

Informe del IAE

## La producción de petróleo recuperó 4,3% interanual

página 4

## Financiamiento chino para construir la IV central

página 19

## Caída en la demanda de gas natural

página 7

Exportaciones

## Observaciones a la autorización de ventas de gas

página 9



El mayor blackout del último siglo aún no tiene responsables

## ¿Dónde está el piloto?

El despacho eléctrico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es imbricado y complejo. Desde el punto de vista de la seguridad es similar al despacho de un aeropuerto. Se trabaja para que el abastecimiento sea seguro y confiable.

Sin embargo ocurrió lo que no debía ocurrir: el apagón más importante del último siglo. A las 7 de la mañana del 16 de junio, Día del Padre, el blackout alcanzó a la totalidad de la Argentina, Paraguay, Uruguay y parte sur de Brasil y se calcula que afectó a más de 50 millones de habitantes.

Desde la Casa Rosada los ejes comunicacionales tuvieron como premisa bajar los decibeles del acontecimiento y enmarcarlos como un hecho "anormal y extraordinario que originó una cadena de acontecimientos que terminó

causando la desconexión total". La red de transmisión SADI tuvo muchos cortes anteriormente, pero nunca un blackout total.

En un comunicado, la Secretaría de Energía atribuyó el blackout, a un "colapso del SADI" y anunció en su oportunidad que "en diez días tendremos el informe" pero hasta el cierre de esta edición, ninguno de los responsables del sistema —Secretaría de Energía, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), Transportista y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Enre)— ha brindado información que permita saber con exactitud qué pasó.

La magnitud del corte mostró las diferencias en el seno del Gobierno donde quedando al desnudo una seria división de opinión y criterio entre los funcionarios de la

Secretaría de Energía, los técnicos de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (Cammesa) y Transener, aunque es preciso recordar que Gustavo Lopetegui es secretario de Energía y también preside Cammesa.

La primera denuncia en el fuero federal no se hizo esperar: invocando "gravedad institucional nunca vista en la Argentina" fue interpuesta rápidamente, pero el resultado estará atado a las conclusiones de las investigaciones técnicas.

La confección de un informe detallado requerirá de la recolección y cruce de datos registrados en los servidores de todo el sistema, transportistas, generadores y de la Cammesa y posteriormente, deberá hacerse una interpretación razonada.

Continúa en página 2

## Promueven "Consensos Energéticos" para los próximos cuatro años

página 12

## La demanda de energía bajó 2,2 % en Mayo

página 17



**COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL**

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





Hay coincidencia casi unánime en que la situación fue consecuencia de múltiples causas, pero también de que se impone una investigación diligente, profunda y transparente.

# Las causas del mayor blackout del siglo todavía son un misterio

Viene de Tapa

Los ríos Paraná y Uruguay tienen altos niveles de agua. Es por eso que las hidroeléctricas binacionales de Salto Grande y Yacyretá al momento del blackout estaban turbinando al máximo, mientras que la demanda nacional de un domingo a las 7 de la mañana, era baja.

Ambas represas son de paso —deben dejar pasar el agua generen o no— por lo que tienen el costo más bajo de producción y este no es un detalle menor.

Salto Grande es compartida con la República Oriental del Uruguay, sobre el río Uruguay y tiene una potencia total instalada de 1.890 MW y genera una media anual de 8.500 GWh. Por su parte el Complejo Hidroeléctrico Yacyretá-Apipé (más conocido como Yacyretá), es compartido con la República del Paraguay sobre el río Paraná con una capacidad instalada de 3.200 MW y una producción de energía media anual de 20.000 Gwh.

Según se informó, al momento de la caída de la línea, se estaban importando a costo cero, alrededor de 1.000 Mw/h desde Brasil a través de Garabí, donde se encuentra una planta convertidora de corriente alterna de 60 ciclos de uso en Brasil a los 50 ciclos de Argentina.

## El sistema

El SADI es una red de transmisión de alto voltaje operada por Transener que transporta la energía producida por los generadores hasta redes de distribución que atienden a decenas de millones de usuarios. Se trata de un sistema complejo y su operación es costosa, requiere de

alta tecnología y se opera con múltiples y redundantes sistemas de seguridad.

## Qué se dijo

Pese a las previsiones, lo impensable ocurrió. En medio de una tormenta en el litoral, una puesta a tierra sacó de servicio la línea de transmisión de 500 kV que va desde Colonia Elía directo hasta el barrio de Belgrano, en la zona norte de la Capital. Al parecer y de forma simultánea, el sistema desconectó la otra línea de 500 kV que transporta desde la ciudad de Mercedes a Colonia Elía.

Una tercera línea de 500 kV, que normalmente conecta las ciudades de Colonia Elía y Nueva Campana, estaba fuera de servicio por reubicación de una torre, por lo que se estaban transportando toda la demanda hacia el sur en las restantes líneas desde ambas represas.

Si bien las redes de extra alta tensión cuentan con sistemas automatizados que desconectan cuando hay exceso de carga —o cortocircuitos— el corte debió haber sido aislado, pero esto no ocurrió y esta es otra de las grandes preguntas de los investigadores: ¿por qué estos mecanismos no aislaron el evento que llevaron al apagón total del sistema eléctrico argentino?

El principal mecanismo automático de protección se denomina Desconexión Automática de la Generación (DAG) que en 200 milisegundos puede desconectar automáticamente a los generadores si detecta un problema.

Pero algo falló, también en la DAG. Tras la falla en la línea, que intenta un recierre no lo logra y queda todo el despacho en un solo circuito, las DAG no sacaron con suficien-



te velocidad las máquinas. Algunos técnicos con mucha experiencia indican que puede haber quedado desactualizado el algoritmo o tras un mantenimiento puede haberse desconectado el vínculo de la señal DAG sobre el interruptor.

El DAG consiste en una estación maestra en un lugar secreto dentro de la red SADI y varios controladores lógicos programables ubicados en subestaciones a lo largo de la red.

Además, el DAG tiene otro sistema de comunicaciones asociado, que es inteligente y se adapta continuamente (cada 10 segundos) a las condiciones del sistema previas a

una eventual falla.

Ocurrida la misma, se desconectan los generadores en 200 mseg, disminuyen la transmisión y posibilitan la eliminación de restricciones de transmisión y minimiza costos de producción.

## Combinación

Para la mayoría de los expertos la combinación de condiciones y criterios fueron dinamita: mal clima, con tormentas y fuertes lluvias sobre las líneas de transporte y una línea fuera de servicio, por mantenimiento.

Se desestimó el aporte de generación desde el Coma-

húe, de modo de lograr un sistema más balanceado, por cualquier eventualidad. Además los técnicos señalan en particular, que hubo una gran osadía en la decisión de despachar una potencia tan elevada en relación a la demanda total y todo por un solo corredor (Litoral GBA) y con una línea de 500 kV fuera de servicio. Eso podría considerarse, una falla de criterio

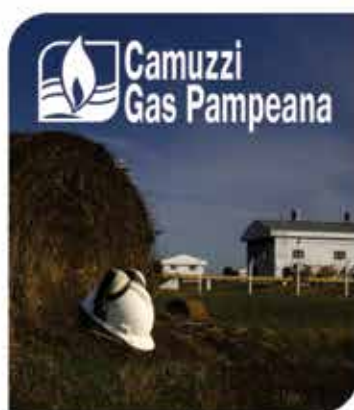
Son muchos los técnicos que consideran que las condiciones de despacho tenían un alto grado de inseguridad y con una caída de la línea, altas probabilidades de una desestabilización completa del sistema.

A esto se agregan las dudas planteadas por especialistas del sector consultados por E&N sobre que el domingo del blackout hubieran estado disponibles las dos líneas de transmisión restantes desde Yacyretá, dado que la tercera línea de transporte en Extra Alta Tensión ya se sabía que estaba fuera de servicio, desde el 18 de abril, por trabajos de traslado de una de las torres (412) que soportan el tendido.

Uno de los técnicos consultados dijo que “sí, es posible que sólo estuviera operativa una línea, y además podría haberse dado un error de diseño en la operación del sistema interconectado”. Es posible que se haya confiado demasiado que se trataba de un día con poca carga dada la menor demanda, propia de un fin de semana.

## Sottovoce

Obtener información de fuentes primarias en este caso, fue una tarea difícil. Sin embargo, hay quienes confían en la prensa y se animan a comentar, al menos en off. “Hubo errores de criterio



Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. constituyen en conjunto la mayor distribuidora de gas natural de la Argentina en términos de volumen y cubren el 45% del país en dos regiones contiguas. A través de un sistema de gasoductos de transporte y redes de distribución, las compañías abastecen a siete provincias: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

## Emergencias:

Camuzzi Gas Pampeana 0810-666-0810 / 0800-666-0810

Camuzzi Gas del Sur 0810-999-0810 / 0800-999-0810

www.camuzzigas.com





¿Vale la pena intentar mínimo costo en el sistema recargando de hidráulica a las líneas bajo una tremenda tormenta con diluvio?” dijo un ex Cammesa con muchos años de experiencia.

Según los expertos consultados, la transportista Transener, debió advertir sobre los riesgos del despacho en cuanto al límite de seguridad de cada corredor y debe informar también sobre el equipamiento indisponible, pero no tiene competencias para decidir qué generador debe despacharse. Eso es competencia exclusiva del despacho de cargas.

### Seguridad vs. costos

La importación de energía desde Brasil significa un ahorro importante en subsidios para generación. El costo de producción de energía con GNL para un Ciclo Combinado está en torno a los US\$ 50 por MW/h, mientras que la energía importada de Brasil sólo requeriría la obligación de devolución en primavera-verano.

El costo neto de una generación de ese tipo (incluido Yacyreta) hubiera sido de unos US\$ 30 por megavatio-hora, de lo cual resulta ahora un mayor costo (por el GNL) de US\$ 20 por megavatio-hora, que deberá asumir el Estado (subsidio) para no recargar las tarifas a los usuarios.

Es en este punto donde algunos expertos se detienen y se preguntan si se privilegió la reducción del déficit fiscal por sobre la seguridad del suministro, ese ahorro de costos pudo haber complicado la capacidad de reacción operativa.

“Hubo muchas térmicas que no estuvieron llamadas a entrar (en servicio), hasta después de ocurrido el incidente”, explicaron. Luego de la falla se decidió bajar la carga de energía desde Yacyretá (más barata) y activar más equipos térmicos (que utilizan GNL para generar).

“Resulta evidente que se impuso la consigna de mínimo costo. Domingo de mañana con poquísima demanda ¿qué puede salir mal como para tener que meter generación forzada?” agregó.

“Sin embargo, es la baja demanda la que pudo haber inducido al error en el criterio. A esa hora, el corte de carga que iría a balancear el sistema, pero a la hora de cor-

tar demanda había poca.”

Otro de los detalles que llamó la atención, fue la demora de El Chocón en entrar en operaciones, “14 horas, cuando no requiere más de media hora para despachar a pleno. Este asunto no es menor y requiere una auditoría” dijo la fuente consultada.

La demora de Embalse en entrar a despachar es más justificada, por la complejidad de las operaciones, incluso podría haber demorado muchos días más.

### Investigación

Fueron consultados muchos técnicos del sector y hubo una coincidencia abrumadora, en que un hecho de esta naturaleza tiene múltiples causas que deben analizarse.

Entre otra decena de factores sostienen que debe investigarse si se priorizó un despacho económico frente a un suministro seguro.

También deberá estudiarse si la reducción de costos operativos que incluyó el despido de técnicos con muchos años de experiencia y la contratación de personal y con poca calificación, fue un factor determinante en las decisiones operativas.

Entre otras cuestiones, una de las preguntas clave es ¿Era inevitable que la mera salida de servicio de una línea de 500 kV del corredor Litoral GBA, aún con una parte importante de la demanda abastecida desde el NEA Litoral, llevara al colapso total del SADI? La respuesta es coincidente y abrumadora: un no rotundo.

Una de las fuentes consultadas consideró también que deberá explicarse técnicamente “por qué no se aisló la falla, que habría ocurrido en la línea al sur de Salto Grande, entre Colonia Elía (Entre Ríos) y Belgrano (Bs.As), lo que llevó al sistema a una desconexión total, en lugar de parcial, derivando el suministro por otro tramo de la red.”

“Se operó con bajas condiciones de seguridad al realizarse carga (de energía) sólo hidroeléctrica”, refirió la fuente, que insistió con un interrogante: “Al haberse cortado la línea proveniente del Litoral, ¿por qué no se abrió la conexión por Santa Fe con la línea que viene desde Yacyretá - Resistencia?”

Otro tema a precisar es la

dificultad registrada para activar la provisión desde la La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico (CAMMESA) publicará en breve nuevos procedimientos para regular el despacho de generación de energías limpias. También avanza con una licitación para incorporar un software que permita el Control Automático de Generación (ACG). En línea con estas medidas, designará un nuevo integrante en el plantel de operación de turno en el Centro de Control de Pérez, que se ocupará específicamente de administrar la operación de las 150 cen-

respondiente.

También coinciden los expertos en que es necesario revisar la regulación del despacho de cargas (los procedimientos) para agregar criterios de seguridad al despacho de mínimo costo sujeto a restricciones.

### Responsabilidades

Para los técnicos de la CAMMESA, las líneas operadas por Transener tuvieron una falla que no fue corregida correctamente por el DAG, que terminó provocando un corte total sin que los opera-



trales renovables que estarán operativas hacia 2020. central El Chocón, ya que se debieron realizar cuatro maniobras de arranque hasta que reaccionó.

A la actuación de las DAG en Yacyretá y Salto Grande, debió seguir la desconexión automática de carga en Distribuidores y Grandes Usuarios para equilibrar la frecuencia del SADI. Pero eso no ocurrió y siguieron desconectando generadores hasta el colapso total en un tiempo muy breve. Entre los puntos de la investigación, los técnicos señalan que debe revisarse el cumplimiento del reglamento de diseño y calidad del sistema de transporte, fundamentalmente en lo que hace a los criterios para las operaciones.

Entre sus postulados, el reglamento establece que la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina y que la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento co-

rios de la transportadora eléctrica reaccionaran a tiempo para evitar la salida en cadena de toda la red nacional.

Los mismos técnicos manifestaron cierta preocupación por las movidas de los hombres de Lopetegui que buscaron descargar la responsabilidad del apagón en las operaciones de la Cammesa y por el excesivo tiempo de restablecimiento del suministro, que demandó casi cuatro horas en despachar algunas centrales térmicas que estaban en condiciones de entrar en servicio más rápidamente.

Cammesa es la responsable del despacho de electricidad en el país, ya que establece quién vende, cuándo y a qué precio. Es una empresa argentina mixta, público privada, sin fines de lucro que también interviene en las importaciones de gasoil y fuel oil para reemplazar al gas en la generación eléctrica, con subsidios del Estado.

El objeto de Cammesa es la coordinación de los despachos económico-técnicos desde el Sistema Argentino de

Interconexión (SADI), la supervisión de la calidad y seguridad de las operaciones del SADI, el monitoreo de las transacciones económicas en los mercados spot y futuro, y la gestión de las operaciones de facturación, cobro y finanzas de los fondos de mercado.

El PEN tiene a cargo la presidencia de la Cammesa (Gustavo Lopetegui) y el nombramiento directo de dos directores.

El Gerente General de la compañía es Mario Cairella, fue nombrado en su oportunidad por el ex secretario de energía, Javier Iguacel.

Pero en el sector apunta no sólo a Cammesa como responsables del corte. Transener y el Enre también están en la mira como los responsables de dar una explicación detallada y transparente de los sucesos. Por su parte el Enre es el regulador del sector eléctrico bajo el palio de la ley 24.065 y tiene entre otras funciones, controlar la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión y dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios del sistema en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de interrupción y reconexión de los suministros, y de calidad de los servicios prestados. Y aplicar sanciones en caso de incumplimientos.

### Denuncia

El hecho fue de tal magnitud que instó a una Ong a interponer una denuncia en los tribunales de Comodoro Py para que se investigue la responsabilidad de funcionarios del gobierno y empresarios por el gigantesco “blackout”.

En la denuncia se invoca “gravedad institucional nunca vista en la Argentina” y se pide investigar la responsabilidad de funcionarios gubernamentales —entre ellos al secretario de Energía Gustavo Lopetegui— y citar al empresario Marcelo Mindlin, de Pampa Energía por la administración de Transener, empresa de transporte de energía en alta tensión.

La presentación está firmada por el presidente de la Fundación por la Paz y el Cambio Climático, Fernando Miguez, ante la Cámara Federal porteña.

### 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



## 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



Informe de Coyuntura del Instituto Argentino de la Energía (IAE) - Mayo 2019 en base a datos de Abril.

# La producción de petróleo recuperó 4,3% interanual

Según el informe de tendencias energéticas, elaborado por el Instituto de la Energía General Mosconi la producción de crudo aumentó un 4,3% en relación al mismo período del año pasado y 3,1% en el acumulado de los 12 meses.

Pero es importante destacar que en abril de 2018 la producción petrolera mensual fue muy baja en términos históricos.

En cuanto al gas natural, en abril último la producción aumentó 1,8% i.a y 5,4% en el acumulado de 12 meses, pero en este orden debe considerarse que, descontada la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra (Vaca Muerta), la producción de gas natural acumulada en 12 meses cae 2,3%.

Este dato es relevante ya que la producción no convencional de Tecpetrol en Fortín de Piedra es beneficiaria de los subsidios otorgados por el plan de estímulos a la producción no convencional (Resolución 46/2017) y la revisión de los alcances de esta norma por parte del gobierno estaría incidiendo en las decisiones de inversión de las compañías operadoras.

## Upstream

Como señaláramos, en el mes de abril de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 4,3% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 9,1% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, del 24 i.a en la Cuenca Austral y del 01% i.a en la cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante). La cuenca Noroeste tuvo una disminución del 12,7% i.a, mientras que la cuenca Cuyana disminuyó la producción un 6,3%.

Es importante destacar que en abril de 2018 la producción mensual de petróleo se encontraba en valores históricamente bajos. La producción acumulada en el año móvil a abril de 2019 de petróleo fue 3,1% superior a la del año anterior. La producción anual acumulada desagregada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas.

La Cuenca Golfo de San Jorge, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral, que representan el 94% de la producción Nacional, aumentaron 0,4%, 6,4% y 21,2% en

los últimos 12 meses. En contrapartida la Cuenca Noroeste presenta una retracción del 10,2% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana con una disminución del 7,2 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 10,7%, Pan American Energy 2,7% y Tecpetrol 38,4%. 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 16,5% acumulada en los últimos doce meses a abril de 2019 mientras que la producción On Shore fue 26,7% superior a igual periodo del año anterior.

## Crudo convencional y no convencional

La producción de petróleo convencional, que representa el 83% del total, disminuyó en abril de 2019 2,3% i.a y 1,8% en el acumulado del úl-

timo año móvil. Mientras que la producción de petróleo no convencional -15,3% del total anual— aumentó 52,5% i.a y 52,5% en el acumulado de los últimos doce meses a abril de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En el mes de abril de 2019 la producción no convencional representó el 17,7% del total mensual, mientras que en el acumulado anual a marzo de 2019 es del 15,3% del total producido. Por su parte, la producción de petróleo no convencional se incrementó 52,5% i.a. debido al aumento del 67,6% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 20,3% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 13,5% de la producción total, creció 62,2% mientras que la de Tight aumentó 5,5% en el mismo periodo, representando el 1,8% de la producción total. De esta manera, la producción de petróleo no convencional anual acumulada a abril de 2019 fue 52,5% superior a igual periodo del año anterior.

## Gas natural

La producción de Gas Natural se incrementó 1,8% i.a en abril de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,4%.

La misma muestra un incremento inter anual en las cuencas Neuquina y Austral del 3,9% y 5,4% i.a. respectivamente. En la Cuenca Cuyana la producción disminuyó 6,5% i.a mientras que la cuenca Golfo San Jorge y Noroeste presentan en abril de 2019 una producción 4,6% y 8,4% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La acumulada anual crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 9,2% mientras que en la cuenca Austral el incre-

mento fue del 5,5%.

Estas dos cuencas concentran el 85% del total de gas producido en el país. Anualmente, el gas natural presenta una fuerte disminución en las cuencas Noroeste y Golfo San Jorge (-11,3% y -7,3% respectivamente).

Desagregando por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de Total Austral ha sido 1,2% 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 2,1%. Estas dos empresas representan el 55% del total del gas producido.

Por otra parte, Pan American y Tecpetrol (con un peso de 11,1% y 11,4% en el total) aumentaron su producción acumulada en el último año móvil en 1,2% y 182,5% respectivamente.

## Gas convencional y no convencional

La producción de gas natural convencional, que representa el 62% del total, disminuyó en abril de 2019 9,5% i.a y 8,9% en el acumulado de los últimos doce meses.

Por su parte el gas natural no convencional aumentó su producción en un 24,4% i.a y 40,8% en el acumulado de los doce meses a abril de 2019 según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV). En abril de 2019 la no convencional representó el 40,8% del total observándose una leve caída en la representatividad, mientras que en el acumulado de doce meses a abril de 2019 es del 38,3% del total producido.

El aumento de la producción de gas no convencional fue del 24,4% i.a. debido al aumento del 107,3% i.a en el Shale que compensó la caída del 15% i.a en el Tight.

La acumulada en los últimos doce meses de shale gas —representa el 18,5% de la producción total— creció 188% mientras que la de Tight se redujo 4,9% en el mismo periodo, representando el 19,7% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los 12 meses corridos fue 40,8% su-

## Unimos talentos a su empresa



Tte. Gral. J. D. Perón 318, Piso 2º (C1038ADH) Buenos Aires.  
E-mail: info@carballohr.com www.carballohr.com

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



Principales indicadores del sector energético

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
<b>Producción total de petróleo (Mm3/d). Abr-19</b>	80,7	77,4	78,8	76,4	↑ 4,3%	↑ 3,1%
Petróleo convencional (Mm3/d)	66,4	68,0	67,3	68,5	↓ -2,3%	↓ -1,8%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	14,3	9,4	12,0	7,9	↑ 52,5%	↑ 52,5%
<b>Producción total de gas (MMm3/d). Abr-19</b>	131,6	129,2	130,5	123,8	↑ 1,8%	↑ 5,4%
Gas convencional (MMm3/d)	77,9	86,1	80,4	88,3	↓ -9,5%	↓ -8,9%
Gas no convencional (MMm3/d)	53,7	43,2	50,1	35,6	↑ 24,4%	↑ 40,8%
<b>Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Abr-19</b>	1.851	1.927	22.474	23.465	↓ -3,9%	↓ -4,2%
<b>Demanda de Gas (MMm3/d). Mar-19</b>	102	116	122	123	↓ -12,1%	↓ -1,3%
<b>Producción biocombustibles (miles de Tn). Mar-19</b>	260	232	3.097	3.789	↑ 12,2%	↓ -18,3%
<b>Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Abr-19</b>	9.574	10.493	10.800	11.126	↓ -8,8%	↓ -2,9%
<b>Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Abr-19</b>	9.741	10.848	11.098	11.487	↓ -10,2%	↓ -3,4%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulado
<b>Transferencias corrientes (subsídios). Abr-19</b>	-	-	50.538	13.658	-	↑ 270,0%
<b>Transferencias de capital. Abr-19</b>	-	-	862	1.899	-	↓ -54,6%
<b>Saldo comercial energético (millones de u\$d). Abr-19</b>	-103	-155	96	-271	↓ -33,5%	-

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

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

Según el informe del IAE Mosconi, en el mes de abril de 2019 las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 3,9% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año

móvil tuvieron una caída del 4,2% respecto a igual periodo del año anterior.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 2,8% i.a en las ventas de Gasoil y por una disminución en las ventas de las naftas del 5,7% i.a.

Desagregando las ventas de naftas, en abril de 2019 se observan aumento respecto a igual mes del año anterior únicamente en la nafta Súper (3,4% i.a) mientras que las naftas Ultra, con una variación negativa del 25,6%, 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 0,9% i.a en las ventas de gasoil común (que ocupa el 75% del gasoil comercializado) y 8,5% i.a en el Gasoil Ultra.

Las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 4,7% respecto a igual periodo del año anterior, explicada por la disminución en las ventas de Gasoil Común que tuvieron caída del 6,7% y ocupa el 75% del gasoil comercializado.

Las Naftas disminuyeron sus ventas en términos acumulados en el año móvil 3,4%, debido a los la caída del 19% en las ventas de nafta Ultra (27% del total comercializado).

Downstream gas

El Gas entregado en el mes marzo de 2019 fue de 101,6 MMm3/d. En este sentido, las entregas totales fueron 12,1% menores en términos i.a mientras acumula una reducción del 1,3% en los últimos doce meses corridos respecto a

perior a igual periodo del año anterior.

El aporte de Tecpetrol

La empresa que más aporta al incremento de la producción total de gas natural es Tecpetrol, ello 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 abril de 2019 la producción anual de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 586% aportando 11,1 MMm3/d sobre un total de 130,5 MMm3/d (8,5% del total). Esto significa que la producción total de gas acumulada en doce meses será 5,4%.

Sin embargo, no es trivial el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra ya que en ausencia de éste la producción de gas declina 2,3% anual.

En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 25,8% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento inter anuales.

La no convencional total crece 24,4% i.a en abril de 2019 mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (13,8 MMm3/d en abril), la producción no convencional crece 3,6% i.a.

Del mismo modo, la producción no convencional creció 40,8% anual en abril de 2019 respecto a igual mes del año anterior, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra aumenta 14,7% en el periodo. Como se muestra, la producción de Tecpetrol a partir del yacimiento no convencional Fortín de Piedra continúa presentándose como determinante para analizar el desempeño de la producción de gas natural.

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 convencional esté declinando anualmente y que la producción total en ausencia del aporte de Tecpetrol en 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 la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva.

Subsidios

Hasta el mes de mayo de 2018 la producción de gas no convencional de la cuenca Neuquina fue beneficiaria de



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace más de 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.





igual periodo del año anterior. En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 2,6% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una retracción del 0,3% respecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el Gas entregado a la Industria disminuyó 6,3% i.a mientras que se incrementó 3,2% en el acumulado para el último año móvil a marzo de 2019 respecto a igual periodo del año 2018.

Las Centrales Eléctricas consumieron 23,7% menos en marzo de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 5,3% 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 (-1,2% versus +5,4%) 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 disminuyó 6% i.a en

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

	abr-19	abr-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Oferta neta	9.893	10.853	11.202	-	-8,8%	-2,7%
Generación neta local	9.741	10.848	11.098	11.487	-10,2%	-3,4%
Térmica	5.825	7.055	7.000	7.416	-17,4%	-5,6%
Hidráulica	2.722	3.037	3.233	3.357	-10,4%	-3,7%
Nuclear	640	575	486	499	11,3%	-2,6%
Renovable	554	180	379	215	207,3%	76,3%
Eólica	331	59	197	-	458,8%	270,0%
Solar	50	2	24	-	2820,0%	1497,5%
Hidráulica renovable	138	102	121	-	36,1%	-10,5%
Biomasa	13	6	22	-	97,6%	24,8%
Biogas	22	11	15	-	96,5%	108,7%
Importación	152	6	104	-	2592,9%	347,9%

Fuente: IAE en base a CMMESA

abril de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 2,3%.

#### Evolución de los subsidios

Los subsidios energéticos devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de abril de 2019 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 270% en el acumulado a abril de 2019 respecto a igual periodo del año anterior. Es-

to implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 36.880 millones en el primer cuatrimestre de 2019 respecto a igual periodo de 2018.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a abril de 2019 fueron para CMMESA (\$ 23.338 millones) con un incremento de 233%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 15.221 millones, es decir 914% más que igual periodo del año anterior, el Plan Gas (Resolu-

ción 46 MINEM) con \$ 3.852 millones y el ente Binacional Yaciretá con \$ 3.149 millones.

Los subsidios otorgados a CMMESA sugieren que existe un aumento en subsidios generales a pesar de la derogación y traspaso a las provincias de la Tarifa Social Eléctrica. Los aumentos en las transferencias a CMMESA e IEASA pueden explicarse principalmente por dos factores: por la devaluación de la moneda y su impacto en los combustibles utilizados para generar energía eléctrica y para consumo interno, típicamente Gas Natural; y por el aumento en el precio del gas importado de Bolivia.

#### Situación del mercado eléctrico:

En abril de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 8,8% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 2,9% respecto a igual periodo del año anterior.

La demanda total del sistema fue de 9.574 GWh en abril del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 10.493 GWh. En el mes de abril de 2019 disminuyó el consumo en todas las categorías en términos inter anuales: la demanda residencial disminuyó 10% i.a, la demanda comercial se redujo 9,4% i.a, y la demanda industrial/comercial de energía eléctrica fue 6,6% inferior a igual mes del año anterior.

No se presentan factores climatológicos significativos

que expliquen la caída en la demanda residencial ya que en abril de 2019 fue un mes templado, teniendo una temperatura media de 19,7 °C, esto es algo por encima de la media histórica (17 °C).

Por otra parte, la caída interanual en la demanda industrial y comercial 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 (mayo 2019 - abril 2019) indican que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 1,6% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 2,7% y 5,1% en el periodo.

La oferta neta de energía eléctrica disminuyó 8,8% i.a en abril de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 2,7%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 9.893 GWh en abril de 2019, mientras que había sido de 10.853 GWh para el mismo mes del año anterior. La generación media mensual fue de 11.202 GWh.

La generación neta local disminuyó 10,2% i.a en abril de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 3,4%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable y nuclear, que aumentaron 203,7% y 11,3% i.a.



**TGN**  
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**



**IPH 7 AÑOS**

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

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Monogram, License No. 9012. **Grosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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



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

# Caída en la demanda de gas natural

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 m<sup>3</sup>, mientras que en 2018 ese caudal aumentó hasta los 45.084.687 millones de m<sup>3</sup>. Según la consultora, el consumo interno durante el primer trimestre de 2019, se mantuvo en el entorno de los 105,012 millones de m<sup>3</sup>, mientras que en igual periodo 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 oficiales (-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, quie-

nes 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 (m<sup>3</sup>) y en 2018, 8,1 millones de m<sup>3</sup>. Litoral Gas en 2016 distribuyó 6,1 millones de metros cúbicos y en 2018, 6,4 millones de m<sup>3</sup>.

Las distribuidoras que mantuvieron el nivel de distribución fueron Naturgy (ex Gas Natural Fenosa), que mantuvo un volumen de 4,5 millones de m<sup>3</sup>. Por su parte

la patrónica Camuzzi Gas del Sur comercializó en 2016 8,1 millones de m<sup>3</sup> y descendió en 2017 a 7,5 millones de m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup>, mientras que su homónima cuyana pasó de 2,5 a 2,4 millones de m<sup>3</sup>.

En el caso de Camuzzi Gas Pampeana se notó la caída: en 2016 distribuyó 8,3 millones

de m<sup>3</sup> en y en 2018, 8,1 millones. Por su parte, la más pequeña, Gasnea disminuyó casi un 10% el volumen distribuido, pasando de comercializar 3,1 millones de m<sup>3</sup> en 2016 a 2,7 millones m<sup>3</sup> 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 1150%. A partir de Junio de 2019 se comenzó a exportar LNG.

Continúa en página 8



Apostamos  
a una matriz  
energética  
con el gas  
como  
protagonista.

Estamos haciendo  
realidad Vaca Muerta





Hasta 20 millones de m<sup>3</sup> de gas comprará a Bolivia

## Argentina empieza a incrementar sus nominaciones

El ministro de Hidrocarburos de Bolivia, Luis Alberto Sánchez, informó que el mercado de gas natural argentino incrementó en los últimos días el volumen de sus nominaciones.

“Se registró un ascenso en los últimos días en las nominaciones hasta aproximadamente 20 millones de metros cúbicos por día (MMCD), debido al comienzo de la época de invierno en la que el requerimiento es mayor y ya se empieza aplicar el precio de GNL”.

Bolivia y Argentina mantienen la provisión de gas tras la adenda al contrato vigente que fue firmada en febrero pasado por las empresas estatales YPF y la argentina IEASA (antigua Enarsa), que establece un mejor precio en comparación a la anterior fórmula de cálculo.

En el periodo de verano, el precio es WTI más 15% y en invierno es precio GNL más un porcentaje de regasificación, esto nos permitirá generar mayores ingresos para el país y las regiones”.

Respecto a Brasil, el ministro explicó “el mercado de brasilero se liberó, Petrobras ya no tiene el monopolio, ahora hay una competencia entre los operadores de Brasil, por el GNL y el gas boliviano. Bolivia tiene un plus, el bajo costo de producción y gasoductos amortizados.

Por eso en los últimos meses hemos firmado varios acuerdos comerciales con empresas distribuidoras y comercializadoras, que permitirán a YPFB internacionalizarse”.

Bajo este escenario Bolivia empezó a negociar con los Estados de Brasil, por lo que el jueves pasado firmó un acuerdo con Mato Grosso, mercado en el cual YPFB no solo será vendedor de gas, sino participará en la comercialización y distribución en Brasil, “esto va permitir tener mayores márgenes de utilidad a YPFB, asimismo se abre la posibilidad de ser accionistas en las plantas termoeléctricas.

Por ejemplo, hoy vendemos a US\$ 6 el millar de BTU y llega al consumidor final entre US\$ 15 a 20; de este monto Bolivia solo percibe ingresos por la exportación. Con esta nueva lógica de mercado, los ingresos se van a incrementar por la comercialización y la distribución en territorio brasilero”.

Dentro del proceso de internacionalización, “YPFB no solo proveerá gas, sino que también será la empresa a cargo de las conexiones, de la distribución y comercialización. Además de la venta de urea y GLP en Paraguay, Brasil, Argentina, Perú. Estas son buenas noticias de las cuales deberíamos sentirnos muy orgullosos”.

## Caída en la demanda de gas natural

Viene de página 7

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 m<sup>3</sup> 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 metros cúbicos (MMm<sup>3</sup>/d) de gas natural a Chile, y otro 0,1 MMm<sup>3</sup> 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 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 m<sup>3</sup> 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. Los datos surgen de los informes que realiza año a año el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas).

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 MMm<sup>3</sup> 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 MMm<sup>3</sup> a través del sistema de Transportadora de Gas del Norte (TGN) y 2,7 MMm<sup>3</sup> mediante los ductos de Transportadora de Gas del Sur (TGS).

Proyectando Energía



**Víctor Contreras**  
victorcontreras.com.ar



El ex secretario de Hidrocarburos de la Nación señala detalles a tener en cuenta en las resoluciones de la SE

# Característica y curiosidades de las autorizaciones de exportación de Gas

Por Alberto Fiandesio \*

Desde el 24 de septiembre del 2018 hasta el 14 de marzo del 2019 se emitieron veinticuatro autorizaciones de exportación de gas natural, veinte con destino a Chile dos a Uruguay y dos a Brasil. Las mismas tienen una serie de características que se describen a continuación:

El volumen diario total autorizado es de 23.718.937 de m3 de 9.300 kilocalorías. De ese volumen, 7.012.625 m3 se exportarán desde la Cuenca Austral (29,5%) y el resto (15.956.313 m3) desde Cuenca Neuquina.

Todas las autorizaciones tienen plazo y cláusula de interrupción de la exportación por cuestiones de abastecimiento interno. Diez autorizaciones tienen plazo de vigencia hasta mayo de 2019, lo cual sería coincidente con el aumento de consumo interno por época invernal.

Sin embargo hay otras au-

Los compradores (\*) del país trasandino son:

Methanex	4.212.625 m3	17,8%
Colbún SA	8.350.000 m3	35,2%
AGESA	1.500.000 m3	6,3%
INNERGY	1.900.000 m3	8,0%
ENAP	1.400.000 m3	5,9%
GASCO	100.000 m3	0,4%
ENGIE	1.000.000 m3	4,2%
GasValp	500.000 m3	2,1%
BG Chile	1.750.000 m3	7,4%
<b>TOTAL</b>	<b>20.712.625 m3</b>	<b>87,3%</b>

(\*) Methanex: productor de metanol; Colbún: generador eléctrico; AGESA: Aprovechadora Global de Energía es una empresa de Metrogas Chile creada en 2016 para importar gas natural; INNERGY: comercializadora de gas natural a la gran industria; ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile; GasValpo SpA - Distribuidora de gas por redes de Chile; BG Chile - British Gas Chile - Propietario de parte de la Terminal Quintero; ENGIE Generador en Chile

torizaciones que exceden el inicio del invierno argentino y su plazo vence en octubre de 2019 (PAE a AGESA y TOTAL a Colbún) en noviembre de 2019 (PAMPA a Colbún) y en diciembre de 2019 (ENAP Sipetrol a ENAP). TOTAL AUSTRAL a Gas Valpo y BG Chile vencen en mayo de

2020, YPF a Methanex en enero de 2020 y Pluspetrol a BG Chile en abril de 2020.

Casi todas las autorizaciones de exportación a Methanex vencen en junio de 2020. En este caso existe la posibilidad de que se exporte en invierno al mismo tiempo que se esté importando LNG por Es-

cobar. Todas las autorizaciones tienen un volumen diario máximo a exportar y un volumen total aprobado. Pero los números no cierran.

En el caso de las Resoluciones 10, 11 y 12, todas del 2018, si dividimos el volumen total por el volumen diario, nos arroja un resultado de 639 días (479.250.000/ 750.000). Pero si tomamos los plazos de la resolución el resultado es diferente. Entre el 24 de noviembre de 2018 (publicación en el Boletín Oficial) y el 1° de junio de 2020 hay 616 días, por lo que el volumen real autorizado sería de 1.522.000 m3, o sea, un 3,7% superior.

La Resolución N° 36/2018, autoriza a exportar 479.250.000 m3 de 9300 Kcal, lo que dividido por el volumen diario de 750.000 m3 arroja una cantidad de días de 639. Ahora bien, la cantidad de días hábiles entre la fecha de publicación en el BO (12-10-2018) y el plazo de vencimiento 1° de junio de 2020 es de 598 días. La autorización real dia-

ria resulta de 801.420 m3, un 6,9% superior.

Para el cálculo se está toma la mayor cantidad de días hábiles posible, esto es, desde la fecha de publicación de las distintas resoluciones hasta los plazos mencionados en las mismas. Esos valores podrían ser aún menores en caso en que la notificación fehaciente mencionada en las resoluciones se demore.

En el caso de las Resoluciones 57 y 61/2018, si dividimos el volumen total por el volumen diario, nos arroja un resultado de 212 días (275.600.000 / 1.300.000). Pero si tomamos los plazos de la resolución el resultado es, nuevamente, diferente. Entre el 1° de noviembre de 2018 (publicación en el Boletín Oficial) y el 1° de mayo de 2019 hay 181 días, por lo que el volumen real autorizado sería de 1.522.000 m3, o sea, un 17,1% superior.

En el caso de la Resolución 159/2018, dividimos 159.000.000 m3 por 750.000 m3/día y nos da también 212 días. Con los plazos de la resolución, entre el 29 de noviembre de 2018 (publicación en el Boletín Oficial) y el 1° de mayo de 2019 hay 153 días, por lo que el volumen real autorizado sería de 1.039.000 m3, o sea, un 38,6% superior.

## MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com





Seguramente habrá una explicación para esto, pero no aparece en la superficie.

En febrero una nueva autorización de exportación de gas natural causa sorpresa. A través de la Resolución N° 30 del 8 de febrero de 2019 se otorgó una autorización de exportación de 1.000.000 de metros cúbicos diarios a Energy Consulting Services S.A., que resulta ser una comercializadora de gas natural, inscrita como tal en el correspondiente registro del ENARGAS.

Causa sorpresa porque es la primera autorización que se concede a una empresa que no es productora sino comercializadora. También hay que destacar que se trata del menor precio autorizado de todas las exportaciones. Se exportará gas a 3,81 US\$/MMBTU.

Como si esto fuera poco, se exporta gas de la Cuenca Neu-

quina (áreas El Portón, Loma La Lata, Sierra Barrosa, Centenario Centro, Agua Salada y Los Bastos) pero el Punto de Exportación (ver <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural/detalle/id/29>) se establece en Paso de Jama, Gasoducto Norandino. Las explicaciones a tamaño imposible no se encuentran disponibles en la reglamentación emitida. Por último, y como ya ha sucedido en otras autorizaciones los números no cierran. Se puede exportar desde la publicación de la Resolución (08/02/2019) hasta el 1 de mayo de 2019. Son 82 días a razón de 1.000.000 de m<sup>3</sup>/d. O sea un total de 82.000.000 millones de metros cúbicos. Sin embargo la resolución permite exportar (en un considerando, no en el articulado) hasta 212.000.000 millones de m<sup>3</sup>. Es equivalente a que se autori-

zaran 2,59 millones de m<sup>3</sup> por día. Desprolijo.

En marzo se otorga una nueva autorización de exportación de gas natural a YPF. A través de la Resolución N° 68 del 1 de marzo de 2019 y publicada en el Boletín Oficial de 6 de marzo, el Ministerio de Hacienda otorga a YPF S.A. una nueva autorización para exportar gas natural a Chile, en este caso a la productora de Metanol Methanex S.A. en el sur del continente.

Como ya ha sucedido con las anteriores autorizaciones, ésta no está exenta de ciertas particularidades que llaman la atención. En primer lugar, la Resolución no establece un volumen diario de exportación como ha sido norma hasta ahora en 19 de las 22 autorizaciones emitidas a esa fecha, sino que se menciona un volumen total de 365.000.000 de metros cúbicos en un período que va desde la comunicación (digamos el 6 de marzo, día de publicación en el Boletín Oficial) y las cero horas del 1 de enero de 2020.

Sin embargo, la empresa Methanex en su solicitud a la Secretaría de Energía, publicada en la página web de la misma, pide 1.150.000 m<sup>3</sup>/día como cantidad máxima diaria estival hasta el 30/04/2019 y entre 01/10/2019 y 01/01/2020, y 523.000 m<sup>3</sup>/día máximo invernal entre 01/05/2019 y 30/10/2019. Nada de esto se menciona en la Resolución sino que se reduce todo el tema a un volumen total en el período total.

Pregunta que queda "picando" una vez más: ¿se va a exportar gas natural mientras se importa gas natural licuado desde Escobar y gas natural desde Bolivia? Veamos qué dicen los volúmenes puestos en juego:

Entre el 6 de marzo de 2019 y las 0 horas del 1 de enero de 2020 hay exactamente 300 días corridos. Si dividimos el volumen autorizado total por esos días nos arroja un promedio diario de 1.216.666 metros cúbicos. Esta cantidad resulta superior incluso al promedio diario máximo solicitado por la empresa para el período estival. Desprolijo.

En lo que hace al valor de las exportaciones, YPF SA tiene un precio mayor en el período invernal y uno menor en el estival, a los que obtuvieron oportunamente Pan American Sur, Total Austral, CGC y Wintershall. YPF vende en el invernal (de nuevo: ¿se exporta gas en invierno?) a 4.55 u\$/MMBTU y sus vecinos a 4.50 (un 1.11% por debajo). En el período estival YPF comercializa a 3.12 u\$/MMBTU y las otras empresas a 3.45 (un 10.58% por encima). Alguien negoció mal. Resulta claro que, se supone, los mayores volúmenes de exportación se verificarán en la época estival, a menor precio.

#### Los compradores en Brasil:

AES URUGUAYANA	750.000 m <sup>3</sup>	3.2%
TSB	10.833 m <sup>3</sup>	0.0%
<b>TOTAL</b>	<b>760.833 m<sup>3</sup></b>	<b>3.2%</b>

#### El único comprador en Uruguay:

UTE	2.245.479 m <sup>3</sup>	9.5%
-----	--------------------------	------

#### Los vendedores argentinos son:

Pan American Sur	750.000 m <sup>3</sup>	3.2%
Total Austral SA	3.850.000 m <sup>3</sup>	16.2%
CGC SA	2.050.000 m <sup>3</sup>	8.6%
Wintershall SA	2.250.000 m <sup>3</sup>	9.5%
Pan American Energy	4.456.313 m <sup>3</sup>	18.8%
YPF SA	4.212.625 m <sup>3</sup>	17.8%
Exxon Mobil	400.000 m <sup>3</sup>	1.7%
Pampa Energia	2.600.000 m <sup>3</sup>	11.0%
ENAP Sipetrol	1.400.000 m <sup>3</sup>	5.9%
ENERGY CONSULT.	1.000.000 m <sup>3</sup>	4.2%
Pluspetrol	750.000 m <sup>3</sup>	3.2%
<b>TOTAL</b>	<b>23.718.937 m<sup>3</sup></b>	<b>100.0%</b>

Esta variación en los precios lleva también a otra reflexión: ¿siendo Methanex un productor mundial importante de un commodity (metanol), el precio que paga por su principal insumo no depende del valor del producto? Pareciera que lo que se paga depende de la disponibilidad o no de gas en Argentina (oferta y demanda) y Methanex ganará o perderá de acuerdo al valor del metanol en el mundo. En estas condiciones parece que cuando el metanol baje su valor internacional Methanex dejará de comprar ya de que no hay cláusula (a la vista) de take or pay.

#### Total

A través de la Resolución N° 79 del 7 de marzo de 2019 y publicada en el Boletín Oficial del 11 de marzo, el Ministerio de Hacienda otorga a Total Austral una nueva autorización para exportar gas natural a Chile, en este caso a

British Gas Chile (BG Chile), empresa propietaria de parte del paquete accionario de la terminal Quintero, proveedor y comercializador de GNL en país trasandino.

La Resolución establece un volumen diario de exportación de 1.000.000 de m<sup>3</sup> por día y un volumen total de 455.000.000 de metros cúbicos en un período que va desde la comunicación (digamos el 11 de marzo, día de publicación en el Boletín Oficial) y las seis horas del 1 de mayo de 2020.

Ni la Resolución, ni el pedido publicado en la página web de la Secretaría General de Energía hacen mención a distinción alguna entre período estival e invernal por lo que queda sin respuesta (una vez más) si se va a exportar gas natural mientras se importa gas natural licuado desde Escobar y gas natural desde Bolivia. Por otro lado, entre el 11 de marzo de 2019 y las 1 de mayo

#### Los compradores (\*) del país trasandino son:

AGESA	1.700.000 m <sup>3</sup>	18.1%
INNERGY	4.100.000 m <sup>3</sup>	43.6%
ENEL	1.000.000 m <sup>3</sup>	10.6%
GasValpo SPA	500.000 m <sup>3</sup>	5.3%
BG Chile	1.500.000 m <sup>3</sup>	18.1%
<b>TOTAL</b>	<b>8.800.000 m<sup>3</sup></b>	<b>93.6%</b>

#### El único comprador en Uruguay:

ANCAP	600.000 m <sup>3</sup>	6.4%
-------	------------------------	------

#### Los vendedores argentinos son:

Total Austral SA	1.500.000 m <sup>3</sup>	16.0%
Pan American Energy	1.000.000 m <sup>3</sup>	10.6%
YPF SA	5.700.000 m <sup>3</sup>	60.6%
Exxon Mobil	600.000 m <sup>3</sup>	6.4%
IEASA	600.000 m <sup>3</sup>	6.4%
<b>TOTAL</b>	<b>9.400.000 m<sup>3</sup></b>	<b>100.0%</b>

(\*) AGESA: Aprovechadora Global de Energía es una empresa de Metrogas Chile creada en 2016 para importar gas natural; INNERGY: comercializadora de gas natural a la gran industria; GasValpo SpA - Distribuidora de gas por redes de Chile; BG Chile - British Gas Chile - Propietario de parte de la Terminal Quintero; Generación eléctrica en Chile



**CONSTRUCTORA SUDAMERICANA**

EPC Central de Cogeneración Terminal 6

PARQUES EÓLICOS  
La Castellana I y II - La Genoveva I y II - Achiras II

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

ARGENTINA | CHILE | URUGUAY



de 2020 hay 417 días corridos. Si se exportan 1.000.000 de m<sup>3</sup>/día el total arrojaría 417.000.000 m<sup>3</sup> en el período considerado y no 455.000.000 como establece la Resolución. Esto considerando, claro, que se exporta ese millón también en época invernal.

En lo que hace al valor de las exportaciones, esta autorización tiene la particularidad que tienen un precio variable mes a mes, "por acuerdo de las partes", que va de 3.895 a 4.085 US\$/Mmbtu.

Es llamativo que no haya un valor firme que, además, es el menor de los autorizados de todas las exportaciones que se verifican por Paso Maipo.

La propia Total exporta por ese punto a Colbún S.A. por un valor de 4.2 US\$/Mmbtu, superior en un 2,8% y un 7,8% a los establecidos en esta operación. Se debe aclarar una vez más que los precios de las exportaciones no son incluidos en las Resoluciones, sino que hay que encontrarlos en la información publicada en la página web de la SGE.

#### Pluspetrol

A través de la Resolución N° 97 del 14 de marzo de 2019 y publicada en el Boletín Oficial el 18 de marzo, el Ministerio de Hacienda otorga a Total Austral, una nueva autorización para exportar gas natural a Chile a BG Chile empresa propietaria de parte del paquete accionario de la terminal Quintero, proveedor de GNL al país trasandino y comercializador, con destino a consumo doméstico, industrial y eléctrico.

La Resolución establece un volumen diario máximo de exportación de 750.000 m<sup>3</sup> por día y un volumen total de 340.500.000 de metros cúbicos en un período que va desde 1 de febrero de 2019 y las seis horas del 30 de abril de 2020. Una nueva curiosidad se suma a las muchas ya encontradas en casi la totalidad de las autorizaciones ya que, en este caso, se autoriza a exportar desde el 1° de febrero y la Resolución se publica el 18 de marzo del mismo año. Incomprensible.

Ni la Resolución, ni el pedido publicado en la página web de la Secretaría General de Energía hacen mención a distinción alguna entre período estival e invernal por lo que queda sin respuesta (una vez más) si se va a exportar gas natural mientras se importa gas natural licuado desde Escobar y gas natural desde Bolivia. Por otro lado, entre el 18 de marzo de 2019 y las 30 de abril de 2020 hay 409 días corridos. Si se exportan 750.000 m<sup>3</sup>/día el total arrojaría 306.750.000 m<sup>3</sup> en el período considerado y no 340.500.000 como establece la Resolución. Esto considerando, claro, que se exporta esos 750 mil también en

época invernal.

En lo que hace al valor de las exportaciones, esta autorización tiene un precio establecido de 4.05 u\$s/MMBTU pero desde boca de pozo lo que hace que su comparación con otras deberá incluir el costo de transporte hasta el punto de intercambio. ¿Quién paga ese transporte? ¿El comprador o el vendedor?

Se debe aclarar una vez más que los precios de las exportaciones no son incluidos en las Resoluciones, sino que hay que encontrarlos en la información publicada en la página web de la SGE.

Desde el 14 de marzo del 2019 se emitieron siete autorizaciones de exportación de gas natural: seis con destino a Chile y una a Uruguay. (Ver Plani-

lla en Anexo I)

Las mismas tienen una serie de características particulares: El volumen diario total autorizado es de 9.400.000 m<sup>3</sup> de 9.300 kilocalorías.

De ese volumen, 8.800.000 m<sup>3</sup> se exportarán desde la Cuenca Neuquina (93.6%) y el resto queda indefinido ya que la exportación a Uruguay a realizarse por IEASA tiene un régimen especial que, a priori, no determina el origen, salvo en el período invernal en el que podrá ser abastecido por la importación de LNG por Escobar.

Todas las autorizaciones tienen plazo y cláusula de interrupción de la exportación por cuestiones de abastecimiento interno, salvo la emitida a IEASA en la que una parte del

volumen se entrega en condición firme. Una sola autorización tiene plazo de vigencia hasta mayo de 2019, lo cual sería coincidente con el aumento de consumo interno por época invernal.

El resto excede el invierno de 2019. La autorización a IEASA tiene plazo hasta mayo de 2021, o sea que abarcará los inviernos de 2019 y 2020. Todas las autorizaciones tienen un volumen diario máximo a exportar y un volumen total aprobado. Las autorizaciones emitidas en esta segunda parte solucionan el problema de redacción mediante el cual no coincidía el plazo total con los días calculados. Este problema hacía dudar acerca de cuál es el verdadero volumen a exportar.

Con el simple sistema de incorporar el siguiente texto: "... hasta completar la cantidad máxima total equivalente al volumen de exportación diaria autorizada por la cantidad de días de vigencia de esta autorización desde su otorgamiento, lo que ocurra primero" se resuelve el problema.

Claro que el volumen total autorizado sigue figurando como dato en los considerandos, lo que debiera ser eliminado.

*(\*) El Ingeniero Alberto Fiandesio 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/>*



**SABEMOS QUE NECESITAMOS ENERGÍA PARA CRECER. POR ESO, EXPLORAMOS Y DESARROLLAMOS NUEVOS RECURSOS PARA NUESTRO PAÍS.**

Usamos la innovación y la tecnología para operar de manera responsable, contribuyendo al desarrollo de la comunidad y limitando los impactos en el medio ambiente.





Lineamientos para la construcción de una política energética de largo plazo

# Ex Secretarios promueven “Consensos Energéticos” para los próximos cuatro años

Bajo el título “Lineamientos de una política energética de largo plazo”, ocho ex Secretarios de Energía que se desempeñaron durante los gobiernos de Raúl Alfonsín, Carlos Menem, Fernando De la Rúa y Eduardo Duhalde, emitieron un documento conjunto en el que señalan sus coincidencias respecto de lo actual en el rubro por el gobierno actual (así como en otros anteriores cuestionaron la gestión sectorial de los gobiernos kirchneristas) y plantean los objetivos que a su juicio deberían alcanzarse durante el período 2019-2023, coincidente con el de un nuevo gobierno nacional.

El texto completo, suscripto por Emilio Apud, Julio César Araoz, Enrique Devoto, Alieto Guadagni, Jorge Lapeña, Daniel Montamat, y Raúl Olocco, es el que sigue:



Alieto Guadagni, Raúl Olocco, Daniel Montamat, Jorge Lapeña, Emilio Apud, Enrique Devoto, Julio César Araoz

## Cambios en el paradigma energético mundial y en el modelo productivo argentino

Los cambios en el paradigma energético mundial nos deben servir de referencia para elaborar una estrategia energética argentina de largo plazo. La matriz de energía primaria del mundo sigue dependiendo de los combustibles fósiles en un 85%: 34% petróleo, 28% carbón y 23% gas natural, y en cuanto a la matriz energética de generación de electricidad 38% corresponde al carbón, 23% al gas natural, 4% al petróleo, y 35% a energías alternativas (hidroeléctrica 16%, nuclear 10%, y 10% renovables).

A su vez, en la matriz mundial de consumo final, la energía eléctrica, que sólo representa el 20%, comienza a aumentar su participación respecto al gas y a los combustibles fósiles. El mundo experimenta un cambio de paradigma y de su modelo económico y energético a partir de la Cumbre de Copenhague en 2009, y debe ir hacia una economía de bajo carbono

no y más baja intensidad energética como forma de controlar el Cambio Climático. Este es uno de los mayores desafíos que afronta la humanidad: donde la combustión con carbón es el principal problema y el gas natural la principal solución en la transición, hasta que las renovables (u otra forma disruptiva sin emisiones) tomen un rol preponderante para cumplir con los objetivos de mitigación.

La Argentina debe orientar su política energética y su estrategia de largo plazo tomando en cuenta las tendencias dominantes y anticipándose a posibles cambios, con la ventaja que nuestro país exhibe una matriz energética de mayor calidad que el promedio internacional.

En la Argentina el gas natural, combustible más limpio y de menor emisión de CO<sup>2</sup> por unidad de energía producida, tiene una participación total de 59% mientras que el consumo de carbón sólo del 1%, y análogamente ocurre en la generación de electricidad donde el carbón que en el mundo es el principal combustible para la generación eléctrica en

nuestro país su aporte es solo muy marginal.

Nuestro país ha realizado antes del comienzo de la lucha mundial para la mitigación del Cambio Climático (Río, Brasil, 1992) una profunda transformación de su matriz energética a partir de una inteligente utilización de las reservas del yacimiento gigante de gas de Loma de la Lata que permitieron sustituir grandes cantidades de derivados del petróleo y carbón.

En la actual estructura mundial de la energía hay tres tendencias que se afianzan por el lado de la oferta, y dos por el lado de la demanda.

Por el lado de la oferta: 1) La sustitución entre energías fósiles: el carbón y el petróleo son sustituidos por gas natural en la matriz primaria. En el 2030 la participación del gas superaría la del carbón en la ecuación energética mundial.

2) La diversificación de las fuentes de energía con creciente participación de las fuentes alternativas. Eso se advierte más en la matriz de generación eléctrica donde las energías renovables como la eólica y solar, promocionadas por

sus ventajas medioambientales, han reducido sus costos de manera significativa.

3) La mayor electrificación del consumo final de energía (acá se reflejará, entre otras irrupciones tecnológicas, la penetración de los autos eléctricos en el parque automotriz).

Por el lado de la demanda mundial las tendencias dominantes son: 1) La necesidad de descarbonizar el consumo de energía por los problemas ambientales localizados y los crecientes problemas del cambio climático global.

2) La posibilidad de hacer una gestión inteligente de la demanda de energía introduciendo internet en las redes eléctricas y promoviendo la interacción de la oferta y la demanda (medidores inteligentes e internet de las cosas).

Puede haber cambios disruptivos que aceleren o ralenticen estas tendencias. Por ahora los que se insinúan como más probables son: por el lado de la oferta: a) la tecnología de celdas combustibles que usan hidrógeno; b) el almacenamiento de electricidad en baterías a escala 1

Consumir menos energías provenientes del Carbón mineral y de los hidrocarburos reemplazando por energías que no produzcan CO<sub>2</sub> por como subproducto de la combustión con costos que podrían viabilizar su desarrollo comercial. Por el lado de la demanda, las crecientes preocupaciones de la sociedad global por las consecuencias del cambio climático cohesionan preferencias para imponer el uso de energías limpias internalizando los costos ambientales de las emisiones contaminantes y reduciendo la tasa de intensidad energética.

## El acuerdo de París 2015 (COP 21) debe ser referencia para el diseño de nuestra política energética

Si bien el Acuerdo de París en 2015 (con el precedente de Copenhague 2009) no se ha traducido en compromisos mandatorios de reducción de gases de efecto invernadero, los Estados signatarios asumieron compromisos voluntarios que influyen en las políticas energéticas nacionales generando una conciencia colectiva sobre el problema. Los cambios disruptivos pueden acelerar la transformación del paradigma actual con predominancia fósil, y preeminencia del carbón sobre el gas natural y precipitar los tiempos políticos que aceleren la presión y las regulaciones tendientes a controlar y a reducir la huella de carbono en la actividad económica.

Nuestro país debe definir una estrategia de largo plazo, en sintonía con los cambios estructurales del sector energético mundial, o sea, transición gasífera, y sustitución entre fuentes térmicas menos emisoras de GEI en reemplazo de las más emisoras en el corto y mediano plazo y descarbonización global en el largo plazo. La Argentina posee el potencial para desarrollar su estrategia energética habida cuenta que tiene una matriz energética moderna con gran

**GMKT** Garantiza Gasmart®

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

Salta  
Av. Chile 1243  
Tel. (0387) 4954721 / 59

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

gmk.com.ar





preeminencia del gas natural.

La estrategia energética de largo plazo bien concebida y acordada nos debe llevar desde la escasez actual y los acomodamientos de precios y tarifas, a un escenario de energía abundante, sustentable y de precios competitivos para la producción y el consumo.

### **Crisis energética en 2015: Los avances y los desafíos pendientes**

La crisis energética que afectaba a nuestro país hacia finales de 2015 (diagnosticada y analizada por el grupo de Ex Secretarios) ha sido superada en su fase aguda, pero la transición a un sistema energético sustentable y competitivo tiene importantes desafíos aún pendientes.

. En 2019 el sector eléctrico opera con más reservas técnicas, y así en los meses de mayor demanda durante el verano pasado pudo abastecerla en condiciones adecuadas. Los sistemas de transmisión en alta y extra alta tensión, han funcionado en forma satisfactoria con razonable calidad de servicio.

. Los sistemas de distribución de las Distribuidoras hasta ahora reguladas por el Estado Nacional han experimentado también una mejora paulatina de sus niveles de calidad de producto técnico comercial respecto al período 2013/2015.

. Los informes oficiales indican que en 2018 la frecuencia de las interrupciones de suministro por usuario (cortes) y la duración de las interrupciones han disminuido al menos un 20% respecto a la calidad del servicio en el 2015.

. Las empresas prestadoras de servicio de transporte y distribución tanto de electricidad como de gas natural, técnicamente quebradas en el 2015, han superado esa situación y recuperado viabilidad patrimonial y financiera mediante los procesos de Revisión Tarifaria Integral que se llevaron adelante con supervisión y aprobación de los Entes Reguladores.

. Los Entes Reguladores, antes intervenidos, han sido

regularizados mediante concurso público para seleccionar a sus directivos.

Aunque queda mucho por hacer se ha avanzado en materia de energía renovable con la instrumentación del Plan Renovar. Se ha extendido la vida de la central nuclear Embalse con su reciente entrada en servicio y está en vías de adjudicación la central Aña Cuá que complementará el aprovechamiento hidroeléctrico de Yacretá.

Tras la renegociación del contrato y la cobertura de aspectos ambientales pendientes se dio inicio a las obras de las centrales hidroeléctricas sobre el Río Santa Cruz.

Después de 19 años de caída ininterrumpida, la producción petrolera presentó en 2018 una suba anual respecto al año 2017. La producción de gas natural se sigue recuperando.

La recuperación productiva se debe al desarrollo de los recursos no convencionales (shale oil, shale gas y tight gas), pero es preocupante la declinación productiva en la base de recursos convencionales desde hace 20 años y los bajos niveles de inversión en recuperación asistida y nueva exploración para revertir esa tendencia.

Ha sido un hecho muy positivo la licitación y asignación de áreas exploratorias en el mar argentino realizado en este año de 2019.

Parte de la producción de gas no convencional todavía cuenta con un régimen transitorio de subsidios del Tesoro.

Además está pendiente la normalización de los mercados de gas natural y de electricidad, pero se avanza en esa dirección con los mecanismos de subasta. Hay que potenciar el desarrollo del mercado doméstico de gas natural generando nuevas oportunidades para su desarrollo y expandiendo especialmente el uso del gas natural vehicular para el transporte (GNC, GNL).

La energía todavía es parte del problema económico. El déficit energético impacta en las cuentas externas. Bajó de 3.246 millones de dólares en el 2017 a 2.339 millones de

dólares en el 2018.

La Argentina fue un país abastecido de energía con saldo positivo de balanza comercial energética desde 1989. Ese superávit se mantuvo por más de 20 años, hasta que en 2011 el país se convirtió en un importador neto, perdiendo el autoabastecimiento energético, y ello fue una de las grandes causales de los fuertes desequilibrios macroeconómicos actuales que es necesario corregir.

El déficit energético también impactó negativamente en las cuentas públicas: los subsidios energéticos alcanzaron los 20.814 MMU\$ en el 2014 siendo otra de las causas de los grandes desequilibrios de la economía nacional.

Los subsidios se redujeron a 8.803 millones en el 2017, y en el 2018 estaba previsto reducirlos a 4.000 millones. El impacto de la devaluación frenó en parte las recomposiciones tarifarias de los precios mayoristas, y el déficit en el 2018 fue de 7.121 MMU\$. Este año la previsión presupuestaria para subsidios energéticos es de 4.866 MMU\$.

Cuando se relaciona a los déficits energéticos con los ciclos de estancamiento y reactivación (stop and go) de la economía argentina, aparece la simbiosis entre la restricción externa (la falta de dólares) del modelo productivo, y los barquinazos de política energética. Cuando la sustitución de importaciones está más o menos holgada de dólares, impone al sector energético subsidios al consumo para maximizar la demanda agregada de corto plazo (consumo con producción orientada al mercado doméstico). Cuando la sustitución de importaciones se queda sin dólares (la cuenta corriente externa se vuelve deficitaria) debe conceder subsidios al productor para reemplazar energía importada por producción local.

La estrategia fallida de sustitución de importaciones ha condicionado la planificación energética estratégica de largo plazo, sometiendo al sector a los vaivenes cortoplacistas. Se impone, por lo tanto, adoptar un cambio del paradigma pro-

ductivo argentino de sustitución de importaciones por una estrategia alternativa de valor agregado exportable que es consustancial con el desarrollo de nuestros inmensos recursos energéticos.

Para ese desarrollo se requiere del concurso de inversiones de magnitud, las que sólo se logran con una estrategia energética de largo plazo que asegure estabilidad institucional y opere con un set estable de precios competitivos.

Teniendo en cuenta las tendencias y los cambios en el panorama energético mundial, y la necesidad de reformular el modelo productivo argentino, los consensos básicos propuestos en este documento buscan consolidar el proceso de transformación energética en curso para recapitalizar el sector, desarrollar su inmenso potencial, y apuntalar el proceso de desarrollo económico y social que la Argentina se debe. Propuesta de consensos básicos en la formulación de la política energética.

### **Política de Estado**

La política energética se concibe como una Política de Estado, se asume como estratégica, y debe ser accesible al conocimiento de cualquier ciudadano que tiene el derecho a informarse sobre la operación, los objetivos, los planes y las obras del sector.

. La Política de Estado para ser tal debe ser acordada en forma explícita, y no tácita o ficta, con una mayoría parlamentaria que asegure su continuidad en el tiempo.

### **Plan Estratégico**

La próxima gestión del gobierno deberá elaborar un Plan Energético Estratégico de largo plazo consistente con la necesidad de transformación del modelo productivo argentino. El Plan podrá ser enviado al Parlamento para su aprobación por Ley, o aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo, luego de un proceso de consulta previa que realice la Secretaría de Energía, relevando opiniones fundadas de la Industria y de especialistas a tra-

vés de la web. Se actualizará periódicamente por idéntico proceso de elaboración y aprobación. Entre sus preceptos incluirá criterios de eficiencia, diversificación, integración regional y desarrollo ambientalmente sustentable.

Será objetivo del Plan alcanzar una ecuación energética competitiva que facilite y promueva la actividad económica y la integración social y que cumpla con los compromisos de mitigación de cambio climático y sustentabilidad ambiental.

### **Fuentes de energía**

Asumiendo la sustitución intrafósiles y la transición gaseífera deberá promoverse la reducción de la dependencia de recursos fósiles alentando la diversificación de las fuentes de energía.

Se alentará el desarrollo de programas específicos para la hidroelectricidad y la generación eólica, solar y otras renovables, además de promoverse la construcción de redes inteligentes y un internet de la energía, con generación renovable distribuida.

Para esa diversificación se alentarán inversiones privadas y asociaciones público-privadas para licitar obras donde la base de adjudicación sea la provisión de energía eléctrica al menor costo. Los fondos públicos disponibles se afectarán a energías que diversifiquen la oferta primaria o eléctrica y no apliquen a esquemas de asociaciones público-privadas.

### **Hidrocarburos**

La política para los hidrocarburos estará orientada a alcanzar los siguientes objetivos:

Mejorar la producción declinante de los hidrocarburos convencionales.

Atenuar la declinación natural de los yacimientos maduros. Incrementar la producción de hidrocarburos no convencionales con destino a la exportación asumiendo para esta finalidad un régimen impositivo que permita la competitividad internacional.

REFERENTE  
EN CONSTRUCCIONES  
EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

**VENTUS**  
NOS IMPORTA EL FUTURO



La actividad hidrocarburi-fera no contará con subsidios estatales de ningún tipo.

Los subsidios transitorios hoy existentes caducarán según lo previsto en la normativa vigente y no deberían renovarse.

En materia exploratoria, en interacción con las provincias, deberán promoverse programas que comprendan tanto las cuencas sedimentarias convencionales como no convencionales recurriendo para ello a licitación pública internacional. En las áreas de jurisdicción provincial se acordará entre la Nación y las Provincias las modalidades de licitación y contratación para la implementación de una política exploratoria integral.

Para los modelos contractuales se tomará en cuenta la experiencia internacional y los antecedentes exitosos nacionales y de la región.

#### Recursos Convencionales

Los recursos convencionales de la Argentina siguen constituyendo la base crítica de reservas probadas y están sujetos a altas tasas de declinación. Se procederá según el siguiente criterio:

Exploración – jurisdicción nacional. En las áreas de jurisdicción nacional se continuará la política exploratoria en la Plataforma Económica exclusiva, continuando el proceso de la reciente licitación mediante contratos de riesgo. En todos los casos deberá utilizarse el proceso de selección mediante la licitación internacional de los permisos exploratorios.

Tratándose de una Política de Estado donde el interés nacional está fuertemente comprometido por largo tiempo hacia el futuro, los Contratos de Concesión deberán difundirse antes de su firma para conocimiento de la opinión pública y de los cuerpos parlamentarios. Explotación. En los yacimientos convenciona-

les actualmente en explotación la política energética promoverá la recuperación asistida para incrementar la base de reservas probadas, aumentar las tasas de recupero o recobro, y reducir la tasa de declinación.

#### No Convencionales

La Argentina deberá potenciar el desarrollo de los recursos no convencionales aprovechando las ventajas comparativas de su abundancia relativa, los rendimientos productivos ya probados, la presencia de los principales actores del mundo petrolero, y la aplicación también probada de las tecnologías que siguen las mejores prácticas. Deberá alentarse a las empresas privadas con áreas concesionadas bajo la legislación vigente a cuantificar y certificar reservas comprobadas de forma de dar mayor previsibilidad a la explotación y puesta en valor de la importante dotación de recursos que el país posee.

El desarrollo intensivo de los recursos no convencionales, a partir de la experiencia acumulada en la formación Vaca Muerta, impone la necesidad de producir a escala y de reducir costos para acceder a oportunidades de negocio que ofrece el mercado regional y el mercado mundial.

La estrategia de largo plazo debe conciliar esfuerzos fiscales y de inversión en infraestructura de la Nación, de las Provincias y de los municipios, en interacción con los actores de la industria, para reducir los costos, darles previsibilidad en el tiempo y despejar cuellos logísticos tendientes a facilitar el acceso competitivo y la búsqueda de oportunidades en el mercado mundial

#### Fondos Contracíclicos

El Estado Nacional y los principales Estados provinciales involucrados deberán acordar la constitución de fondos contracíclicos con recursos

provenientes de la apropiación de renta derivada de la explotación de los recursos hidrocarburi-feros (regalías, ingresos brutos, impuesto a la renta, u otros mecanismos de captación de renta previstos en los contratos), cuando de su explotación intensiva programada puedan derivarse perjuicios a las restantes actividades económicas.

La constitución de los fondos tendrá como objetivo prioritario evitar la apreciación cambiaria de corto plazo que perjudique la estrategia de valor agregado exportable. Por tratarse de parte de una política de Estado la creación de los fondos y su naturaleza fiduciaria se acordará por ley nacional en la cual se establecerá el carácter intergeneracional de los recursos constitutivos y su renta, y se orientará su uso parcial y contra-cíclico a inversiones prioritarias en infraestructura, educación, capacitación laboral e innovación tecnológica; no a gasto corriente.

#### Nucleares e Hidroeléctricas

No deberá iniciarse construcción alguna de nuevas centrales antes de la aprobación del Plan Energético Estratégico. Para ser aprobadas e incluidas en el Plan dichas centrales deberán contar con Proyectos y Estudios de Factibilidad completos que demuestren su factibilidad técnica, económica y ambiental aprobados por las autoridades competentes incluyendo la de todas las actividades de la cadena de valor de la central. Su inclusión en el Plan Energético debe contemplar el cumplimiento de objetivos económicos y ambientales y ser parte de las alternativas de equipamiento de mínimo costo.

#### Biocombustibles

Se alentarán aquellos programas destinados al desarrollo del biodiesel y el bioetanol

para contribuir a sustituir importaciones de derivados petroleros, y a desarrollar valor agregado exportable mediante la transformación de la proteína vegetal en proteína animal y biocombustibles, de manera de contribuir a la mitigación del cambio climático, en la medida que la huella de carbono asegure la reducción efectiva de gases de efecto invernadero.

#### Mercados mayoristas de gas natural y de electricidad

Finalizados los regímenes de emergencia eléctrica y emergencia económica, y repuesta la vigencia de los marcos regulatorios de gas y electricidad con los Entes Regulatorios regularizados en su autonomía y profesionalidad, la política energética deberá orientarse al restablecimiento de la operatoria transparente y competitiva de los mercados de gas natural y electricidad.

En ese sentido se deberán tener en cuenta los avances que se verifican en el mundo y la legislación comparada para mejorar y actualizar los criterios regulatorios vigentes. Se institucionalizarán mecanismos que faciliten la interacción de la oferta y la demanda no intermediada, permitiendo contractualizar las operaciones de mediano/largo plazo además de la concertación de transacciones de contado (spot). La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia deberá asumir un rol activo en la vigilancia ex ante de las prácticas que puedan alterar la libre competencia y/o la transparencia en los mercados en perjuicio de los consumidores cautivos.

#### Integración regional

Deberá promoverse una política de integración energética regional para conformar mercados regionales de gas natural y de electricidad que aprovechen la complementa-

riedad de los recursos en la región y las conexiones físicas existentes. Dentro de esta política deberán priorizarse acuerdos con los respectivos socios regionales para la ejecución de las obras hidroeléctricas regionales que ya cuentan con estudios avanzados. También, se propiciarán nexos de cooperación y complementariedad con Brasil en materia nuclear para encarar una estrategia conjunta para esta fuente energética.

#### Gas de Bolivia

En el año 2020 se firmará una nueva Adenda del Contrato de Suministro con la República de Bolivia. En el marco de la integración energética regional deberá promoverse la competencia inter cuencas del gas boliviano con el suministro interno argentino sin discriminación. Bolivia podrá acceder libremente al mercado argentino de gas sin más restricciones que las que surjan de una competencia en beneficio de los consumidores. La obra del Gasoducto GNEA será relanzada y terminada en 2020 para coadyuvar al propósito de la interrelación con Bolivia y de posibles futuras exportaciones al sur de Brasil.

#### Precios y tarifas

Los precios y tarifas energéticas deberán retribuir los costos totales de los bienes y servicios que produce, asociados a estándares de calidad y confiabilidad preestablecidos.

Se eliminarán los subsidios presupuestarios a la energía, no justificados socialmente, con la meta de tener precios mayoristas competitivos únicos en los mercados de gas y de electricidad y con el objetivo de finalizar el período de transición definido, cuya duración será objeto de acuerdos políticos dentro de la Política de Estado, con un set de precios y tarifas que reflejen costos económicos.

**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  
INTI 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
- Poliestireno
- Poliuretano
- Perlita expandida
- Foam glass
- Fire proofing
- Panelería modular
- Colchonetas desmontables
- Spray de lana mineral



# Conectan el primer usuario-generador de energía solar

La distribuidora Edenor realizó en la Ciudad de Buenos Aires el primer cambio de medidor y conexión de un usuario-generador en el marco del régimen nacional de Generación Distribuida de fuentes de energía renovable.

Establecido por la Ley 27.424, dicho régimen permite a los usuarios generar su propia energía para destinarla al autoconsumo e inyectar a la red los eventuales excedentes a cambio de una remuneración.

Este primer usuario-generador instaló un equipo de generación solar fotovoltaica compuesto por 12 paneles solares por una potencia total de 3,8 kilowatts.

Los equipos de generación distribuida, como paneles solares, pequeños aerogeneradores u otras tecnologías, pueden instalarse en industrias, PyMEs y hogares, generando un ahorro económico en la factura del servicio eléctrico y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

En las próximas semanas se sumarán más usuarios de distintas provincias, quienes ya iniciaron su trámite online para ser, además de consumidores, generadores de su propia energía eléctrica renovable, indicó la Secretaría de Energía.

Para poder instalar un medidor bidireccional los usuarios deben realizar un trámite en la Plataforma Digital de Acceso Público <https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida>.



Ubicado Jaramillo, Santa Cruz es el más grande del país

# Inauguraron el Parque Eólico del Bicentenario

Con 126 MW en un predio de 2455 hectáreas PCR invirtió U\$S 200 millones para su construcción

Participaron en la inauguración el ministro de Producción, Comercio e Industria de Santa Cruz, Leonardo Alvarez, el Director Nacional para la Promoción de las Energías Renovables y Eficiencia Energética, Maximiliano Morrone en un acto encabezado por Martin Fernando Brandi, presidente de PCR, además de la presencia la Senadora Nacional María Belén Tapia, los intendentes de Puerto Deseado y Pico Truncado, otras autoridades nacionales, provinciales y municipales, como así también representantes de entidades financieras y bancos internacionales.

“Es un sueño hecho realidad; nuestro interés por las energías renovables está previsto en el planeamiento estratégico de los accionistas de PCR desde 1999”, señaló Brandi. “Los lineamientos de la ley 27.191, su reglamentación con un marco modelo y el impulso del programa RenovAr fueron la clave para avanzar definitivamente en este rumbo”, agregó. El Parque Eólico del Bicentenario (126 MW) fue adjudicado por la Secretaría de Energía a través del Programa RenovAr 1.5. Cuenta con 35 aerogeneradores

Vestas V117, a lo largo de un predio de 2455 hectáreas, y fue construido por 200 trabajadores. Este parque generará 620.000 MWh al año con los que se alimentará de energía renovable a 100.000 hogares de nuestro país y energía a Acindar, compañía con la cual PCR suscribió un contrato Matter (Mercado a Término). La construcción ejecutó en 18 meses, dentro del plazo previsto. Asimismo, este proyecto contribuirá a reducir la emisión de 250.000 toneladas de dióxido de carbono por año.

En una decidida incursión en las energías renovables, PCR se encuentra en plena construcción de otros dos parques eólicos: se trata de San Jorge y El Mataco, por un total de 100 MW cada uno, correspondientes al programa Renovar 2, ubicados en Tornquist, provincia de Buenos Aires, con una inversión total de 300 millones de dólares. PCR (Petroquímica Comodoro Rivadavia) es una empresa de petróleo y gas que opera en la Argentina desde 1921. Además, es la principal productora de cemento en la Patagonia. Las actividades petroleras y gasíferas se encuentran concentradas en la Cuenca Neuquina, en la Cuenca Oriental en Ecuador y en la Cuenca Magdalena, en Colombia.

# 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



Este sistema beneficia a todas las partes en un ambiente laboral

# Aumento de la productividad por gestión de ergonomía

Por Ariel F. Aprile \*

Según la Res. SRT 295/03, la Ergonomía se define como la disciplina o el campo de estudios en donde los trabajos y tareas se diseñan para ser compatibles con la capacidad de los trabajadores, previniendo la aparición de enfermedades profesionales y daño a la salud, mejorando la realización del trabajo.

Cuando las personas se ven expuestas a factores de riesgo como el levantamiento de peso, posturas forzadas, vibraciones, movimientos repetitivos, stress térmico, transporte manual de carga, pueden sufrir lesiones de índole músculo esqueléticas, lumbalgias, tendinitis, hernias de disco, síndrome del túnel carpiano.

Dichas lesiones, además de afectar la integridad de las personas, afectan la eficiencia y productividad de la empresa, ya que aumenta el ausentismo y la desmotivación del personal.

Es necesario implementar un programa o sistema de gestión integral de ergonomía. Se debe comenzar detec-



tando los puestos de trabajo y las tareas que tienen presencia de los agentes ergonómicos, evaluando los niveles de riesgos aplicando, tanto la metodología legal, como métodos de ergonomía avalados por la comunidad internacional. A partir de los resultados obtenidos, en donde exista riesgo, hay que elaborar planes de acción correctivos.

Eventualmente, de existir nuevos puestos de trabajo, es imperante el enfoque preventivo, considerando la ergonomía desde el diseño de los mismos. Un error común en las organizaciones es creer que la ergonomía es una gestión bajo la órbita exclusiva

del área de salud. El programa debe ser interactivo e involucrar a toda la organización. Higiene Industrial y Salud Ocupacional en el enfoque médico y en la detección y valoración del riesgo, Recursos Humanos en la selección de las personas adecuadas antropométricamente a los puestos de trabajo, Ingeniería de Procesos en el diseño de los puestos, Mantenimiento en la readecuación rápida de desvíos detectados, la Supervisión en velar por el cumplimiento de las pautas de trabajo.

La gestión de ergonomía beneficia a todas las partes interesadas en un ambiente laboral, a trabajadores, al empleador, a las ART. Mejora las condiciones de trabajo, previene las enfermedades profesionales, incrementa el confort, la productividad, disminuye el ausentismo, los litigios y la conflictividad.

Las Res. SRT 886/15 principalmente, especifica los criterios legales vigentes aplicables.

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

Habilitan a percibir las

## Provincias cobrarán regalías por hidroeléctricas



La Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, estableció que el descuento de la energía recibida por las provincias en concepto de regalías, por hasta el veinte por ciento (20%) de la energía facturada al Distribuidor, se realizará siempre que tal Distribuidor pertenezca al Sector Público Provincial y la provincia hubiere destinado la energía percibida a satisfacer la demanda dentro de su jurisdicción.

Al respecto, dispuso mediante la resolución 17/2019 del ministerio de Hacienda publicada en el Boletín Oficial, que el descuento previsto –en base a la resolución 20/2017- se aplicará a partir de la solicitud que cada provincia efectúe para cobrar en especie (en energía) tal compensación.

La provincia de que se trate deberá requerir expresamente la refacturación.

La resolución 20/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex MINEM habilitó a los estados provinciales con derecho a percibir la compensación por “regalías hidroeléctricas”, a optar por cobrarlas en especie (según la ley marco 24.065) y a ejercer la opción de cobrarlas en energía.

La provincia que así lo requiera (expresamente) podrá cobrar la compensación con una retroactividad de hasta cuatro (4) meses desde la solicitud que presente o hubiera presentado, indicó la resolución que lleva la firma de Juan Antonio Garade.

Las provincias podrán aplicar los créditos mensuales por la comercialización de esa energía en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al pago de las facturas adeudadas por los Distribuidores de electricidad bajo su jurisdicción por hasta el 20% de la energía adquirida en el MEM por esos agentes en cada mes.

Asimismo, se estableció que a partir de la transacción económica de junio 2019, el descuento de la energía recibida en concepto de regalía podrá incrementarse hasta el treinta por ciento (30%) de la energía facturada al Agente Distribuidor.

La Subsecretaría de Mercado Eléctrico informó a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la fecha a partir de la cual se aplicará el descuento correspondiente en cada caso.

## GASNEA ya opera el gasoducto Curuzú Cuatiá

En el marco del Plan Quinquenal de Inversiones que viene llevando adelante desde 2017, la distribuidora GASNEA opera el gasoducto que llega hasta Curuzú Cuatiá (Corrientes) y puso en marcha un programa de obras por \$ 46,7 millones para extender el servicio de gas por redes a los usuarios de esa localidad. Tras un acuerdo alcanzado con el Gobierno de Corrientes, GASNEA asumió la operación y mantenimiento del “gasoducto de alta presión de Colonia Libertad a Curuzú Cuatiá” que permitirá avanzar con la ampliación de la red de gas en el interior de la provincia. En un acto realizado en la capital provincial, el presidente de GASNEA, Oscar Dores y el Secretario de Energía de Corrientes, Arturo Busso, suscribieron la transferencia del ducto que había sido construido en la pro-

vincia y que a partir de ahora será utilizado por la distribuidora para ampliar el suministro de gas natural a la población de Curuzú Cuatiá. Tras la transferencia del equipamiento y las instalaciones, GASNEA dio inicio al programa de obras comprometido en la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que tiene como objetivo la extensión del servicio de gas natural en la zona a su cargo. La infraestructura que quedó bajo la operación de GASNEA abarca un gasoducto de 8 pulgadas de diámetro desde la Estación de Medición de Colonia Libertad hasta la Estación Reductora de Curuzú Cuatiá, Estaciones Reguladoras de presión primaria y secundaria y varios ramales de alimentación. Este caso, el monto previsto de las inversiones es de \$ 46,7 millones y se afrontará con recursos propios de la empresa.



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





Acumula nueve meses seguidos de caída según el informe mensual de FUNDELEC

# La demanda de energía bajó 2,2 % en Mayo

La demanda de energía eléctrica registró en mayo una baja promedio de 2,2 por ciento en comparación con el mismo período del año pasado anterior, con descensos en todo el país, reveló el informe periódico de la Fundación Fundelec.

En tal sentido, el consumo de Capital y el Conurbano bonaerense mostró una caída, tanto en el área a cargo de Edesur (-1,4%) como en la de Edenor (-1,8%), en tanto que en el resto del país la baja promedió 3,2% en base a datos de CAMMESA.

El descenso se presentó en los usuarios comerciales e industriales de todo el país, mientras que los usuarios residenciales evidenciaron un leve ascenso. No obstante esto último, se trató del mes de mayo con el consumo más bajo en términos nominales desde 2013.

El informe señala que con los datos de mayo “se continúa la tendencia recesiva de los últimos cuatro meses de 2018 y de los primeros cinco del 2019, período que registró una caída en el consumo de 6,2%”.

En mayo último la demanda neta total del MEM fue de 10.382,6 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2018, había sido de 10.617,6 GWh, y por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de 2,2%.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual de 8,4%, respecto de abril de 2019, cuando había tenido una demanda de 9.574,2 GWh., y según los datos de CAMMESA, se puede discriminar que, del consumo total de marzo, el 42% (4.291,4 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 29% (3.046,9 GWh) y el industrial 29% (3.044,3 GWh).

En la comparación interanual, la demanda residencial subió apenas 0,2%, mientras que la comercial descendió 2,7% y la industrial cayó un 7,4%. Así, la demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido mayo de 2019) tres meses de suba (junio de 2018, 5%; julio de 2018, 6,9%; y agosto de 2018, 5,5%) y nueve de baja (septiembre de 2018, -5,5%; octubre -3,4%; noviembre de 2018, -3,1%; diciembre de 2018, -10%; enero de 2019, -5,1%; febrero de 2019, -5,6%; marzo de 2019, -9,6%; abril de 2019, -8,6%; y mayo de 2019, -2,2%).

En cuanto al consumo por

provincia, en mayo, 19 fueron las provincias y empresas que marcaron descensos: Catamarca (-43%), Entre Ríos (-13%), Misiones (-12%), Chaco (-11%), Jujuy y Formosa (-9%), Tucumán y Corrientes (-5%), Santiago del Estero (-4%), La Rioja, Chubut, Santa Fe, San Luis, y Santa Cruz (-2%), Neuquén, La Pampa y EDEN (-1%), entre otros.

Por su parte, hubo ascen-

dos en 4 provincias: EDES (5%), EDELAP (3%), Córdoba (1%), y EDEA (1%), y mantuvieron su nivel de consumo Río Negro, Salta, Mendoza y San Juan. En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), totalizaron un descenso conjunto de -1,6%, pero los registros de CAMMESA indican que Edenor registró una baja del consumo de 1,8%, mientras que

para Edesur la demanda descendió 1,4%. En tanto, en el resto del MEM existió un decrecimiento de -3,2%. La temperatura media de mayo fue de 16 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 16.6 °C, y la histórica del mes es de 14.6 °C.

En cuanto a la generación de energía, y en base al comportamiento de la demanda, la producción local de electricidad presentó en mayo últi-

mo un decrecimiento frente al mismo mes de 2018 (10.443 GWh contra 11.001 GWh).

La participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja (3,9 %). Se importaron 333 GWh en mayo 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 56,30 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 28,03 % de la demanda, las nucleares proveyeron 7,76%, y las generadoras de fuentes alternativas 4,81% del total.

**Ecostruxure™**  
Innovation At Every Level

# SAFETY

Llevá la seguridad de tu red eléctrica al siguiente nivel con los relés de protección **Easergy P5**

Easergy P5 es parte de la familia **PowerLogic**.

Descubrí lo que hace que Easergy P5 sea nuestro relé de protección de media tensión más avanzado. Un nuevo estándar de eficiencia y seguridad, todo diseñado para que tu vida sea más sencilla.

#CuálEsTuGranIdea

[se.com/easergy-p5](http://se.com/easergy-p5)

© 2019 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Life is On, Schneider Electric y Easergy son marcas registradas y propiedad de Schneider Electric SE, sus subsidiarias y sus empresas filiales.

Life is On | **Schneider Electric**



En la primera etapa el organismo desembolsará US\$ 80 millones dividido en partes iguales

# Préstamo del BID para que Argentina y Uruguay renueven equipos en Salto Grande

El secretario de Energía, Gustavo Lopetegui, anunció que Argentina y Uruguay encararán un Proyecto de Renovación del complejo hidroeléctrico binacional de Salto Grande (sobre el río Uruguay) para preservar su operatividad y extender la vida útil para producir electricidad. Se trata de un "plan estratégico" con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que se desarrollará en etapas. La fase inicial se desarrollará del 2019

al 2023 mediante un préstamo del BID de US\$ 80 millones (40 millones para Argentina y 40 para Uruguay), y la segunda y última etapa se extenderá hasta 2049, desde el año 5 al año 30, "con financiamiento a definir".

El proyecto comprende la modernización de los reguladores de velocidad de las turbinas; la renovación de los sistemas hidromecánicos del vertedero y refuerzo estructural de las compuertas del vertedero; la renovación de los

sistemas de izaje del complejo; la modernización de sistemas auxiliares eléctricos y de los sistemas de control; el reemplazo de los transformadores principales y de los sistemas de comunicación, el control, protecciones y de compensación de reactiva del cuadrilátero de transmisión 500 kv, entre otras.

El complejo hidroeléctrico es administrado por la Comisión Técnica Mixta y su construcción se realizó para aprovechar los rápidos del río




Uruguay en la zona de Salto Grande. Consta de dos casas de máquinas, una en el lado argentino y otra en el lado uruguayo, con un vertedero en el medio de ambas. Cada casa de máquina contiene 7 unidades generadoras, contando con un total de 14 unidades, 1.890 MW de capacidad total instalada y una capacidad media de generación anual de 8.546 GWh.

Salto Grande es el actor principal en la regulación de frecuencia del sistema interconectado de electricidad de ambos países y administrador de 500 KV, que permite el

flujo de energía entre los diferentes mercados energéticos y hacia los centros de consumo de hasta 2.000 MVA. Suministra casi el 50% de la energía eléctrica que se consume en Uruguay y el 3% de la energía que se demanda en Argentina.

El anuncio del convenio y su firma estuvo a cargo de Roberto Niez, representante por Argentina de la Comisión Mixta Salto Grande; Ariel Yépez, Jefe del Departamento de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, y Jorge Faurie, ministro de Relaciones Exteriores.



## Smart Power Generation

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

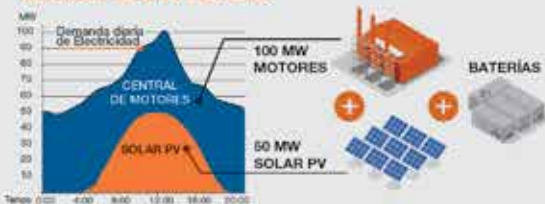
Wärtsilä es la primera compañía en el mundo que ofrece centrales híbridas de gran escala que integran las ventajas de los motores multi combustible de alta eficiencia, junto con generación solar fotovoltaica y soluciones de almacenaje en baterías de ion-litio.

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>

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

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



100 MW MOTORES  
50 MW SOLAR PV  
BATERÍAS

## Chile tiene nuevo ministro de Energía

El Presidente Sebastián Piñera concretó el segundo cambio de Gabinete en su administración. Son seis las carteras que cambian de titular: Relaciones Exteriores, Economía, Energía, Salud, Obras Públicas y Desarrollo Social. La ex ministra de Energía, Susana Giménez, fue desplazada por Juan Carlos Jobet, joven ingeniero que tuvo una breve experiencia en el poder ejecutivo trasandino. No trascendieron las causas de la movida ministerial, pero el desempeño de la ministra en la reciente crisis energética que dejó más de 200 mil hogares sin servicio eléctrico a fines de mayo, podría haber sido un factor decisivo.

En esa oportunidad, las comunas afectadas fueron Maipú, Quilicura, Renca, Talagante, Isla de Maipo, Pudahuel, San Miguel, Lampa, La Granja, Cerro Navia, Puente Alto, El Bosque, Conchalí, Las Condes, Estación Central, Recoleta y otras comunas de Santiago.

Jobet fue jefe de gabinete de Rodrigo Hinzpeter en 2010, Y último ministro del Trabajo y seguridad Social del primer gobierno de Piñera. Su vínculo con la política comenzó en el año 2000, con su incorporación a la organización Independientes Red, creada por Cristina Bitar. En 2017 salió a pedir disculpas como presidente del directorio de AFP Capital, por la fiesta que realizaron ejecutivos de la administradora en un yate en el Caribe.

Jobet volverá a la primera línea de un gobierno tras su paso por el Ministerio del Trabajo en 2013 reemplazando a Evelyn Matthei.

El funcionario terminó su enseñanza media en el Saint George y estudió Ingeniería Comercial en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Tiene un máster en Administración de Empresas y en Administración Pública, en la Universidad Harvard. Entre 1999 y 2010 trabajó en la empresa Asset.



Se instalaría en la localidad bonaerense de Lima, aledaña a las centrales Atucha I y Atucha II

# Buscan financiamiento chino para construir la IV central nuclear

La quinta usina nuclear, ahora denominada IV Central, incluiría un Contrato de Transferencia de Tecnología para que el combustible pueda ser fabricado en el país

El Gobierno nacional procura acordar los últimos detalles de un contrato que podría firmarse en las próximas semanas con China para construir en la Argentina la IV Central Nuclear, que en este caso tendrá tecnología y financiamiento del país asiático.

Al respecto el Jefe de Gabinete, Marcos Peña, anticipó en un informe por escrito al Congreso que la Secretaría de Energía (subsecretaría de Energía Nuclear) y la empresa NASA "se encuentran trabajando en la optimización de las condiciones técnicas y comerciales del contrato, que se instalaría en la localidad bonaerense de Lima, aledaña a las centrales Atucha I y Atucha II".

"Las negociaciones siguen llevándose adelante y están protegidas por acuerdos de confidencialidad", indicó el informe previo a la presentación personal que debe realizar el funcionario ante los legisladores.

El escrito, al que tuvo acceso E&N, explica el estado de situación de las discusiones con la República Popular China, que se asientan en tres pilares:

Un contrato "llave en mano" para el Suministro y Construcción de una Central Nuclear tipo PWR modelo Hualong One de aproximadamente 1.200 Mw de potencia.

Otro contrato de transferencia de tecnología.

Un acuerdo financiero con un crédito chino de tipo concesional, de casi 8 mil millones de dólares.

Se trata de una iniciativa que la Administración Macri heredó del gobierno anterior como parte de un programa para ampliar la participación de la generación nuclear en la ecuación energética local, lo cual implicó la terminación de Atucha II.

En rigor se habían suscripto iniciativas para que China financiara la cuarta central (que iba a tener tecnología ca-

nadiense Candú, similar a la de Embalse), y una quinta usina con tecnología y financiamiento chinos.

El actual gobierno argumentó hace dos años limitaciones presupuestarias y desistió de construir aquella cuarta central. Luego prometió encarar la quinta usina, que ahora pasó a denominarse IV Central, cuyo inicio de construcción deberá precisarse. Dentro de las condiciones que harían que el suministro "llave en mano" de la central nuclear se materialice. Energía hizo hincapié en el Contrato de Transferencia de Tecnología para que el combustible de dicha central pueda ser fabricado en el país una vez concluido el período de garantía inicial donde se usaría combustible provisto por el proveedor.

Por otra parte, se indicó, "el contrato llave en mano tiene provisiones sobre la transferencia de tecnología asociada" para que la planta pueda ser operada y mantenida por el personal especializado que existe en el país".

En este sentido el informe describe que mediante el contrato en discusión "se transfieren todas las capacidades para hacer la gestión de paradas y, en particular, la que hace a la gestión del núcleo, se transfiere la información de diseño y mantenimiento y se transfieren las herramientas de diseño del reactor".

En este sentido, la aproximación es muy similar a la seguida en Atucha II y Embalse a los efectos de la autosuficiencia.

La cantidad de mano de obra estimada a ser contratada, según estimaciones de NASA (operadora), en el pico de obra trabajarán entre 4.500 y 5.000 profesionales, técnicos y obreros argentinos. Sin embargo, ;Peña debió aclarar que "como el contrato es llave en mano, la responsabilidad en esta materia es del Contratista".

Cabe consignar que el desestimio de la construcción de la central con tecnología Candú implicó una fuerte reducción de empleos en el sector. El actual contexto pre-eleitoral potencia el interés gubernamental por la firma del contrato.

En la secuencia de preguntas formuladas por los legisladores, que Peña debió responder por escrito, se pidieron precisiones acerca de la proporción de empresas de servicios de origen nacional res-

pecto a empresas extranjeras, intervinientes durante la construcción y la operación de la futura Central.

El funcionario puntualizó que "para que el financiamiento sea concesional, el contenido local no puede superar el 40 por ciento", y se aclaró que esa condición está presente desde 2014, cuando comenzaron las conversaciones y negociaciones para la construcción de la central".

Energía precisó que la Central será operada por NASA y su personal, que asistirá a entrenamientos en China, y además realizará el mantenimiento. "Dicho personal participará de las etapas de ingeniería, construcción (básicamente en funciones de supervisión y control), ensayos preoperacionales, puesta en marcha y entrenamiento continuo durante los ocho años de duración del proyec-

to". En cuanto al costo del proyecto, se indicó que "se encuentra todavía en negociación. Las condiciones del crédito concesional también se encuentran bajo negociación, pero responderán a lo estipulado en el decreto 338/17.; La obra tendrá un presupuesto total cercano a los US\$ 7.900 millones".

El jefe de Gabinete viajará a Beijing la semana próxima para intentar cerrar las negociaciones y establecer una fecha para firmar el contrato respectivo. Peña se sumará luego en Japón a la comitiva encabezada por Mauricio Macri para presenciar la Cumbre del G20. Allí, Macri podría reunirse con Ji Jinping.



**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



Es el modelo W31SG de 20 cilindros y una potencia de 11.5 Mw

# Wärtsilä diseñó el motor a gas más eficiente del mundo

Uno de los desafíos que tiene por delante la industria de generación eléctrica es reemplazar por tecnologías más modernas a las viejas centrales térmicas que aún representan un porcentaje significativo del total de la capacidad instalada del país.

Se trata, en gran medida, de máquinas turbo vapor o turbinas a ciclo abierto que consumen combustibles líquidos (fundamentalmente fuel oil) y registran bajos niveles de eficiencia, en algunos casos inferiores al 25 por ciento. Son equipos que en mercados desarrollados fueron quedando en desuso por la incorporación de nuevas tecnologías.

Se estima que, en los próximos años, la Argentina deberá reemplazar centrales ineficientes que, en conjunto, suman una potencia cercana a los 5.000 megawatt (MW).

En esa clave, la compañía

finlandesa Wärtsilä —uno de los proveedores de equipos para las nuevas centrales térmicas construidas por impulso del Estado— lanzó el motor W31SG de 20 cilindros. Es, en rigor, el motor de cuatro tiempos más eficiente del mundo. Con una potencia de 11.5 MW, alcanza rendimientos que exceden el 50%. Su innovación más importante es el desarrollo de una estructura diseñada especialmente para incorporar la turbo compresión en dos etapas.

Los ingenieros de Wärtsilä se enfocaron en darle al motor W31SG la robustez requerida para poder manejar una presión media efectiva al freno (BMEP por sus siglas en inglés) de 30 bars.

Por eso, si bien el aumento de eficiencia asociado a la turbo compresión en dos etapas era conocido, ningún motor existente había tenido la

capacidad de optimizar su efecto porque no podían resistir el esfuerzo de los cambios de carga. En un campo donde la competitividad y los precios de la generación eléctrica son tan importantes, la eficiencia y la flexibilidad son los commodities más cotizados. En este aspecto, el lanzamiento de Wärtsilä marca una diferencia radical.

## Innovación

El motor Wärtsilä 31, disponible en diesel, dual fuel y gas, admitiendo una gama de diferentes calidades de gas. El más reciente es el W31SG en su versión de 20 cilindros que produce 11.5 MW de energía eléctrica.

La característica distintiva del Wärtsilä 31SG es su capacidad de alcanzar rendimientos que exceden el 50%; un hito en la industria. En com-

paración, las turbinas de gas de ciclo simple apenas suelen contar con una eficiencia de alrededor del 40%.

El desarrollo de Wärtsilä permite ahora avanzar con un ahorro de costos de generación, reduciendo adicionalmente el nivel de emisiones.

## Eficiencia bajo presión

El poder diseñar un motor desde cero les brindó a nuestros ingenieros la singular oportunidad de examinar todos los factores que contribuyen a la eficiencia del motor, y hacer mejoras en cada uno para lograr los mejores resultados.

La calidad de la combustión, parámetros del motor, prevención de pérdidas de calor, flujos y fricción interna fueron los temas abordados y evaluados exhaustivamente.

Naturalmente, un diseño que incorpora conceptos que aumentan la eficiencia, no es lo mismo que darle vida a un motor nuevo. El desarrollo del W31SG fue un proceso muy largo y complejo que requirió una exhaustiva simulación digital, evaluando en laboratorio un motor experimental monocilíndrico para luego pasar a varios motores multi-cilindro que funcionaron una cierta cantidad de horas en los bancos de prueba de Wärtsilä en Finlandia, y otros lugares del mundo.

Todas estas pruebas se realizaron para garantizar y comprobar el aumento en eficiencia logrado, y que el producto final reuniese los requisitos más exigentes de confiabilidad.

## Flexibilidad

Una ventaja fundamental del W31SG es su flexibilidad y su capacidad para el arranque rápido y el mantenimiento de la alta eficiencia durante la totalidad del rango de carga. Esta cualidad es de vital importancia en el panorama de generación eléctrica vigente, dado que el crecimiento masivo de las fuentes renovables ha desencadenado un cambio disruptivo en el sector.

A nivel mundial, la generación de base está siendo desplazada por las renovables, a la vez que los generadores convencionales de energía asumen el nuevo rol de respaldar intermitentemente a la red cuando disminuye la producción por medio de fuentes alternativas.

Es un cambio que repre-

senta un desafío enorme para las generadoras: la flexibilidad se torna vital. “Las usinas de energía de ciclos combinados no pueden operar económicamente frente a las necesidades de arranques diarios, paradas y despacho a carga parcial, que son los nuevos estándares del mercado causados principalmente por la penetración de energía eólica y solar”, explicaron desde Wärtsilä.

Un motor de combustión interna es una herramienta más eficiente para lidiar con este tipo de despacho.

El aumento de su flexibilidad se debe en gran parte al rediseño de los actuadores hidráulicos de las válvulas del motor. Se reemplazaron los tradicionales balancines de modelos anteriores por un sistema con actuadores hidráulicos similares a los que se utilizan en la industria automotriz.

Esa característica permite que haya un preciso control de los tiempos de apertura de las válvulas para asegurar que la relación entre combustible y oxígeno en el cilindro sea la óptima para cada estado de carga. De esta manera el motor puede aprovechar la ventaja provista por el turbo de dos etapas, especialmente en cargas parciales.

Los parámetros optimizados del motor, el manejo de los tiempos de apertura y cierre de las válvulas de admisión y el control electrónico del encendido acarrearán, como resultado, la presencia de menos hidrocarburos sin quemar luego de la combustión, mejorando la eficiencia y reduciendo las emisiones.

Además, no es necesario el ajuste periódico de la luz de válvulas como se acostumbraba a realizar en otros motores de acuerdo con lo indicado en los planes de mantenimiento.

Una ventaja adicional de este nuevo diseño es la capacidad de poder operar continuamente con una carga del 10% como mínimo técnico, contra el 30% típico de los otros motores Wärtsilä. En lo que respecta a arranques rápidos, dependiendo de la configuración del BOP (Balance of Plant), es viable lograr el 100% de la carga en tan sólo dos minutos desde la orden de arranque.

## Control total

En un motor de gas moderno la automatización es clave para garantizar la eficiencia, seguridad y flexibilidad. Sin embargo, hay requisitos especiales para una máquina tan compleja y avanzada como la W31SG. Cuenta con 20 cilindros que encienden más de seis veces por segundo, y por tratarse de tantas variables en juego la habilidad para poder armonizar y controlar cada aspecto de la operación.

**iAPG**

**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

**¡Acreditate Online!**  
[www.aogexpo.com.ar](http://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



Son componentes del servicio LUMAS BOX para Vaca Muerta

# AESA comenzó a fabricar un sistema innovador de logística

Se trata de un sistema de logística de última milla para agente de sostén que se posiciona como la solución para la gestión eficiente de arenas de fractura en sitio

fracturas en 24 horas el 24 de mayo ppdo. alcanzando además la cantidad de 156 etapas realizadas en 24 días consecutivos con 37.600 toneladas de arenas movilizadas. Esta tecnología probada exitosamente en el desarrollo de los no convencionales de Estados Unidos desacopla el transporte de arena tanto de la carga en

en el set de fractura hidráulica reduciendo tiempos improductivos, costos de transporte y daños al medioambiente reduciendo significativamente las pérdidas de arena durante la transferencia. En ese país, las soluciones de logística de última milla de arena basada en contenedores tienen actualmente una participación de aproximadamente

43%, siendo la solución preferida por ese mercado. Esta solución permite al mismo tiempo reducir el impacto en la zona de operación de la fractura, minimizar desperdicios de material y proteger la salud y el ambiente mitigando ruido y polvo en suspensión, incrementando así la cantidad de etapas de fractura realizables por día de trabajo.

## Sobre AESA

AESA es una empresa argentina fundada en 1948 que integra proyectos EPC, proyectos de ingeniería, fabricación de equipos, montaje y modularización de plantas de proceso y servicios (operación, mantenimiento y gestión de activos energéticos; servicios ambientales y de perforación y workover).

Con más de 6000 colaboradores está organizada para dar respuesta a las necesidades del mercado energético en tres unidades de negocio: Fabricación, Proyectos Industriales y Servicios.

Luego de la exitosa implementación del modelo de gestión de arenas por contenedores LUMAS BOX a finales de 2018, AESA anuncia el desarrollo de proyectos locales de fabricación del sistema en su planta industrial Canning.

Mientras que el acuerdo MPA ("Master Purchase Agreement") celebrado con la empresa propietaria de la tecnología PropX otorgaba representación exclusiva para el uso y comercialización de la tecnología en nuestro país, la ampliación de contrato firmada habilita la fabricación en Canning de los contenedores especiales del sistema abarcando las etapas de ingeniería y fabricación en estaciones de trabajo especialmente acondicionadas para el proyecto de fabricación en grandes series siguiendo los lineamientos más modernos en la materia.

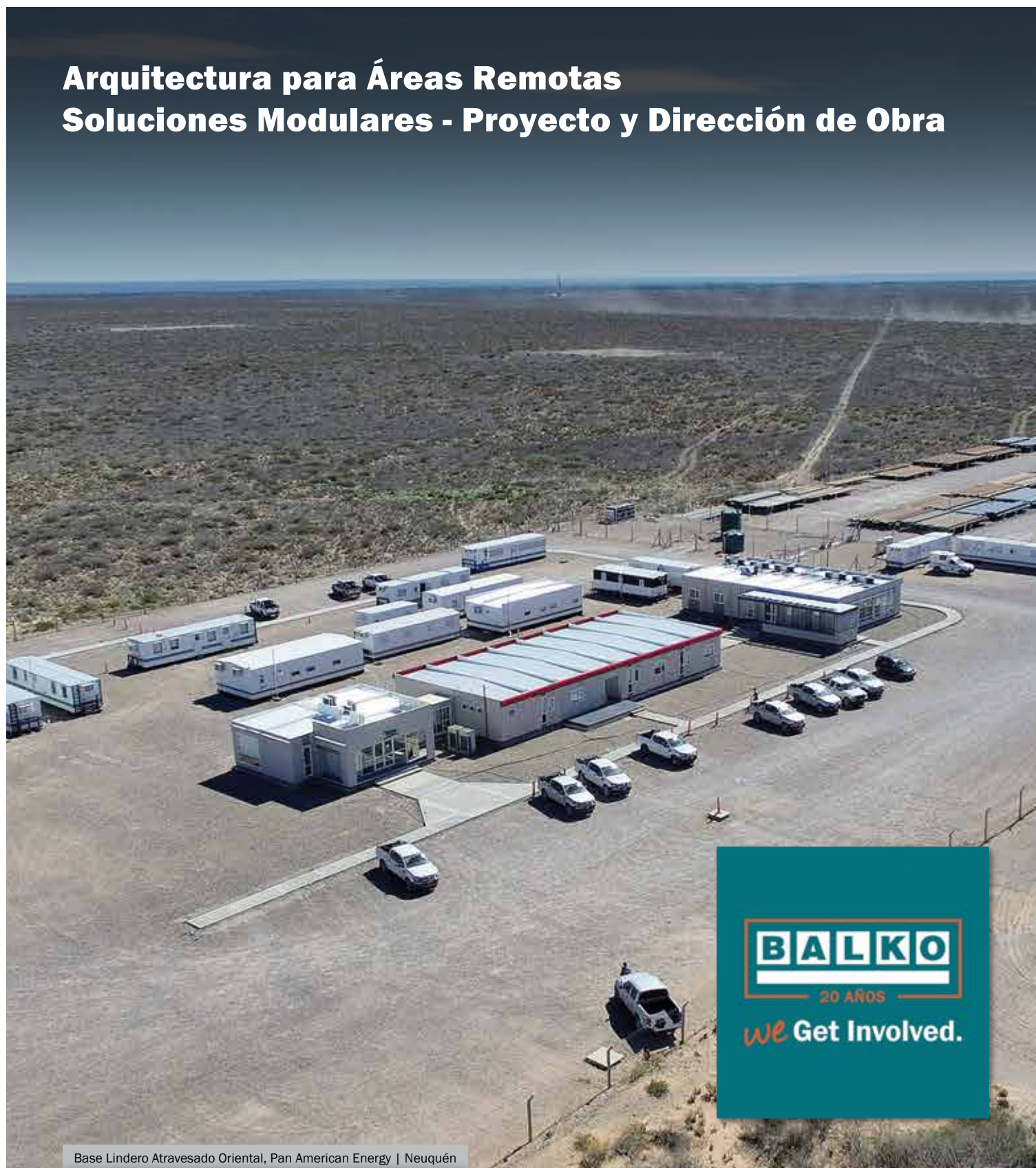
Este anuncio de fabricación nacional se da en el marco de la extensión del servicio provisto a YPF e implica la fabricación de 240 unidades, demostrando la apuesta de la operadora por esta tecnología.

A su vez, representa un hito para AESA ya que se trata del primer proyecto de fabricación "en serie" masivo en la historia de fabricación de la planta. El Servicio LUMAS BOX de logística de última milla para el abastecimiento de arenas de AESA que opera en Vaca Muerta es un sistema de unidades contenedoras y cintas transportadoras especialmente diseñados que abastecen con gran eficiencia a los sets de fractura.

Implementado con éxito en Loma Campana ha demostrado a través del conjunto de unidades contenedoras herméticas y equipo de transferencia especialmente diseñados su confiabilidad a la hora brindar una logística eficiente y segura para la "última milla" de provisión de arena de fractura.

La eficiencia del sistema quedó demostrada al contribuir a lograr el récord de 10

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



**BALKO**  
20 AÑOS  
We Get Involved.

Base Lindero Atravesado Oriental, Pan American Energy | Neuquén



**IFMA**  
International Facility Management Association



**NACS**  
SUPPLIER

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.

ig /balko\_argentina



Schneider Electric en Batam impulsa a las organizaciones de Asia a dar el primer paso hacia internet industrial

# La transformación digital a través de la fábrica inteligente

La fábrica inteligente de Schneider Electric en Batam implementó en forma integral una amplia variedad de tecnologías IIoT e incorporó herramientas digitales tales como realidad aumentada y virtual. De hecho, más de 150 clientes y socios de Indonesia, China, Singapur, Vietnam, Malasia, Myanmar y Oriente Medio ya la han visitado.

Las soluciones EcoStruxure™ for Industry ofrecen seguimiento en tiempo real del rendimiento de las operaciones de la fábrica, y en menos de seis meses, se registró una reducción del 46% de residuos y del 17% del tiempo operativo de mantenimiento.

Gracias a la tecnología de vanguardia que utiliza Schneider, la fábrica inteligente de Batam no solo es una fá-

brica en funcionamiento, sino una exhibición para que los clientes y socios sean testigos de cómo la transformación digital puede ayudarlos a tomar decisiones informadas y basadas en datos que mejoran la rentabilidad, el rendimiento de la gestión de activos y la eficiencia operativa, y que a su vez contribuyen a tener una fuerza laboral más capacitada y productiva, y a mantener las operaciones seguras, ágiles y sostenibles para el medio ambiente. Xavier Denoly, Country President de Schneider Electric Indonesia dijo: «Creemos firmemente en el valor que tienen las fábricas inteligentes y nos aseguramos de que nuestras fábricas cuenten con las más recientes tecnologías de IIoT para encabezar la nueva era de la industria

4.0. Nuestra fábrica inteligente en Batam es un banco de pruebas de aprendizaje automático, inteligencia artificial, mantenimiento predictivo y digital, procesos y máquinas conectadas.

La integración de big data, los entornos de nube y la tecnología de IIoT allanarán el camino para que las organizaciones en Asia trabajen en pos de su visión de fábrica inteligente y logren así una mayor eficiencia energética y una mayor sostenibilidad a largo plazo.”

La fábrica inteligente en Batam implementa EcoStruxure™ Machine, una de las soluciones de EcoStruxure™, arquitectura y plataforma de sistemas abierta, interoperativa, “plug & play” y compatible con internet de las cosas

de Schneider Electric. Esta solución ofrece seguimiento en tiempo real del rendimiento de sus operaciones y mejor visibilidad del rendimiento de las máquinas y de las necesidades de mantenimiento preventivo. Mediante el uso de los tableros de la torre de control de fabricación, los gerentes de planta pueden tomar mejores decisiones y reducir los tiempos de reacción ante situaciones problemáticas en la planta. La planta de Batam, hasta el momento, registró una reducción del 17% de horas hombre dedicadas al mantenimiento y del 46% de residuos.

“El empoderamiento de competencias locales y el desarrollo de talentos son también factores clave para el éxito de la transformación digital en la fábrica de Batam. El equipo de Schneider Electric en Batam ha diseñado, desarrollado, probado e implementado con éxito diversas soluciones digitales en toda la red de fabricación global de la empresa. Además, desde 2017, Schneider Electric ofrece oportunidades a estudiantes vocacionales y a estudiantes del Politécnico de Batam para participar en el desarrollo de aplicaciones en la fábrica inteligente de Batam a través de su Programa de pasantías digitales.” expresó Xavier.

En Batam, Schneider Electric emplea a 2.900 personas en toda su red de plantas en las que se fabrica una amplia variedad de productos que se distribuyen en todo el mundo. Los tres establecimientos cuentan con la certificación de las normas internacionales ISO 9001, ISO 14001, y OHSAS 18001. Sirichai Chongchintaraksa, VP de Rendimiento de la Cadena de Suministro, Asia Oriental, Japón – Cadena de Suministro Global de Schneider Electric dijo, “Entendemos que no es fácil para las organizaciones dar el primer paso hacia IIoT. Sin embargo, nuestra fábrica inteligente en Batam puede servir como práctica recomendada y como ejemplo de los beneficios de la digitaliza-

ción de la gestión de la energía y la automatización de la industria productiva y puede ayudar a las organizaciones a comenzar el camino hacia la digitalización.”

Según Sirichai:

· La transformación digital posibilita el seguimiento en tiempo real del rendimiento de las operaciones desde la fábrica hasta la oficina ejecutiva, obteniendo así mayor visibilidad sobre el rendimiento de las máquinas, las necesidades de mantenimiento preventivo, el cumplimiento de control de calidad de los procesos, la evolución de los procesos, la gestión de la energía y demás actividades que pueden encontrarse en un taller de fabricación.

· Todos los empleados de nuestras fábricas aprovechan la digitalización ya que tienen más tiempo para centrarse en las tareas estratégicas que respaldan el crecimiento de la empresa, aumentar la productividad, tomar mejores decisiones en base a análisis de datos en tiempo real y mejorar las condiciones de funcionamiento.

· El retorno de la inversión de estas tecnologías varía de menos de 6 meses a 2 años. Para dar un ejemplo específico, el retorno de la inversión de la implementación de EcoStruxure™ para una de nuestras líneas de producción electromecánica fue menor a 6 meses gracias a la reducción de residuos en un 46% y a que las horas hombre de mantenimiento se redujeron hasta un 17%; y su implementación nos llevó menos de un mes.

Schneider Electric ha trabajado en conjunto con el Ministerio de Industria de la República de Indonesia en el desarrollo e implementación de la industria 4.0 desde noviembre de 2018 y la fábrica inteligente de Batam acaba de recibir un premio del Ministerio de Industria de la República de Indonesia como «Modelo nacional para Indonesia.»

“Es sorprendente ver en persona cómo la transformación digital puede tener un gran impacto en las operaciones y en los negocios, y cómo la plataforma EcoStruxure puede escalar el camino de transformación digital de cada cliente de forma rápida y segura. Sin dudas, compartiremos este conocimiento con nuestros clientes en Myanmar”.

## RIO PIPELINE

CONFERENCE & EXHIBITION

Promoted and Organized by:



**Register now and enjoy the early bird rates**

Connect to the largest community gathering of pipelines in Brazil

The program will feature panels, forums, presentations of technical works, 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.



03-05 Sep | 2019

SulAmérica Convention Center - RJ | Brazil

[riopipeline.com.br](http://riopipeline.com.br)

LAST EDITION NUMBERS (2017)



1427 DELEGATES



8.050 VISITORS\*



50 EXHIBITORS



20 COUNTRIES\*

\*2017 edition held alongside OTC Brasil

Platinum Sponsor

**ROSEN**  
empowered by technology

Gold Sponsor

**ntsr**

Silver Sponsor

**ntero**

Bronze Sponsor

**TRAPIL**

Copper Sponsor

**Plural**  
Energy and  
Construction

**Combustivel  
Legal**

**Worley**  
www.worley.com

Suscribase

**Energía&Negocios**

4371-6019 / 4371-0010

[info@energiaynegocios.com.ar](mailto:info@energiaynegocios.com.ar)



ARM 2.0, la aplicación exclusiva de monitoreo de Aggreko

# Prevención de fallas remotas a través de un software

El software de monitoreo remoto brinda beneficios exclusivos gracias al grupo de ingenieros y técnicos expertos disponibles las 24hs desde la Central de Operaciones Remotas (ROC).

Aggreko, líder mundial en soluciones de energía modular y móvil, y servicios energéticos, da a conocer ARM 2.0 su aplicación especializada para el monitoreo que permite detectar con anticipación cualquier problema y solucionarlo usando diagnósticos computarizados, planeando soluciones, actuando de modo preventivo y activo frente a la solución de nuevas fallas.

“Es un orgullo dar a conocer en Argentina nuestra app ARM 2.0 para monitoreo remoto que ofrece una serie de beneficios exclusivos para que cada cliente pueda acceder, en tiempo real, a los datos de productividad de su proyecto con Aggreko. Con ARM es posible mejorar la eficiencia operacional, minimizando riesgos y previniendo incidentes.” afirmó Enrique Mallea, Gerente General de Aggreko Argentina.

ARM 2.0 asegura beneficios claros en la maximización del tiempo de actividad, una mejoría en la eficiencia operacional, minimizando los riesgos y previniendo incidentes. A su vez, asegura un aumento de la productividad de la máquina y permite que los clientes tengan más tiempo para concentrarse en operaciones esenciales.

## Etapas clave

El funcionamiento de ARM 2.0 contempla cuatro etapas clave que aseguran la excelencia para los clientes:

Monitoreo de equipo: La

solución ARM transmite datos en tiempo real desde los equipos que se encuentran en las instalaciones de un cliente.

Análisis en tiempo real: Aggreko analiza los datos para prevenir proactivamente los problemas potenciales.

Diagnóstico remoto: Los problemas potenciales son identificados en el momento que ocurren.

Resolución de problemas:

Con el acceso a los datos, Aggreko puede diagnosticar y coordinar la resolución con mayor rapidez y precisión.

Atención personalizada: Si es necesario, nuestro equipo tomará medidas inmediatas para solucionar el problema.

La aplicación “Aggreko Remote Monitoring 2.0” está disponible para descarga en Apple Store o en Google Play Store.



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

*Poné tu marca en boca de todos*

**CHOCO MAKERS**

CHOCOLATES GOURMET  
*Personalizados*  
 www.chocomakers.com.ar



Según un informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE) que establece recomendaciones

# El hidrógeno puede ser clave en un futuro energético limpio y seguro

El mundo tiene una importante oportunidad para aprovechar el gran potencial del hidrógeno para convertirse en una parte fundamental de un futuro energético más sostenible y seguro, según la Agencia Internacional de Energía en un importante informe.

Fatih Birol, director Ejecutivo de la AIE, e Hiroshi-ge Seko, ministro de Econo-

mía, Comercio e Industria de Japón, han presentado el informe.

El hidrógeno puede ayudar a enfrentar diversos desafíos energéticos críticos, como ayudar a almacenar la producción variable de fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica y la eólica para satisfacer mejor la demanda. Ofrece formas de descar-

bonizar una gama de sectores, incluido el transporte de larga distancia, los productos químicos y el hierro y el acero, donde resulta difícil reducir significativamente las emisiones. También puede ayudar a mejorar la calidad del aire y fortalecer la seguridad energética.

Una amplia variedad de combustibles pueden producir

hidrógeno, incluyendo energías renovables, energía nuclear, gas natural, carbón y petróleo. El hidrógeno puede ser transportado como gas por tuberías o en forma líquida por los buques, al igual que el gas natural licuado (GNL). También puede transformarse en electricidad y metano para alimentar la industria de hogares y piensos, y en combus-

tibles para automóviles, camiones, barcos y aviones.

Para aprovechar este impulso, el informe de la AIE ofrece siete recomendaciones clave para ayudar a los gobiernos, las empresas y otras partes interesadas a ampliar los proyectos de hidrógeno en todo el mundo.

Estas incluyen cuatro áreas donde las acciones de hoy pueden ayudar a sentar las bases para el crecimiento de una industria global de hidrógeno limpio en los próximos años:

- Hacer de los puertos industriales los centros neurálgicos para ampliar el uso de hidrógeno limpio;
- Aprovechar la infraestructura existente, como las tuberías de gas natural;
- Expandiendo el uso del hidrógeno en el transporte, usándolo para impulsar autos, camiones y autobuses que se ejecutan en rutas clave;
- Lanzamiento de las primeras rutas marítimas internacionales del comercio del hidrógeno.

El informe señala que el hidrógeno aún enfrenta desafíos importantes. La producción de hidrógeno a partir de energía baja en carbono es cara en este momento, el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno es lento y frena la adopción generalizada, y algunas regulaciones actualmente limitan el desarrollo de una industria de hidrógeno limpio.

Hoy en día, el hidrógeno ya se está utilizando a escala industrial, pero se suministra casi en su totalidad con gas natural y carbón. Su producción, principalmente para las industrias químicas y de refino, es responsable de 830 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año.

Eso es el equivalente a las emisiones anuales de carbono del Reino Unido e Indonesia juntas. Reducir las emisiones de la producción de hidrógeno existente es un desafío, pero también representa una oportunidad para aumentar el volumen de producción de hidrógeno limpio en todo el mundo.

Un enfoque es capturar y almacenar o utilizar el CO<sub>2</sub> de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.

Actualmente hay varias instalaciones industriales en todo el mundo que utilizan este proceso, y hay más en trámite, pero se requiere un número mucho mayor para tener un impacto significativo.

Otro desafío importante es ampliar el uso de hidrógeno limpio en otros sectores, como automóviles, camiones, edificios de acero y calefacción. Actualmente hay alrededor de 11.200 autos impulsados por hidrógeno en la carretera en todo el mundo.




MEJORES PRECIOS DEL MERCADO

# POTENCIA



**GRÚA IRON QY100**

- Carga de Elevación Nominal: 100 Tn
- Inclinación de Cabina
- 6 ejes - 4 direccionables

ENTREGA INMEDIATA

 Grúas Sobre Camión	 Grúas All Terrain	 Excavadoras	 Motoniveladoras	 Rodillos Vibrocompactadores	 Retroexcavadoras	 Fresadoras
 Hidrogrúas	 Camión Articulado	 Camión Minero	 Plantas de Hormigón		 Plantas de Asfalto	
 Mixers Hormigoneros	 Minicargadores	 Rodillo Neumático				

Consultas por financiación a medida: [info@xcmg.com.ar](mailto:info@xcmg.com.ar) | [info@iron-group.com](mailto:info@iron-group.com)

**IRON GROUP**

Distribuidor oficial de XCMG en Argentina

WEB

[XCMG.COM.AR](http://XCMG.COM.AR)  
[IRON-GROUP.COM](http://IRON-GROUP.COM)

CONTACTO

☎ 0800 888 IRON (4766)  
☎ 11 6227 2500

REDES

