necesidades presentes y futuras de nuestros clientes.

Vestas ha adquirido una participación del 25,1% en SOWITEC, con opción a la compra completa de la compañía en los próximos tres años. Con sede en Alemania, SOWITEC es una compañía líder especializada en el desarrollo de proyectos de energía sostenible con cerca de 60 proyectos eólicos y solares que suman más de 2.600 MW en todo el mundo.

El vicepresidente ejecutivo y responsable de Ventas de Vestas, Juan Araluce, afirma que “con la adquisición de una participación minoritaria en SOWITEC, Vestas accede a una entidad desarrolladora independiente que refuerza nuestro portfolio en materia de co-desarrollo y mejora soluciones y capacidades en mercados estratégicos”.

### 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