

Sin embargo, se necesitan inversiones para resolver los cuellos de botella

Vaca Muerta: El desarrollo masivo permitió un fuerte incremento de la productividad

Durante 2016 se triplicó la producción promedio, alcanzando niveles comparables a los de EE.UU. Los pozos realizados en dicho año alcanzaron una producción promedio 7% inferior a la producción promedio de Permian, los de 2017 sólo un 2% inferior y los de 2018 superan por primera vez la producción promedio de dicha cuenca.

Por Luis Giussani

Página 2



La gestión energética bajo la lupa de los aliados

Página 6

Subasta de CAMMESA

El gas firme de TDF con menores precios

Página 16

La demanda de energía eléctrica cayó 8,6%

Página 22

Venta interrumpible

Crecen las exportaciones de gas a Chile

Página 4

El ex secretario de Energía plantea la necesidad de consensuar políticas de Estado

“Las medidas que tiene que tomar la próxima administración serán mucho menos traumáticas”

Página 12



Daniel Montamat



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



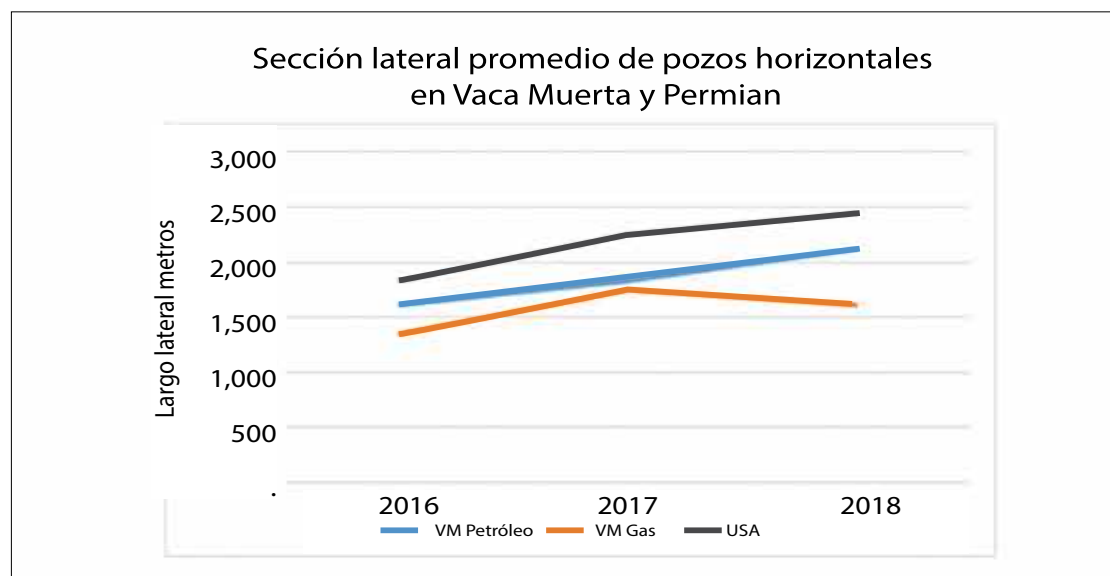
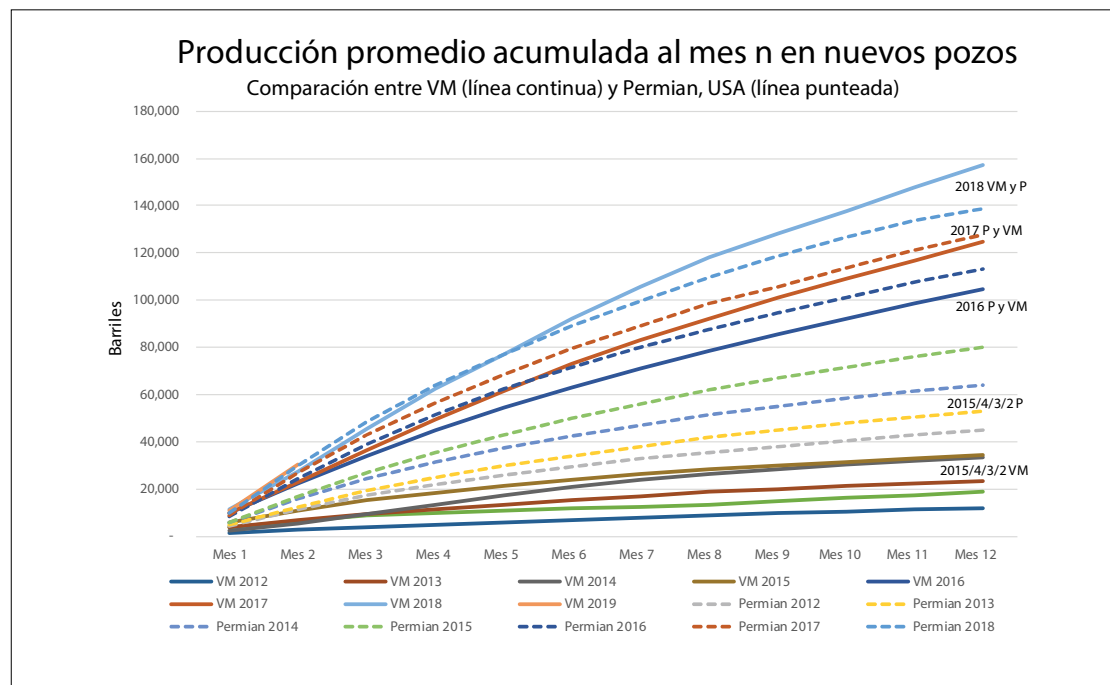
Vaca Muerta: El desarrollo masivo permitió un fuerte incremento de la productividad

Por Luis Giussani *

Luego de la etapa de experimentación, réplica de las experiencias similares en USA y *learning by doing*, el comienzo del desarrollo masivo en Vaca Muerta ha permitido alcanzar productividades superiores a las de USA.

La publicación de las estimaciones de recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta y otras cuatro formaciones shale de Argentina, por parte de la U.S. Energy Information Administration en abril de 2011¹, despertó el interés generalizado. Dicho informe, ampliado y revisado en junio de 2013², estimaba para Vaca Muerta recursos técnicamente recuperables por 308 TCF de gas y 16.200 millones de barriles de petróleo. Para toda Argentina este informe estimaba 802 TCF de gas, cifra 68 veces mayor a las reservas comprobadas a esa fecha (12 TCF) y 27 mil millones de barriles, lo que equivalía a multiplicar por 71 las reservas comprobadas de petróleo al 2014: 380 millones de barriles. Como el espesor de Vaca Muerta es mayor al de las formaciones comparables de USA, los primeros pozos exploratorios fueron verticales, utilizando una tecnología más sencilla y también menos costosa, pero mucho menos productiva que la utilizada en USA.

En el año 2016 se cambia el paradigma, ya que por primera vez la cantidad de pozos horizontales perforados supera a los verticales, generando un cambio abrupto en la producción promedio por pozo, la cual se triplicó respecto al año anterior. Hoy se ha estandarizado el uso de pozos horizontales, incrementándose año a año la extensión de la rama lateral. Como se observa en el gráfico, hasta el año 2015 la producción promedio acumulada por pozo en Permian, USA, era notablemen-



te superior a los pozos de Vaca Muerta. Cuatro veces mayor en 2012 y el doble entre los años 2013 y 2015. Durante el año 2016 se triplica la producción promedio, alcanzando niveles comparables a los de USA. Los pozos realizados en dicho año alcanzan una producción promedio 7% inferior a producción promedio de Permian, los de 2017 sólo un 2% inferior y los de 2018 superan por primera vez la producción promedio de dicha cuenca. La producción acumulada al mes 12 es significativamente superior: 13%. La

adopción de tecnologías más eficientes ha permitido que la productividad por pozo supere en 2018 los registros de las formaciones más prolíficas de USA. Por otra parte, aún existe un amplio margen de mejora si se incrementa la extensión horizontal y se realizan fracturas con mayor densidad de agentes sostén, ya que en ambos casos las prácticas actualmente utilizadas en Argentina están por debajo de los promedios utilizados en USA. De todas maneras, cada operador deberá ensayar el mejor diseño para los pozos del área bajo produc-

ción; en USA se han realizado pozos de más de 6.000 metros de rama lateral, más del doble que el promedio de la zona, y sin embargo aún existen casos puntuales de operadores que utilizan pozos verticales, como SM Energy que en diciembre de 2017 ha puesto en producción un pozo vertical en la cuenca Permian (el ID 4222739038) con excelentes resultados. Con respecto a la producción promedio de gas, aún no se han alcanzado los niveles de las cuencas más productivas de USA, como Haynesville, pero se han acor-

tado fuertemente las diferencias. El pozo promedio puesto en marcha tanto en 2014 como en 2015 era cinco veces menos productivo que el equivalente de Haynesville. Para los pozos de 2018 esa diferencia fue mucho menor, ya que en VM alcanzó un nivel 28% inferior a sus pares de dicha cuenca. Un hecho para remarcar es que en Haynesville en 2018 se verificó un descenso del 7% en la producción promedio respecto al año anterior. De acuerdo a los con los que se cuenta hoy, a diferencia de VM, en Haynesville se ha alcanzado el techo de la productividad.

Hasta la fecha, la provincia de Neuquén ha firmado 39 concesiones para la explotación de Vaca Muerta. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la densidad de pozos y el dinamismo de las inversiones ha sido escaso. La asociación de YPF y Chevron ha demostrado la productividad en la ventana de petróleo en Loma Campana, mientras que Tecpetrol, en Fortín de Piedra, lo ha realizado en la llamada ventana de gas. Es necesario que se multipliquen las inversiones en el upstream con el ingreso de nuevos inversionistas o la entrada en producción masiva en las concesiones ya otorgadas.

Hasta el momento se ha podido aprovechar la infraestructura de midstream ociosa por la prolongada caída en la producción convencional de gas y petróleo de la cuenca neuquina.

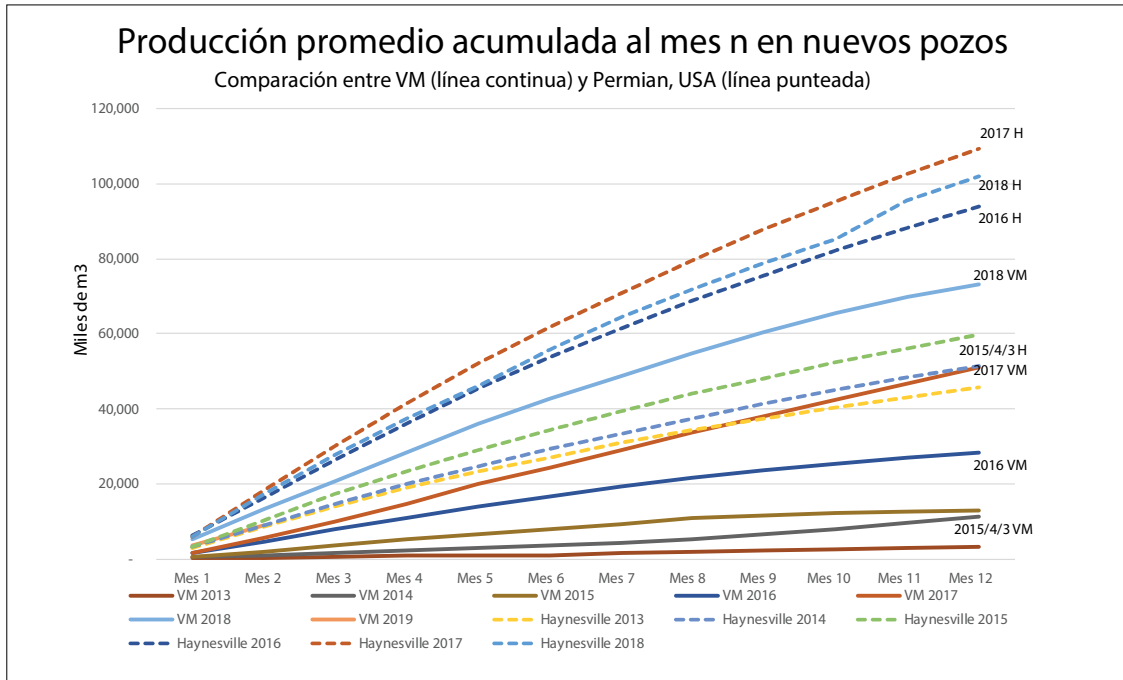
Sin embargo, desde el verano de 2018-2019 ha habido limitantes en cuanto a la capacidad de procesamiento y mercado para la creciente oferta. La futura producción de Vaca Muerta no sólo se convierte en la proveedora natural de gas y petróleo de Argentina, Chile y Uruguay, sino que se producirán excedentes exportables extrazona. Para lograr

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



este crecimiento sostenido se necesitan nuevas inversiones para resolver los distintos cuellos de botella:

a) Nuevo gasoducto troncal al cordón Buenos Aires-Rosario. Hoy la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina es insuficiente para evacuar la producción, dándose la contradicción que durante el verano se exportó gas a Chile e importó gas desde Bolivia.

b) Incremento de la capacidad separadora de gases en Neuquén, lo que también permitiría el crecimiento del polo petroquímico de Bahía Blanca. Actualmente el gas producido supera la capacidad de procesamiento de Mega. La ampliación proyectada permitiría el incremento de la producción de etano, propano, butano y gasolina natural. El etano permitiría el crecimiento del polo petroquímico de Bahía Blanca, mientras que el resto de los hidrocarburos incrementará los saldos exportables.

c) Continuar los estudios para nuevos sitios de almacenaje de gas con el fin de suavizar la estacionalidad de la demanda. Actualmente en Argentina hay dos instalaciones para el almacenamiento de gas. La planta criogénica de peak shaving de General Rodríguez y el yacimiento de gas depletado de Diadema cerca de Comodoro Rivadavia. Por otra parte, no ha sido totalmente exitoso el proyecto de Lunlunta Carrizal en Mendoza en un yacimiento depletado de petróleo. La fuerte estacionalidad de la demanda hace necesario el incremento de la capacidad de almacenamiento para evitar el problema que se dio



en el primer trimestre de 2019, cuando YPF debió suspender la producción de pozos gasíferos ante el incremento de la oferta e insuficiencia de demanda.

d) Continuar con los estudios para exportar gas natural licuado vía Bahía Blanca y también vía la planta de regasificación de Quinteros en Chile. YPF ha testeado la instalación en Bahía Blanca de una barcaza para la licuefacción de gas natural. Un posible mercado para la producción futura. También debe ser evaluado un acuerdo con Chile, para utilizar las instalaciones de la planta regasificadora de Quinteros que permitiría la exportación al Pacífico.

e) Ampliación de Oleoductos del Valle. La creciente producción petrolera hará necesaria una mayor capacidad de transporte hacia Bahía Blanca.

f) Puesta en condiciones y extensión del ramal de tren desde Bahía Blanca a Añelo. Este tren permitiría bajar los costos logísticos, prin-

cipalmente para el transporte de arena, otros agentes sostén y ductos. Sin embargo, las empresas con proyectos de inversión en la zona no han solicitado las toneladas de carga necesarias para asegurar la rentabilidad del proyecto. Ya se ha comprobado la viabilidad técnica y económica para poner en valor los recursos de Vaca Muerta, los costos de perforación son aún superiores a los de USA, pero el costo de ingreso por acre es marcadamente inferior. Será necesario continuar realizando inversiones y reglas claras para atraer capitales.

Luis Alberto Giussani, consultor independiente especializado en economía del petróleo y gas. Email: giussani@gmail.com.

¹ World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration. Abril de 2011.
² EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration - Advanced Resources International, Inc. Junio de 2013

Tras la subasta de CAMMESA por 6 Mm³/d

El gas firme de TDF con menores precios

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) recibió ofertas para la provisión en firme de 5.388.000 metros cúbicos diarios de gas natural, en el marco de la tercera subasta de gas destinado a la generación eléctrica realizada mediante el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA).

Las petroleras ofertaron mediante este sistema por espacio de una hora en base a un límite prefijado de hasta 5,6 millones de metros cúbicos día de gas exclusivamente de yacimientos en Tierra del Fuego.

La provisión del fluido tendrá lugar entre el 1 de junio de este año y el 31 de mayo de 2020 y el mínimo ofertado fue de 60.000 m³/d, conforme lo estableció CAMMESA, que comparará para aprovisionar a las centrales térmicas, que no participaron en forma directa en la subasta.

CAMMESA impuso un precio tope de US\$ 3,24465 por millón de BTU (/MMBTU) para la provisión entre junio y agosto y de US\$ 2,2077 /MMBTU Las ofertas aceptadas fueron doce y los volúmenes variaron entre el mínimo antes señalado y un máximo de 1.500.000 m³.

Estos precios son los mínimos que se consiguieron en la anterior subasta y ésta fue la primera con condiciones de entrega en firme, ya que las realizadas en septiembre y diciembre del año pasado fueron bajo el esquema de entrega interrumpible.

Queja de las petroleras

Las petroleras en condiciones de participar fueron la francesa Total Austral, la estatal argentina YPF, la estatal chilena ENAP y Roch, que son las cuatro que operan yacimientos en Tierra del Fuego, y que cuestionaron a la Secretaría de Energía por estos precios.

No obstante, el secretario Gustavo Lopetegui y su equipo técnico rechazaron el planteo.

Rechazo

Se trató de una señal política indicando que el gas se puede entregar con precios muy bajos en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST o boca de pozo), más teniendo en cuenta que son de la provincia más austral del país (y, por lo tanto, los costos de transporte son más caros).

Mientras el ex ministro de Energía, Juan José Aranguren, había propuesto un sendero ascendente y gradual para los precios del gas, que culminaba en US\$ 6,78 /MMBTU en octubre de este año, el Gobierno quiere mostrar ahora a la sociedad que sobra el gas y que se puede vender a un tercio de ese valor.

La obligación de CAMMESA de tomar o pagar (take or pay, TOP) llega al 75%, mientras que la de las petroleras de entregar o pagar (deliver or pay, EOP o DOP) será de 100%. El adjudicatario debe realizar la facturación de los volúmenes de gas suministrado en su equivalente en pesos por metro cúbico dentro de los 10 días posteriores al último día de las entregas de cada mes. El pago de dicha factura será a los 45 días de finalizado el mes de entrega.

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

En caso de haber mayor demanda interna el despacho se interrumpirá

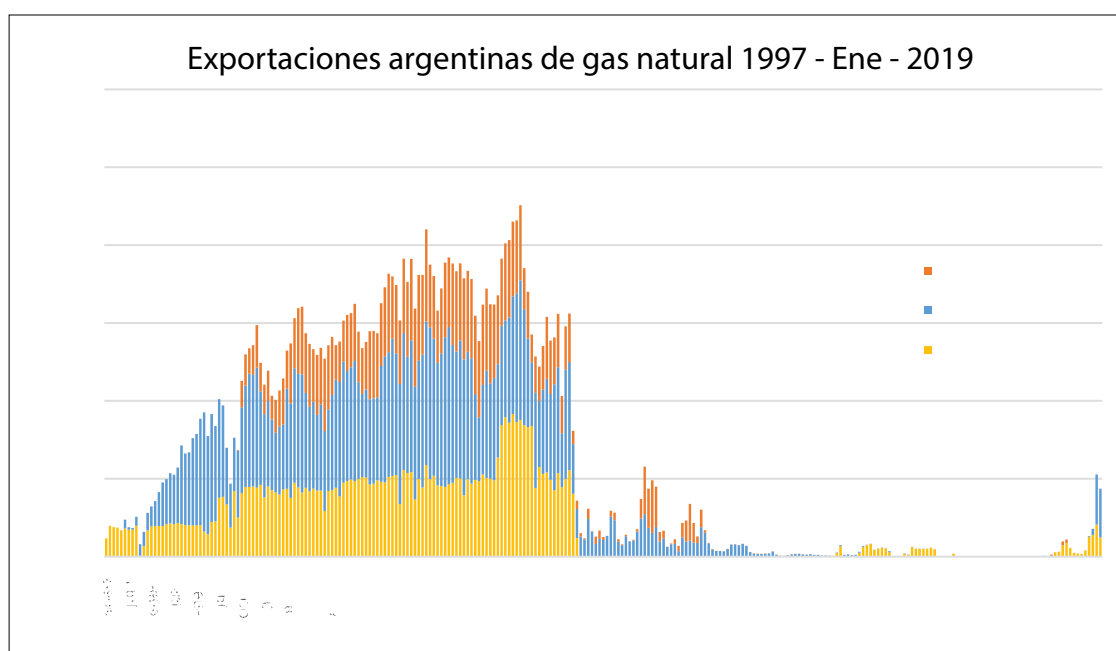
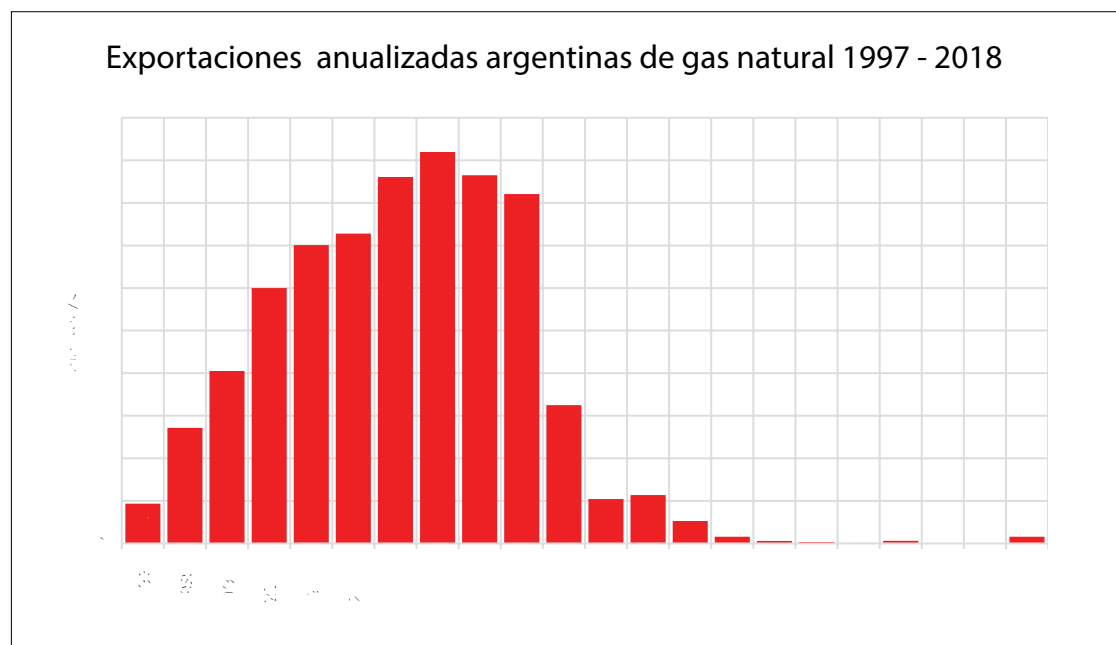
Crece las exportaciones de gas a Chile

La Secretaría de Energía autorizó en los últimos días -por separado- nuevas exportaciones de gas natural a Chile, con carácter de interrumpible, a las productoras YPF y Exxon Mobile Exploration Argentina (EMEA), por volúmenes máximos diarios de 3,5 millones, y 600 mil metros cúbicos diarios, respectivamente, hasta el 30 de abril de 2020. Las ventas respectivas fueron autorizadas a través de las resoluciones 277 y 274/2019, publicadas en el Boletín Oficial, con un criterio similar al aplicado en los últimos meses para otras operaciones con destino a ese mercado, en un contexto de excedencia de gas por la combinación de una mayor producción, particularmente en yacimientos no convencionales, y una menor demanda interna, a nivel residencial y también industrial (por merma de la actividad).

También concurre a esta situación una capacidad muy limitada de transporte del gas no convencional producido en Vaca Muerta que podría derivarse a la región noreste del país, lo cual requiere encarar la ampliación de dicha capacidad, y avanzar con proyectos de conversión de ese gas en GNL, para su exportación.

Así las cosas, el gobierno autorizó a la petrolera de mayoría accionaria estatal a exportar 3,5 millones de metros cúbicos diarios de gas natural convencional a Chile desde Loma La Lata hasta el 30 de abril del año próximo.

La R-277 detalla que el gas de YPF se origina en las Áreas El Portón y/o Loma La Lata - Sierra Barrosa, ubicadas en la Cuenca Neuquina, con destino a Innergy Soluciones Energéticas Sociedad Anónima (INNERGY)". En el caso de Exxon se trata de gas producido en las Áreas "Bajo del Choique - La Invernada", "Los Toldos I Sur" y "Pampa de las Yeguas", ubicadas en la



Cuenca Neuquina, teniendo como destino también proveer a INNERGY.

En ambas resoluciones se establece que la exportación será hasta la fecha indicada o "hasta completar la cantidad máxima total equivalente al volumen de exportación diaria autorizada por la cantidad de días de vigencia de la autorización desde su otorgamiento, lo que ocurra primero".

En la resolución se puntualizó que la exportación de excedentes de gas natural en las

cantidades diarias previstas "estará sujeta a interrupción cuando existan necesidades de abastecimiento interno, y deberá ser previamente notificada a la autoridad de aplicación (Energía).

La autorización de exportación caducará automáticamente si transcurrido el plazo de 45 días computados a partir de la fecha de su publicación no se efectivizare la primera exportación comercial de gas natural, de conformidad con lo previsto en el anexo I al de-

creto 1738/1992.

Las modificaciones de las condiciones contractuales originales referidas a cantidades comprometidas, plazo de vigencia y/o precio de los contratos o documentos que sustenten las respectivas exportaciones, deberán ser sometidas a consideración de la autoridad de aplicación, con anterioridad a su vigencia efectiva. EMEA deberá informar mensualmente a Energía los volúmenes mensualmente exportados, se indicó.

Amparo contra adjudicación en Malvinas

La jueza federal de Río Grande, Mariel Borruto, consideró "admisible" y trasladó a la Secretaría de Energía de la Nación sobre un recurso de amparo colectivo que busca frenar la adjudicación de áreas hidrocarburíferas a empresas de origen británico en la zona de las Islas Malvinas. La demanda presentada por el intendente de Río Grande, Gustavo Melella, con el acompañamiento de gremios y partidos políticos, solicita la declaración de "nulidad" e "inconstitucionalidad" del decreto nacional 872/18, que instruyó a la Secretaría de Energía a convocar al concurso público internacional por el que finalmente se adjudicaron -el último jueves- 18 áreas para la explotación de gas y petróleo en la cuenca de Malvinas. El amparo incluye una medida cautelar para que la Justicia suspenda el procedimiento de adjudicación de los derechos de exploración y explotación sobre las áreas licitadas, que ocurrirá "a los quince días corridos después de publicado el permiso". Además la presentación señala que a través del concurso el Estado Nacional "entrega unilateral, gratuita e indiscriminadamente información geológica de la plataforma continental argentina", y habilita a presentarse a "cualquier empresa extranjera (inclusive británica y que operaron en Malvinas bajo el régimen kelper)" siendo "una gravísima afrenta a la soberanía nacional".

AEROTAN S.A.

Especialidad en diseño, Ingeniería, Construcción y Montaje de Tanques bajo Normas API 650 y 620



Av. Mosconi Nro. 180 (Tres Arroyos - Pcia. Buenos Aires) Tel: (02983) 431477 / 78 / 79 aerotan@aerotan.com.ar

El secretario de Energía dijo que las exportaciones de hidrocarburos van a seguir creciendo en los próximos años.

Lopetegui prevé una balanza energética equilibrada para 2019

El secretario de Energía, Gustavo Lopetegui, consideró que “probablemente nos aproximemos en 2019 a una balanza comercial energética equilibrada”, al tiempo que aseveró que las exportaciones de hidrocarburos “van a seguir creciendo” en los próximos años.

Lopetegui remarcó que Vaca Muerta es una entre 20 formaciones identificadas en el planeta por el Departamento de Energía de los Estados Unidos con recursos de hidrocarburos no convencionales, “pero es uno de los pocos casos que se pudo explotar rápidamente porque el país fue capaz de trasladar tecnología de punta desarrollada en Estados Unidos y porque tenemos 100 años de actividad en el sector, además de empresas nacionales y extranjeras, contratistas, técnicos, obreros, y un marco regulatorio adecuado”.

El directivo hizo hincapié en la necesidad de “equilibrar la macroeconomía, de manera que caiga el costo del ca-

pital necesario para las inversiones”, y también en abordar cuestiones pendientes como “la situación impositiva, los costos portuarios y temas que tienen que ver con las relaciones laborales”.

“El tema esencial, -dijo el presidente de YPF, Miguel Gutiérrez- es que logramos bajar los costos de producción en Vaca Muerta, y en nuestro yacimiento de Loma Campana el promedio está abajo de los US\$ 40 el barril, y US\$ 35 en los mejores pozos”. “Pero como tenemos retenciones, el objetivo es seguir bajando costos y producir a un valor promedio de US\$ 50 a 55”, precisó. Por su parte, el Subsecretario de Desarrollo Energético, Luciano Caratori, refirió en el mismo ámbito que en los próximos años serán crecientes las exportaciones de hidrocarburos, a partir de la mayor producción proyectada.

En el caso del petróleo, la perspectiva de crecimiento hasta 2030 es de entre 5 y 7 % anual, mientras que la produc-



Gustavo Lopetegui

ción de gas natural aumentaría a un ritmo del 4 %, en ambos casos con fuerte aporte de shale, que hoy representan 15 y 22 % de la producción total del país, respectivamente, detalló el funcionario.

Caratori agregó que en los próximos años “no se prevén ampliaciones del parque refinador de petróleo y se exportarán los volúmenes por encima de los 600.000 barriles diarios: ya hubo envíos de crudo liviano en febrero y en el corto plazo habrá más movimiento”, afirmó, y arries-

gó que en gas natural, a Vaca Muerta se agregará la producción costa afuera “a partir de la que esperamos que sea una exitosa licitación de áreas off shore”. No obstante, admitió que la exportación encuentra límites tanto de demanda como de transporte, pero confió en las acciones para ampliar la capacidad de los gasoductos y en los proyectos de plantas de licuefacción que se están evaluando.

Gutiérrez detalló que YPF opera actualmente 696 pozos en Vaca Muerta con 16 equi-

pos, que pasarán a 18 a fin de año, mientras que el conjunto de las compañías que operan en la formación acumulan 1.120 pozos, pero “todavía estamos en la infancia”, señaló.

En ese sentido, destacó que, “estamos invirtiendo US\$ 2.050 millones, de los cuales US\$ 500 millones son para infraestructura, a fin de asegurar la evacuación de lo producido”. “La exportación de petróleo está al alcance de la mano, pero se hará realidad de manera sistemática dentro de 18 a 24 meses”, agregó. En cuanto al gas natural Gutiérrez sostuvo que “tenemos que lograr un equilibrio que nos permita exportar y ese es el desafío para los próximos años, ser capaces de colocar el gas a US\$ 6 el millón de BTU en China, los países del Sudeste asiático y Japón, que son los que van a estar demandando más”.

Asimismo, Gutiérrez se refirió a las posibilidades abiertas en los mercados de la región y estimó que Chile puede demandar entre 20 y 24 millones de metros cúbicos diarios frente a 7 millones actualmente. En cuanto a la exportación de GNL (gas natural licuado), un proyecto al que apuesta YPF, advirtió que construir una planta de licuefacción “lleva un tiempo, 5 años para ponerle un número”.

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



Crítica a los incumplimientos de los acuerdos suscritos por Mauricio Macri

La gestión energética bajo la lupa de los aliados

Bajo el título “Agenda Energética 2019” el Instituto de la Energía General Mosconi (IAE) difundió su opinión respecto del estado actual del cumplimiento de los puntos establecidos en la Declaración de Compromiso sobre Política Energética.

La Declaración, fue suscrita por los principales líderes políticos argentinos en 2014, entre ellos, por el actual presidente de la Nación Mauricio Macri y miembros relevantes de la coalición oficialista Cambiemos, y una importante parte de la actual oposición parlamentaria.

El documento es extenso y sólo se extraen fragmentos, pero se puede acceder al texto completo en el sitio (www.energiaynegocios.com.ar)

El documento refleja un planteo actualizado de la situación del sector energético y establece su posición respecto de la búsqueda de consensos entre las autoridades, la comunidad energética y la sociedad en general, para establecer políticas de Estado en materia energética.

La referida Declaración contiene trece puntos “programáticos de fondo sobre la política energética” y tres “medidas urgentes” y según el IAE se registra un grado de cumplimiento desparejo de los compromisos asumidos, algunos cumplidos a satisfac-

ción y otros absolutamente incumplidos.

El informe contiene un análisis cuantitativo y otro cualitativo.

En lo relativo a “los acuerdos programáticos sobre política energética”, indica que se cumplieron dos Acuerdos; siete tuvieron un cumplimiento parcial y cuatro no fueron cumplidos. En lo relativo a las “medidas urgentes”, dos fueron cumplidas y una incumplida.

En lo referente al análisis cualitativo, el mismo indica que permanecen incumplidos los compromisos asumidos que requerían acuerdos políticos capaces de plasmarse en acuerdos parlamentarios profundos como para aprobar leyes de fondo; y constituirse en verdaderas Políticas de Estado que puedan perdurar durante largos períodos, que contengan varios ciclos de gobierno.

Precios y tarifas.

“Los precios y tarifas energéticas deberán retribuir costos totales de los servicios producidos, asociados a estándares de calidad y confiabilidad preestablecidos. Se reducirán los subsidios presupuestarios a la energía no justificados socialmente, con la meta de tener precios mayoristas únicos en los mercados de gas y electricidad y con el



Jorge Lapeña y Gerardo Rabinovich

objetivo de finalizar el período de transición definido con un set de precios y tarifas que reflejen costos económicos.

“Los precios y tarifas energéticas deberán retribuir costos totales de los servicios producidos, asociado a estándares de calidad y confiabilidad preestablecidos.”

Para aquellos usuarios vulnerables, según indicadores socioeconómicos, se establecerá una política de subsidios focalizados (tarifa social), que in-



cluirá a los consumidores de gas licuado de petróleo (gas en garrafas).”

Se sostiene que este punto tiene una importancia fundamental en la normalización del sistema energético argentino que había llegado a una situación límite de deterioro, después de doce años de congelamiento tarifario.

En el documento suscrito se planteó la resolución de cuatro grandes cuestiones: a) Los Precios energéticos; b) Las Tarifas reguladas de los servicios públicos energéticos; c) La eliminación de los subsidios no justificados socialmente; y d) la creación de un régimen de tarifa social.

En opinión del IAE Mosconi, las tarifas reguladas de la electricidad y del gas natural fueron bien resueltas, de acuerdo a la normativa legal aplicable y el proceso supervisado y dirigido por los Entes Reguladores normalizados.

Pero la eliminación de los subsidios presupuestarios de raíz energética no justificados socialmente, es un objetivo en vías de cumplimiento.

La implementación de un Régimen de Tarifa Social para usuarios vulnerables se ha implementado y es un compromiso cumplido.

En cambio, el compromiso que establece que: “Los precios... energéticos deberán retribuir costos totales de los servicios...” no ha sido cumplido por lo menos en lo que es el precio más importante de la economía energética argentina: el Precio del gas natural en boca de pozo.

Expresa el documento que el precio del gas natural es, como lo ha establecido el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en 2016, un “precio regulado por el Estado nacional”.

Es opinión del IAE Mosconi que ese precio no ha sido regulado conforme a los costos de producción; y por lo

tanto este compromiso no ha sido cumplido y que existe un consenso académico suficiente para afirmar que, al menos en el cumplimiento de este punto, se cometieron graves errores desde la administración energética.

El IAE Mosconi firma que este punto se ha cumplido parcialmente pero hay “no cumplimiento” en el precio del gas natural que ha sido quizás, el elemento perturbador más importante de toda la economía energética durante el gobierno del presidente Macri.

Desarrollo energético sustentable

“Se adoptarán normas de preservación ambiental aceptadas internacionalmente y que permitan el desarrollo sustentable de la energía. La exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (Shale gas/Shale oil) será objeto de un régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso.”

Sin perjuicio de que Argentina ha tomado decisiones trascendentes en materia de preservación del medio ambiente; queda claro que este punto que concretamente dispone que: “La exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (Shale gas/Shale oil) será objeto de un régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso”, no ha sido cumplido ni el mismo está en vías de ser cumplido en fecha próxima. Respecto de las “medidas urgentes” propuestas en la Declaración es muy significativo que no se haya cumplido el primero de los compromisos: la Auditoría Independiente sobre el Inventario de Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías.

Medidas cumplidas

Según el documento, se han cumplido a satisfacción dos medidas urgentes de las acordadas en la Declaración: la normalización y puesta a punto -todavía en curso- del sistema eléctrico del área metropolitana resolviendo, o estando en vías de solucionar, los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014, y el tema de la importación del GNL que ha sido normalizado y en la actualidad es un sistema seguro que ha disminuido los precios por una mayor competencia y al mismo tiempo por una caída de los precios internacionales del GNL: el sistema es hoy transparente.

El documento señala que dentro de las medidas programáticas acordadas, se han cumplido las atinentes a la




Un lugar para trabajar, un lugar para vivir




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

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

normalización de los entes reguladores energéticos y los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las concesionarias y licenciatarias de servicios públicos energéticos -gas natural y energía eléctrica- de jurisdicción nacional; la disminución de los subsidios energéticos socialmente no justificados, y el establecimiento de una tarifa social para los sectores carenciados.

Renovables

El crítico texto dice también que es muy positivo el avance que el país ha hecho en estos treinta meses en materia de Energías Renovables a través del Plan Renovar.

Un análisis más enfoca-

do en lo sub sectorial indica que no hay avances significativos y contundentes en materia de hidrocarburos que muestren un verdadero cambio estructural de las tendencias precedentes, a las cuales la Declaración de Compromiso pretendía modificar.

En sus conclusiones, el documento destaca como hecho alentador, que existe un importante conjunto de compromisos acordados en los cuales el cumplimiento todavía es parcial y que aún se estaría a tiempo de cumplir en lo que falta del período constitucional del mandato, sólo si comprometieran de ahora en más acciones políticas concretas y eficaces con ese fin. Sin embargo, ya se puede conjeturar

“el precio del gas natural es, como lo ha establecido el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en 2016, un “precio regulado por el Estado nacional”.

que estos no serán cumplidos si se persistiera en la actual situación de “cumplimiento parcial”. Entre estas podemos citar a título de ejemplo la siguiente: ¿Tendrá el Poder Eje-

cutivo Nacional antes del fin de mandato el Plan Energético Nacional terminado y en condiciones, para ser aprobado por el Congreso? Dicho lo anterior; ¿no habrá llegado el momento de asignar a un funcionario la responsabilidad de alcanzar esos acuerdos de fondo para que los mismos puedan ser realmente implementados? Finalmente digamos, a modo de conclusión, que lo ocurrido en el mes de mayo con la ley de tarifas aprobada en el Congreso de la Nación y vetada por el Presidente de la Nación en ejercicio de sus facultades constitucionales demuestra que Argentina está lejos aún del ideal que significa la Política de Estado para la Energía: diálogo nulo inter

fuerzas; diálogo insuficiente dentro del espacio Cambiemos; nula información al ciudadano que “tiene derechos a informarse”, pero pocas posibilidades reales de ejercer esos derechos. Entre los incumplimientos Cualitativos citan los siguientes: 1) Reforma del Marco Jurídico de los Hidrocarburos; 2) Aprobación por Ley del Congreso del Plan Energético Nacional; 3) Ley de Programa para la construcción de Centrales Nucleares; 4) Plan Nacional de Exploración de Hidrocarburos; 5) Régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso para la exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (Shale gas/Shaleoil).

Balace negativo de YPF

Esta multimillonaria pérdida estuvo movilizadora, principalmente, por sus malos resultados tanto en el segmento Upstream (exploración y producción de hidrocarburos) como en el Downstream (refinación y comercialización).

La empresa dijo en un comunicado que la producción de gas entre enero y marzo de este año se desplomó un 20,6% interanual, mientras que su extracción de petróleo crudo cayó un 0,5%.

YPF señaló que “el mercado del gas se vio fuertemente afectado por el exceso de oferta frente a un menor consumo de los principales actores del sistema”. “También, impactaron las temperaturas promedio del período, que afectó el consumo de gas de las usinas eléctricas y, por lo tanto, su demanda y su oferta. Por las mismas razones, el precio del gas se vio afectado sustancialmente”, completaron.

El resultado es significativo: mientras la producción nacional de gas natural creció un 5% interanual en el primer trimestre, de 125 millones de metros cúbicos por día (MMm3/d) a 131 MMm3/d, YPF redujo notablemente su participación, desplazado fundamentalmente por Tecpetrol y su performance en Fortín de Piedra.



Estamos **invirtiendo** en el **desarrollo energético** de nuestro país en **forma sustentable**, con **idoneidad** y **profesionalismo**.

Energía que avanza para una Argentina más grande.

tgs 
energía que avanza

El ENARGAS precisó los criterios para el cobro de intereses a los clientes

Pautas para la operatoria entre distribuidoras y subdistribuidoras

La inflación y las altas tasas de interés alteraron las relaciones entre los operadores en la distribución del gas por redes, lo que llevó al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) a precisar los criterios de cobro de intereses por parte de las distribuidoras a sus clientes en mora, sean estos usuarios residenciales, no residenciales y usuarios subdistribuidores (SDB) del fluido.

Mediante la resolución 275/2019 publicada en el Boletín Oficial dispuso que “si el cliente no pagare una factura de servicio a la fecha en que fuera exigible, se devengarán intereses sobre la porción impaga, a partir de la fecha de vencimiento y hasta la fecha de efectivo pago”.

En el caso de usuarios Residenciales, “la tasa máxima de interés a aplicar no podrá exceder una vez y media la tasa pasiva nominal anual para operaciones de depósitos a plazo fijo tradicional a 30 días del Banco de la Nación Argentina”.

Para los usuarios SDB la tasa máxima de interés a aplicar “no podrá exceder una vez y media la tasa pasiva nominal anual para operaciones de depósitos a plazo fijo tradicio-



nal a 30 días del Banco de la Nación Argentina canal electrónico”.

Asimismo, estableció que la Distribuidora “deberá entregar la factura correspondiente al usuario SDB con una anticipación mínima de 40 días corridos a la fecha de su vencimiento”. En el caso de usuarios no Residenciales, excepto usuarios SDB, la

tasa máxima de interés a aplicar “no podrá exceder una vez y media la tasa activa nominal anual de cartera general a 30 días del Banco de la Nación Argentina”.

La misma resolución estableció que “los intereses se calcularán aplicando la tasa correspondiente al último día del mes anterior al de la efectivización del pago”. Pero “en caso que los días de mora abarquen más de un mes, se aplicarán las tasas correspondientes del último día del mes anterior a cada mes de mora”.

Estas precisiones procuran aligerar los reclamos cruzados entre las distribuidoras y las subdistribuidoras en la operatoria de suministro del fluido, los plazos de pago, y los intereses que se aplican sobre las facturas correspondientes en caso de morosidad.

En los considerandos de la norma se refiere, a modo de antecedente, que “mediante el Decreto 2255/92 se aprobaron los modelos de Reglas Básicas de las Licencias de Distribución y de Transporte (de gas natural) y sus respectivos Reglamentos de Servicio”.

Asimismo, se indicó que “por Resoluciones ENARGAS 4313/17 y 4325/17 se realizaron modificaciones del Reglamento de Servicio de Distribución, considerando las facultades establecidas en la normativa”.

Al respecto, el organismo regulador refirió que “las necesidades del mercado van cambiando, hecho que nos obliga a analizar nuevas circunstancias, detectar los distintos problemas que se suscitan y buscar las mejores

soluciones para el sector”.

Y puntualizó que “durante los años 2017 y 2018 algunas Subdistribuidoras hicieron presentaciones relacionadas con la aplicación de intereses ante la demora en el pago de las facturas de las Distribuidoras”.

Las conflictivas relaciones entre algunas distribuidoras y subdistribuidoras comprendieron, en al menos los últimos dos años, casos de denuncias de SDB por presunto Abuso de Posición Dominante a la distribuidora del área en la que opera. También casos de rechazos de planes de pago propuestos para saldar deudas, intimaciones de pago a corto plazo, y el cobro de punitivos aplicando tasas muy superiores a las que las SDB cobran a sus clientes en mora.

El ENARGAS también debió atender situaciones provocadas por el presunto descalce entre los plazos de cobro de las SDB a sus clientes y los plazos de pagos que deben realizar a las distribuidoras.

En base a estos antecedentes el Ente que preside Mauricio Roitman, consideró necesario reglar diversas condiciones de la relación de estas empresas estableciendo “el plazo mínimo entre la entrega de la factura y la fecha de pago y la tasa de interés aplicable por parte de la Licenciataria en los casos de demoras en el pago de las facturas, atento que los usuarios de los subdistribuidores son, en su mayoría, usuarios residenciales que abonan una tasa de interés por mora regulada por la Ley de Defensa del

Consumidor”. El organismo regulador realizó a tal efecto una consulta pública a los operadores del rubro y detalló que “se presentaron comentarios de Naturgy BAN, Litoral Gas, Servicios Casildenses SAPEM, Proagas, Gasnor, Instituto de subdistribuidores de gas (ISGA), Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, AXXE S.A, Federación de subdistribuidores de Gas (FESUBGAS), y Cooperativa de Servicios Públicos de Fátima Ltda. (COSEFA).

Durante el proceso que derivó en la Resolución 275/19 diversas distribuidoras rechazaron la modificación de condiciones de facturación indicando que ello generaría un perjuicio a la Licenciataria en tanto altera la ecuación económica-financiera determinada en la Revisión Tarifaria Integral, incrementando —entre otros aspectos— la necesidad de Capital de Trabajo y los costos financieros asociados al mismo.

También se argumentó que este cambio implica “un trato desigual entre el sujeto regulado-Subdistribuidor y el sujeto regulado-Distribuidora, frente a los demás operadores de la industria, en tanto la Distribuidora debe asumir un costo financiero frente a las Transportistas y Proveedores de Gas que no está perfectamente alineado con la compensación financiera con sus usuarios finales”.

Además, sostuvieron que “si bien la facturación de las SDB es actualmente bimestral y sus obligaciones de pago de tipo mensual, este desfase se relativiza ya que bimestralmente se efectúa la cobranza de la totalidad de los clientes pero mensualmente se debería abonar solo la mitad de los consumos facturados y no la totalidad del gas del bimestre”.

“La Distribuidora afronta la misma situación que las SDB ya que sus clientes también son en su inmensa mayoría residenciales, con lo cual de aplicarse esta medida, se afectaría el tratamiento igualitario existencia en la regulación en la actualidad”, advirtieron.

También se argumentó que “las SDB reciben servicio completo de las Distribuidoras, y que las tasas por mora previstas en los acuerdos de compra de gas responden a condiciones de mercado y resultan actualmente mucho más elevadas que la propuesta para las SDB, y que idéntica situación se daría con las Licenciatarias de Transporte, que aplican a la Distribuidora la tasa por mora establecida en el Reglamento del Servicio de Transporte equivalente al 150 % de la tasa activa”.

Desde las Subdistribuido-

IPH 70 AÑOS

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

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Monogram, Licencia SA-5019. **Grosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

(5411) 4469-8100 www.iphglobal.com

ras, en tanto, se sostuvo que “la recomposición de tarifas fruto de la RTI no resguardó adecuadamente el margen bruto de las SDB, la desproporción en el aumento en el precio del gas natural tuvo una incidencia negativa mayor para el sector de SDB habida cuenta de que se pasó de un sistema de pago a la Distribuidora que incluía el precio del gas natural a valor de la categoría tarifaria R1, a otro de traspaso del precio del gas natural (pass-through) a precios más altos bajo una “mera apariencia” de neutralidad económica, porque se suponía que ese incremento lo pagaba el usuario final”.

Y puntualizaron también que “a ello se adiciona el aumento creciente de la inflación y tasas de interés anual que superaron los dos dígitos y que son parte de la definición de la tasa por mora (que multiplica la tasa activa por 1,5), la situación es grave para la SDB y para las propias Distribuidoras”.

El ENARGAS evaluó que “son hechos no controvertidos que efectivamente se producen desfasajes tanto en los consumos como en el cobro de las facturas de los usuarios de las SDB, y que éstas han acumulado deuda por las facturas que les extienden las Distribuidoras zonales especialmente desde el año 2017, cuestión que no debería haberse producido teniendo en cuenta que precisamente en ese año se dictaron las Resoluciones correspondientes a la Revisión Integral de Tarifas (RTI) dispuesta en las Actas Acuerdo suscriptas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional”.

En la resolución 275 el Ente añadió que “es cierto que el Estado Nacional otorgó asistencias a las Distribuidoras que tenían dificultades para realizar los pagos por el gas comprado a los productores, en forma previa a la aprobación de las nuevas tarifas que surgieron a consecuencia del procedimiento de RTI, y que esos “beneficios” no alcanzaron a las SDB”.

Pero consideró “preciso señalar que el responsable por el gas comprado a los productores es la Distribuidora, y

que parte de la deuda contraída con aquéllos, tuvo como origen el gas que los SDB necesitaron para prestar el servicio a sus usuarios”.

Para el ENARGAS “ni todas las Distribuidoras ni todos los SDB tienen los mismos comportamientos dentro del mercado, y por eso el organismo regulador debe dictar normas que tiendan a paliar los inconvenientes en forma general, y siempre teniendo en cuenta que esas pautas que rigen entre las distintas cadenas de la industria del gas, no perjudiquen en definitiva a los usuarios”. Acerca de los planteos efectuados por las SDB en relación al tratamiento que les brindan las Distribuidoras, asimilándolos a usuarios co-

merciales/industriales, el ente remarcó que “los SDB son clientes de las Distribuidoras pero no consumen el combustible”.

“Con esta tasa máxima se busca generar los incentivos en los Subdistribuidores para cumplir en tiempo y forma con los pagos correspondientes a las facturas recibidas de las Distribuidoras, tanto en una situación de exceso o escasez de fondos líquidos”, puntualizó el organismo regulador nacional.

“No deben aceptarse situaciones en los que los SDB demuestren una actitud especulativa (en el mercado financiero) respecto de los pagos de las facturas que emite la Distribuidora zonal, ni de ésta al

imponer tasas que arrastren a los SDB a condiciones de imposibilidad de honrar sus deudas”, remarcó el ente.

La Resolución sostuvo que “las condiciones de pago actualmente vigentes para las SDB (7 días) las perjudica financieramente, por lo tanto, al llevarse el plazo de pago a 40 días se busca corregir la distorsión existente que compromete el balance económico de los SDB”.

“De acuerdo a los argumentos expresados por las SDB entendemos que resultaría equitativo que las Distribuidoras deban emitir y remitir las facturas a los SDB con un plazo de anticipación no menor a 40 (Cuarenta) días corridos a la fecha de su ven-

cimiento”, indicó la Resolución. Al mismo tiempo, se remarcó que “el plazo de pago de 65 días que actualmente tienen las Distribuidoras para cancelar sus facturas, rige exclusivamente para el pago del gas mientras que por los restantes componentes de su estructura de costos tienen condiciones de pago diferentes y particulares”.

El ENARGAS admitió que “también correspondería evaluar la incidencia de la tasa de mora aplicable a los cargadores, prevista en el Reglamento de Servicio de Transporte, a fin de lograr en lo posible que se armonicen de la mejor manera la cadena de pago en todos los segmentos de la industria”.



ESTAMOS DE ACUERDO.

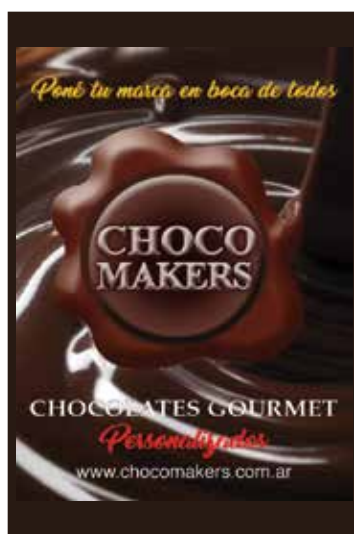
Trabajando juntos obtenemos los mejores resultados. En todos los lugares donde Chevron opera, se asocia con empresas y organizaciones locales para ayudar a crear empleos y fortalecer la economía local. Juntos ayudamos a satisfacer las demandas energéticas y a impulsar el progreso de nuestra comunidad a largo plazo.

Conózcanos en chevron.com



Energía Humana®

CHEVRON, el CHEVRON Hallmark y HUMAN ENERGY son marcas comerciales registradas de Chevron Intellectual Property LLC. © 2016 Chevron U.S.A. Inc. Todos los derechos reservados.



Se instalaron nuevos equipos que permiten la ampliación de la capacidad de compresión

Ponen en marcha el proyecto de expansión de la planta Cañadón Alfa

Total Austral (37,5%), operador del Consorcio CMA-1, junto a sus socios Wintershall DEA (37,5%) y Pan American Energy (25%), anunciaron la puesta en marcha del proyecto de expansión de la planta Cañadón Alfa, ubicada en la costa al norte de la Provincia de Tierra del Fuego, donde se realiza el tratamiento de la producción proveniente de los 7 yacimientos off-shore y on-shore operados por Total Austral.

Además de contribuir a optimizar el potencial de los yacimientos maduros, que se encuentran en proceso natural de declinación, su puesta en marcha en los plazos previstos permitirá contar con una mayor disponibilidad de gas en el invierno y de este modo disminuir las importaciones durante el período de mayor demanda de gas en Argentina.

Para lograr este resultado, se diseñó y construyó una nueva infraestructura en la ya existente planta Cañadón Alfa, y se instalaron nuevos equipos que permiten la ampliación de la capacidad de compresión, al pasar su producción de media a baja presión.

Estos equipos son capaces de comprimir un volumen equivalente al 20% del gas consumido diariamente en el país.

El proyecto se desarrolló bajo un esquema de operaciones simultáneas (SIMOPS), es decir,

realizando actividades de construcción sin afectar el funcionamiento habitual ni los niveles de producción de la planta y superando condiciones climáticas extremas.

Asimismo, fue necesario el tendido de un nuevo gasoducto de 27 km de extensión entre las plantas Río Cullen y Cañadón Alfa y de una línea de exportación de gas de 2 km de longitud, que permite conducir el fluido en condiciones comerciales hacia el gasoducto de transporte General San Martín.

En su totalidad, este proyecto empleó cerca de 600 personas, demandó 21 meses de trabajo (casi 2 millones de horas de trabajo) y significó una inversión de 200 millones de dólares.

Gracias al alto nivel de profesionalismo de todos los actores involucrados y su compromiso permanente con la seguridad y el medio ambiente, se logró completar el proyecto sin incidentes registrables, en los plazos previstos y respetando los más altos estándares de seguridad y calidad.

“Total Austral en su carácter de operador del Consorcio CMA-1 se enorgullece de haber completado un proyecto de esta envergadura, que exigió una gran capacidad de gestión de numerosos riesgos técnicos, logísticos y climáticos.

Queremos agradecer a todos los equipos de Total Austral, a los socios y a las empresas con-

tratistas que permitieron el resultado exitoso de la Expansión de la Planta Cañadón Alfa así como la construcción de los 27 km de gasoducto. Este proyecto evidencia el firme compromiso de este Consorcio con el desarrollo económico del país y con el abastecimiento sustentable de la demanda de gas de Argentina” dijo Dominique Marion, Director General de Total Austral.

Total Austral en Tierra del Fuego

Total inicia sus actividades en Argentina en 1978, a través de la exploración offshore en Tierra del Fuego. Actualmente el Consorcio CMA-1 tiene en producción los yacimientos on-shore y off-shore: Hidra, Kaus, AraCañadón Alfa, Argo, Carina y Aries y Vega Pleyade. La producción de estos yacimientos es tratada en las plantas de Río Cullen y Cañadón Alfa, ubicadas en la costa al norte de la Provincia de Tierra del Fuego.

En conjunto estos yacimientos proveen diariamente más de 20 millones de metros cúbicos de gas para el mercado argentino. En la actualidad, Total Austral continúa desarrollando una intensa actividad de exploración y producción, apostando por un proyecto estratégico y de largo plazo, capaz de brindar energía duradera al país.



Víctor Contreras
victorcontreras.com.ar

Más pruebas de la pasmosa incapacidad para gobernar de Nicolás Maduro

Récord mundial de inflación en Venezuela en 2018

Emilio J. Cárdenas (*)

Nicolás Maduro, entre otras cosas, tiene una bien ganada fama de inepto. Merecida, por cierto, a estar a los absolutamente horribles resultados de su gestión gubernamental con el timón de Venezuela en sus poco eficaces manos. En un país que cuenta con las reservas petroleras más importantes del mundo, la inflación del 2018 ha sido, según cifras del propio Banco Central de Venezuela, del 130.060 %, en el año 2018. Record mundial, es obvio. Nada que festejar, entonces.

El dramático desastre provocado por la inocultable incapacidad de Nicolás Maduro y su "modelo" económico comunista, es ya tan evidente que las explicaciones o excusas son obviamente innecesarias. Venezuela ya no tiene moneda. Ni libertad. Ni crecimiento. Sólo tiene autoritarismo, en donde el timón del poder está en manos de personajes que no sólo son corruptos, sino, además, claramente ineptos.

Entre el 2013 y el 2018 los venezolanos vieron cómo se evaporaba, sin remedio, nada menos que un dramático 46,7% de su PBI. De su riqueza, entonces. Y nadie asume la responsabilidad por tamaño descalabro que tiene a los ciudadanos venezolanos cada vez más desesperados y sumergidos en la miseria.

Para peor, las cosas van camino a empeorar. Para el año en curso, el FMI estima una inflación desbocada, del orden del 10.000.000 %.

Por todo esto, casi cuatro millones de venezolanos decidieron ya cortar por lo sano y emigrar. Dejar atrás la locura y la miseria desatadas -desde hace rato ya- por el "chavismo", hoy convertido en una incuestionable y delictiva dictadura y, más aún, en

una inconsciente máquina de destruir riqueza. A lo que se suma que las exportaciones petroleras venezolanas, que generan nada menos que el 96% de los ingresos de su tesorería nacional, se han también derrumbado y hoy están apenas por encima del millón de barriles diarios, cuando hace apenas algunos pocos años ellas eran de unos 3,2 millones de barriles diarios.

Venezuela está en los mismos niveles productivos que tenía hace ya 70 años. Como si el mundo no hubiera progresado en ese largo lapso de tiempo, ni tampoco aumentado la productividad de sus procedimientos de extracción de petróleo crudo. Lo comenta testimonialmente, una vez más, el inédito desastre económico-social de Venezuela al haber adoptado un sistema eco-

nómico que simplemente no funciona en ninguna parte del mundo. Uno que produce miseria y genera toda suerte de penurias humanas para quienes no tienen otra opción que sufrirlo cotidianamente, sumidos en la mayor impotencia y envueltos en el ámbito de silencio que caracteriza a los regímenes autoritarios, como ciertamente es el de Venezuela.



(*) Ex Embajador de la República Argentina ante las Naciones Unidas.

Arquitectura Corporativa - Retail - Facility

Space Planning - Proyecto y Dirección de Obra

BALKO
20 AÑOS
we Get Involved.

Oficinas Corporativas, Pan American Energy | Buenos Aires

Poné tu marca en boca de todos

CHOCO MAKERS

CHOCOLATES GOURMET

Personalizados

www.chocomakers.com.ar

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

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

El ex secretario de Energía plantea la necesidad de consensuar políticas de Estado

“Las medidas que tiene que tomar la próxima administración serán mucho menos traumáticas”

Daniel Montamat no necesita mayor presentación. En este reportaje, el experto repasa desde el pasado cercano hasta la actualidad en materia energética. Plantea la necesidad de establecer, en materia de política energética, puntos de consenso básicos que provean estabilidad en el largo plazo para lograr el desarrollo del sector hidrocarburífero -en particular los no convencionales- para permitir a la Argentina insertarse en los grandes mercados internacionales.

Por Daniel Montamat

En materia de política energética ¿dónde estamos parados?

Metafóricamente digo que el sector es como un enfermo que está en recuperación, pero cuidado con las recaídas y la energía no puede seguir atrapada en el corto plazo.

Eso es lo que le pasó en la década pasada.

En esta década la energía ha recompuesto reglas, ha reinstitucionalizado entes, ha andado parte del camino de la reconstitución de los precios pero falta la estrategia de largo plazo.

¿Por qué no se implementa esa estrategia ya mismo?

La estrategia de largo plazo en una democracia republicana no depende de un gobierno, depende de una sucesión de gobiernos. Y ahí está el sentido de las Políticas de Estado.

Necesita horizontes de largo plazo, diez, veinte años pero ¿quién será el presidente de aquí a veinte años? Las

definiciones en energía para acceder al mercado mundial del GNL son planteos para el 2030, pero si no los empezamos a articular estratégicamente ya y con una Política de Estado sin barquinazos, no vamos a llegar.

Creo, entonces, que resurge la necesidad entre los que creemos en la alternancia republicana del poder de generar consensos básicos. Ya hubo y un grupo en el cual tengo pertenencia, el de los ex Secretarios de Energía que, en el 2015, armaron un núcleo de coincidencias básicas y que se tradujo en un documento que firmaron casi todos los presidentes menos Scioli, por las restricciones que tenía debido a su postura oficialista.

Pero en las circunstancias actuales nosotros entendemos que de aquel núcleo de coincidencias básicas del 2015, algunas siguen siendo importantes y hay otras nuevas.

En 2015 Vaca Muerta no era lo que es hoy. No estaba el planteo del desarrollo gasífero intensivo que ya es una realidad después de lo de Fortín de Piedra. No estaba el planteo de que teníamos que desa-



rollar nuevas demandas para el gas natural porque en esa época todavía éramos fuertes importadores y el tema era cómo armábamos mayor producción de gas doméstico.

Ahora tenemos que desarrollar nuevos mercados. Tenemos el mercado doméstico, el mercado regional. Vienen nuevos desafíos de integración energética regional que nos son convenientes y viene para más adelante el del GNL ¿vamos a jugar o no en este mercado?

Todas estos temas exigirán un núcleo de coincidencias básicas en las cuales estamos trabajando de nuevo como el grupo de ex Secretarios de Energía a partir de un documento básico. La idea es que este documento básico sea sometido a la comunidad política.

Lamentablemente, en las elecciones del 2015 no se discutieron estos temas pero creemos que, aún cuando no se discuta, la comunidad política que pretende gobernar a la Argentina debe ser consciente de las necesidades de

estas políticas de Estado sobre todo en este sector que es por definición capital intensivo.

Hay un documento del IAE donde se realiza un balance y crítica de los puntos acordados, lo que se hizo y lo que falta por hacer, ¿usted se refiere a esos puntos?

Ese documento expresa lo que se hizo y lo que falta hacer, esa es una posición del IAE Mosconi, que está dirigido por el ingeniero Jorge Lapeña y el ingeniero Lapeña forma parte de este grupo de ex-secretarios. Me refiero a un nuevo documento de consensos básicos, que refleje a este grupo donde hay gente de las distintas administraciones dentro de la democracia salvo alguna excepción, de distintos colores políticos.

Pensando en un futuro mediano de cinco o seis presidencias necesariamente se deberá incluir a todo el espectro peronista para lograr en un consenso de esta naturaleza ...

Absolutamente. Cuando hicimos el documento en 2015 estaba la oposición peronista.

Pero el peronismo está en

permanente ebullición, ¿hay referentes en el amplio espectro peronista para un acuerdo de tan largo plazo?

Creo que este es uno de los activos intangibles que tiene la Argentina. En este grupo hay peronistas que son respetados dentro de las distintas vertientes que tiene el peronismo hoy. A lo mejor falta incorporar a alguien de la vertiente cristinista.

En el anterior grupo de ex secretarios del 2009, le enviamos el documento a la Presidenta pensando que las Políticas de Estado son políticas de gobierno y oposición. La respuesta fue la no respuesta. Ni siquiera lo derivó a alguien y entonces quisimos hacer el planteo en la Facultad de Ingeniería.

El acto fue proscrito y entonces hicimos la presentación en el Instituto Mosconi. Si queremos Políticas de Estado no tenemos que ser excluyente para que la Argentina de un mensaje hacia adentro y hacia afuera.

Una reflexión que siempre hago para todo el sector energético: no va a haber largo plazo energético si no hay largo plazo argentino. Es decir, aquellos que creen que se puede blindar al sector energético de los vaivenes de la política argentina esta equivocados. Tarde o temprano esos vaivenes arrastran a la energía.

La Argentina tiene que tener políticas de Estado para el sector energético, tiene que tener una primera política de Estado. Dejemos de discutir la República. Esto es democracia republicana. Sumemos la alternancia política y a partir de ahí aunque no seamos quién va a gobernar en los próximos diez años, pero los electrones y las moléculas y el capital fijo necesitan ciertos



andariveles que no se pueden estar sujetando a los vaivenes del corto plazo.

¿Cuáles serían esos puntos de consenso comunes a todos los sectores?

Primero: definir a la Energía como Política de Estado y formalizar una política energética que se va a ir nutriendo y cambiando en función de los inputs que recibamos del mundo.

No podemos tener una política energética a contrapelo de las tendencias mundiales y para eso el programa debe ser sometido y aprobado por las fuerzas con representación parlamentaria y revisada por ellas y a partir de ahí surgen varios puntos.

En materia de petróleo necesitamos una política de largo plazo que nos permita desarrollar el potencial de Vaca Muerta pensando en las tres ventanas.

Una es la del shale oil que se está desarrollando porque los precios nos favorecen, hay una ventanita de gas líquido, pero la más importante es la de gas seco. Esta última exige que miremos al largo plazo porque tenemos que tener una serie de medidas que habiliten los costos porque vamos a ser receptores de precio de ese largo plazo.

Cuando estamos hablando de petróleo, no estamos hablando de precios políticos sino de precios que reflejen los costos económicos que en materia petrolera y de combustibles son las referencias de los mercados internacionales. Los mercados del mundo pueden estar intervenidos pero nos condicionan. Y para acceder a esos mercados en esta ventana de gas seco tenemos que tener costos que nos permitan competir en el mercado asiático con el gas que va a colocar EE.UU.

Todo esto exige directivas. Tenemos que seguir promoviendo la exploración en el Mar Continental. Están bien esas licitaciones adjudicadas, pero tenemos que sembrar de derechos el mar territorial argentino en la plataforma continental ahí en el talud que

desciende hacia aguas profundas, por las expectativas que crea. ¿Porqué? porque en materia de hidrocarburos convencionales tenemos una base de recursos que está declinando.

Ahí se requiere una política de largo plazo, más exploración no convencional. El

“Una reflexión que siempre hago para todo el sector energético: no va a haber largo plazo energético si no hay largo plazo argentino.”

Mar Continental depende de la Nación, en el on-shore depende de articular políticas entre Nación y provincias.

Tenemos que tener políticas de exploración y vender un paquete conjunto al mundo a partir de las experiencias licitatorias más exitosas de la región. Es otra cosa importante en el tema de los convencionales dar la idea de una política energética coherente para afianzar la inversión en recuperación asistida para aumentar la tasa en recuperación de los yacimientos en explotación porque eso reduce las tasa de declinación y aumenta las reservas.

¿Cree que realmente la clase política les asigna importancia a ese tipo de documentos?

Creo que a veces se subestima el valor que tuvo el documento de consensos básicos del 2015. El valor que tuvo, aunque no se discutió de energía en el 2015 y aunque en el debate Macri-Scioli no se tocó el tema energético, ambos lo habían visto, y además Massa, Stolbizer, Binner. Lo habían suscrito también

Cobos y Sanz. Esto flexibilizó bastante la necesidad de cambios en la política energética, porque había sectores que transferían una de las peores herencias a la nueva administración. Y es cierto que en muchos temas se avanzó parcialmente, pero se avanzó mucho más que en otros sectores

ner dijo “si nosotros somos gobierno vamos a congelar las tarifas energéticas”. No tuvo repercusión ni en su mismo espacio.

¿Porqué lo cree?

Porque los argentinos nos damos cuenta de que no hay energía gratis. La energía tie-



porque ese documento generó conciencia de las transformaciones estructurales que se debían hacer.

¿Hay coincidencia entre todos los sectores políticos de que los precios de los hidrocarburos deben estar acoplados a los precios internacionales?

Ahí repetimos la fórmula del 2015, que las tarifas tanto del gas y electricidad deben reflejar costos de producción competitivos y se tiene que llegar a un set -luego de un período de transición- que refleje los costos económicos del servicio. En transporte y distribución, la tarifa que es regulada debe recuperar los costos de inversión con una utilidad razonable.

En los segmentos que son competitivos, referencias internacionales en donde existe, o precios de competencia que están fijados en función de la abundancia o de la escasez, o por el combustible sustituto que es el GNL, o si no por la competencia inter cuenca. Por ahí hay manifestaciones cortoplacistas de oportunismo político. Maximo Kirch-

ne un costo. Si ese costo no lo recupero en la tarifa lo tengo que pagar como contribuyente de impuestos y si los impuestos no alcanzan y viene el déficit fiscal, y viene la inflación y la inflación grava mi salario. Creo que hay más conciencia de que no se puede jugar con las tarifas de energía.

Hay más conciencia de que el sector energético como otros, necesita señales de precio y reglas de largo plazo. Los distintos sectores políticos vienen asumiendo de que no se puede someter a este sector al cortoplacismo. Ni Intervención discrecional ni precios políticos, porque nos quedamos sin energía y si nos quedamos sin energía tenemos que importar y los precios internacionales se nos meten por la ventana. Me parece que, en general, que en las posturas políticas, cuando se deja de lado el oportunismo de corto plazo se trabaja mejor que 3 o 4 años atrás.

¿No debemos aprovechar la ventaja competitiva que nos da la abundancia de energía?

En la Argentina existen va-

rios sofismas. Uno de ellos es “si tengo energía abundante la tengo que usar como ventaja comparativa interna” Eso es lo que hace EE.UU.

Estamos hablando de un país de 300 millones de habitantes, todavía la primera economía del mundo y la guardó. La guardó porque tenía un mercado interno impresionante, por eso ellos pueden hacer más keynesianismo que nosotros. Pero cuando le entró a sobrar petróleo y gas comienzan a exportar.

El mercado interno con sus demandas facilitó todo ese desarrollo intensivo del recurso no convencional. En la Argentina con 40 millones de habitantes -mucho más pobres que los EE.UU.- para hacer un desarrollo intensivo de los recursos no convencionales no nos alcanza el mercado doméstico. Si le damos a Vaca Muerta la escala en el mercado doméstico hay que decirle a la sociedad y al productor “vamos a tener el gas más caro” no más barato porque descargar los costos fijos sobre pocas cantidades y producirlo en pequeña escala es mucho más caro.

Para que tengamos energía abundante y competitiva tenemos que tener una estrategia para acceder a los mercados internacionales.

¿A cuánto tenemos que sacar el gas si queremos ir a los mercados asiáticos?

2,80, 3 dólares. Vamos a tener que seguir la referencia Henry Hub de EE.UU. y entonces, si los colocamos en esos mercados, los consumidores internos se van a beneficiar.

El desarrollo intensivo de Vaca Muerta nos impone pensar en una estrategia para el mercado regional y el mundial. Si queremos conformarnos con el autoabastecimiento no vamos a sacar el gas. Y después van a venir las energías alternativas y nos vamos a quedar con el gas y el petróleo durmiendo el sueño de los tiempos. Hay que maximizar eso con muchísima inversión y abriendo ventanas de oportunidad en el mercado exter-

REFERENTE
EN CONSTRUCCIONES
EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

VENTUS
NOS IMPORTA EL FUTURO

no para que tengamos gas mas barato para las familias y las empresas argentinas.

¿Y en el caso de los combustibles líquidos?

Ya probamos. Cuando se fija el precio de las naftas, del gasoil y no se siguen las referencias internacionales, comienza a caer la producción de petróleo. ¿Qué hacen los petroleros? le ponen varias bombillas al mismo mate, es decir, sobreexplotan lo que ya está en producción y hacen mínima inversión exploratoria y ¿cuando cae la producción qué sucede? hay que ir a comprar al mercado internacional. Cuando vas a comprar al mercado internacional —al que le cerramos las puertas— los precios internacionales se meten por la ventana.

Uno puede divorciarse de los precios internacionales pero no es una buena política. Estuve asesorando, en sus comienzos vía Banco Interamericano de Desarrollo, a la administración de Chavez yo había salido de la Secretaría de Energía, y les decía que debían mirar los precios de referencia internacionales —ellos tenían precios políticos y aún los siguen teniendo y la nafta vale un infinitésimo de dólar, pero no la tienen.

Entonces tienen que importar ¿y a qué precio importan? al precio de referencia internacional. Todas estas locuras que en Venezuela duraron muchos más años pese a tener petróleo 'no es un país petrolero'. Vuelven a importar.

Yo creo que en materia de precios, y es uno de los puntos de los consensos básicos, que en aquellos productos que son transables internacionalmente tenemos que seguir las referencias internacionales.

Las políticas en la Argentina varían entre el desacople y

acople permanente a esos precios internacionales...

Una de las cosas en las que estoy trabajando y que quiero traducir en un modelo económico — cuento con la asistencia de mi hija que es experta en econometría— es en la relación muy fuerte o correlación entre los vaivenes de la política económica y los barquinazos que tenemos en materia de política energética. Tenemos un modelo de sustitución de importaciones como modelo productivo y todavía seguimos, orientado al mercado doméstico que tiene una restricción externa, que cíclicamente se queda sin dólares, explotan las cuentas públicas y explotan las cuentas externas.

No estamos diciendo nada nuevo. Esto cada diez años o menos se viene reproduciendo. Y parecía que la energía, para algunos, podía tener una estrategia al margen de estos cimbronazos productivos. No es cierto. Y he llegado a establecer esta relación: cuando el modelo de sustitución de importaciones anda holgado de dólares porque los precios de la soja andan por las nubes o alguna otra circunstancia excepcional, entonces ahí sí se politizan los precios de la energía.

¿Por qué sucede esto?

Porque tomando los precios tope de la energía o divorciando del mercado internacional subsidio al consumidor y exacerbo el mercado interno.

Esto es el motor de la sustitución de importaciones, más consumo interno. ¿Qué sucede? la energía con precios políticos desinvierte, caen las reservas, cae la producción y empezamos a importar. Cuando empezamos a importar el modelo de sustitución de importaciones que ya perdió los

altos precios de la soja empieza a faltarle dólares.

Entonces ¿qué tiene que hacer con la energía? establecer precios políticos por encima de los precios internacionales.

El barril criollo... cualquier parecido con la realidad no es pura casualidad. Estoy describiendo lo que ha venido sucediendo en la Argentina. Entonces se pasa del subsidio al consumidor al subsidio al productor. Los vaivenes de este modelo que no va más, terminan traducéndose en los vaivenes de este modelo energético que tampoco va más.

En un modelo productivo de valor agregado exportable la energía no puede dejar de tener referencias de precios internacionales y en los sectores regulados costos económicos.

¿Qué propone en materia de electricidad?

Hidroelectricidad y energía nuclear, son proyectos que hay que desarrollar, que hay que apuntalar. En estos momentos el presidente Macri está negociando con el presidente de Brasil el relanzamiento de Garabí y las otras obras y está Corpus pendiente.

Todas esas obras tienen que pasar por un tamiz de evaluación económica, técnica y ambiental y tenemos que decidir criterios para adelante de con qué energía llegamos, de manera sustentable pero también con precios competitivos para hacer la selección de los proyectos entre la gama de proyectos que tenemos, como las renovables.

Tenemos que tener una estrategia en el mercado regional de gas y electricidad, porque tenemos recursos en común. Hay redes de interconexión, tenemos que ir a una agenda de convergencia regulatoria.

Te estoy hablando ya como de nueve puntos. Todo eso debe estar en documentos de consensos básicos porque son

temas que trascienden a la política y aparte tienen mucho de tecnicismo. Entonces los candidatos, aunque no sean especialistas, asumen la idea de que tienen que haber largo plazo en la energía y que éste pasa por los andariveles señalados ya hemos logrado bastante.

¿Hay lugar para volver al despacho por costo marginal?

No todavía por las distorsiones de precios, eso quedaría para una etapa siguiente. Por lo menos se debe llegar a precios que recuperen los costos medios de la electricidad y habilitar contratos entre generadores y consumidores, si eso no sucede el generador no puede contractualizarse en la cadena de gas entonces ahí tenemos un problema.

Hay que estudiarlo y hay que avanzar.

Creo que la próxima administración deberá institucionalizar más la estrategia, un plan energético que hasta puede ir variando en función de las circunstancias, los inputs que recibimos del mundo, pero que dé una idea a toda la comunidad política de que hay lineamientos energéticos de largo plazo.

Y se avanzó bastante en la reinstitucionalización de los entes reguladores este es otro capítulo saldado así que yo te diría que la terapia para este paciente en recuperación para la próxima administración va a ser mucho menos traumática que la terapia que tuvo que llevar la actual administración.

¿Dónde estamos y hacia dónde vamos?

Este gobierno recibió un paciente energético en terapia y con pronóstico reservado, lo va a entregar en recuperación y con pronóstico de alta. Eso es bueno. Pero cuidado con las recaídas.

Las medidas que tiene que tomar la próxima administración en el sector energético van a ser mucho menos trau-

máticas que las que se han tenido que tomar hasta ahora.

Esta administración recibió una relación tarifa-subsidio de -promedio- 20% tarifa, 80% subsidio. Está entregando un poco menos en electricidad en una relación invertida: 80% tarifa, 20% subsidio.

En materia de precios hay que recorrer un camino para terminar con los subsidios generalizados y quedarse con el subsidio localizado que es la tarifa social.

Pero el camino a recorrer ya no es traumático. Ha recompuesto el funcionamiento del mercado de hidrocarburos y combustibles a sus referencias internacionales.

El mercado gasífero esta recomponiendo los precios. Hay un mercado por el cual se hacen subastas, hay cuestiones para seguir definiendo, pero hay un mercado de gas más competitivo y se va tendiendo a un mercado de gas donde puede haber contractualizaciones, spot, y eso hay que seguir impulsando.

Donde había un gran problema es en el sector eléctrico, En este mercado —que todos lo queremos funcionando con un precio de electricidad mayorista única— en contratos y precios spot hay varias capas geológicas que se vienen mandando y que han determinado que casi los electrones estén funcionando a fañón vía CAMMESA porque CAMMESA está intermediando en todo, entonces va a tener que avanzar en la reestructuración del mercado eléctrico guiándose por los lineamientos que están en el marco regulatorio eléctrico para ir a un funcionamiento más competitivo e institucionalizado.

* Fue secretario de Energía y presidente de YPF

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

ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC Cámara de Expendedores de GNC

C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero

C.E.S.A.M.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste

C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes

C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.

F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe-

F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba -

F.E.C.R.A.: Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

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





PATIOS DE LERMA

HOTEL

SALTA - ARGENTINA





SERVICIOS: TV LCD, SPLIT FRIO-CALOR, CAJA DE SEGURIDAD ELECTRONICA
WI-FI EN HABITACIONES, SPA, TERRAZA CON HIDROMASAJE, RESTAURANTE Y CONFITERIA
TARIFAS CORPORATIVAS

AMEGHINO 655 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0387) 4520500. FAX: (+54 0387) 4517771
 INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

Aumentan las presiones para influir en las decisiones sobre un paquete que ronda los 300 millones de dólares

Aún siguen sin adjudicar las obras Aña Cua

Por Antonio Rossi

La llamativa demora que registran las autoridades de la Entidad Binacional de Yacyretá (EBY) en la adjudicación de los contratos licitados para las obras del proyecto Aña Cua dispararon una serie de presiones y acciones de lobby de los grupos oferentes que apuntan a “redireccionar” las decisiones finales de un paquete de negocios que ronda los 300 millones de dólares.

Tras haber transcurrido varios meses de los actos de apertura de ofertas, la EBY aún tiene bajo análisis y pendiente de resolución tres procesos licitatorios clave del aprovechamiento hidroeléctrico de Aña Cua.

Uno de ellos es el correspondiente a los “servicios de ingeniería y asistencia técnica a la gerencia del proyecto Aña Cua”. En este caso la pelea quedó planteada entre las siguientes consultoras: Interchne Consultores con una oferta de 9.530.326 dólares; Technoproject que cotizó 9.986.019 dólares y AF Consult Switzerland LTD cuya oferta trepó a 18.365.366 dólares.

En segundo lugar aparece el llamado para el suministro de turbinas y equipos generadores donde se presentaron dos ofertas: la del grupo alemán Voith Hydro de 99,6 millones de dólares y la del consorcio IMPSA (Pescarmona) y Power China de 116,3 millones de dólares.

Y en tercer lugar se encuentra la licitación más significativa por las sumas en juego que es la referida a la ejecución de las obras civiles donde compiten cinco grupos empresarios.

La oferta más baja fue la del consorcio ATE Aña Cua integrado por las firmas Astaldi (Italia), Rovella (Argentina) y Tecnoedil (Paraguay) que cotizó las obras 193,2 millones de dólares.

Luego se ubicaron el grupo Cartellone, Malucelli y Talavera Ortellado con una oferta de 225 millones de dólares y la UTE Impregilo-Chediack con 240 millones de dólares. Y cerraron la lista con las dos ofertas más elevadas SACDE-Power China (275 millones de dólares) y el grupo Techint-Roggio-Panedile con una cotización de 319 millones de dólares.

En el caso de las turbinas y equipos generadores, la licitación ya había arrancado con polémica por la decisión de la EBY de descalificar al grupo chino Gezhouba—que actualmente lidera el consorcio que lleva adelante las obras de las represas santacruceñas—por no “superar los requerimientos técnicos”.

Según los funcionarios de EBY, Gezhouba también había incurrido en una situación de “incompatibilidad y conflicto de intereses” al llevar como consultora a la empresa canadiense Stantec MWH, la cual ha participado como asesora de la entidad binacional

en la elaboración de parte de proyecto y en los pliegos licitatorios.

Luego de conocerse los montos de las ofertas, los representantes y voceros de Pescarmona salieron a reclamar que al momento de evaluar las propuestas se tenga en cuenta que la suya contiene un alto porcentaje de trabajo local y costos en pesos, lo cual hace que al tomar el tipo de cambio actual que supera los 45 pesos, la oferta final en dólares sea más baja y hasta menor que la de su competidora alemana.

En tanto, por el lado de las obras civiles, los cuatro grupos cuyas ofertas superaron los 200 millones de dólares coincidieron en atacar la propuesta más baja de Astaldi-Rovella-Tecnoedil haciendo foco en el alto nivel de endeudamiento y supuestos problemas de financiamiento que jaquean a la empresa italiana.

Aunque el “relato oficial” de la EBY se orientó a destacar el sorpresivo y conveniente valor de la oferta de Astaldi, lo cierto es que las autoridades de Yacyretá también quedaron en “off side” al haber fijado un presupuesto de referencia de 360 millones de dólares que resultó sumamente elevado y llamativo.

Junto con los planteos de las empresas competidoras, en las últimas semanas los funcionarios argentinos de la EBY habrían recibido varias “sugerencias” de hombres cercanos al

presidente Mauricio Macri para anular la licitación y realizar una nueva para las obras civiles.

Y en el caso del equipamiento electromecánico, las señales que habrían bajado de la Casa Rosada se alinean con el planteo de Pescarmona para que buena parte de la fabricación de las turbinas quede dentro del país con el fin de poder amortiguar aunque sea mínimamente los efectos de la recesión y el fuerte ajuste presupuestario comprometido con el FMI que ha paralizado las inversiones en obras públicas. Planificada en la década del 80, la ampliación de Yacyretá con las obras del “brazo” de Aña Cua permitirán aumentar en casi un 10% la generación de energía eléctrica del emprendimiento binacional. La incorporación de tres nuevas turbinas tipo Kaplan implicará un incremento en la potencia instalada de Yacyretá de 276 MW.

Más allá del lobby privado y las presiones tendientes a influir en las decisiones finales de Aña Cua, hay un dato atípico y negativo que salpica por igual a las compañías locales que componen los consorcios oferentes.

Todas las empresas aparecen involucradas en la causa de los “cuadernos de las coimas” y los principales ejecutivos se encuentran procesados o en la mira de la Justicia por haber pagado coimas y sobornos a funcionarios durante las gestiones kirchneristas.

aggreko

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



aggreko

Visite aggreko.com

Contáctenos (011) 4846 7403

En el norte hay consenso para convertir el desarrollo gasífero del NEA en “política de Estado”

Impulsan el plan de Desarrollo Energético Regional

Con un marcado consenso en la implementación de una serie de acciones conjuntas para apuntalar el desarrollo gasífero que permita superar las desventajas económicas y sociales que arrastra el NEA con respecto a otras zonas del país culminó la “Primera Jornada de Análisis y Debate de Plan de Desarrollo Energético Regional” que organizaron la empresa GASNEA y la Federación de Trabajadores de la Industria del Gas Natural de la República Argentina (FETIGNRA).

Tras las exposiciones de un panel de diez oradores integrado por funcionarios nacionales, autoridades provinciales, empresarios, técnicos, representantes sindicales y directivos de GASNEA; el consultor y ex Secretario de Energía de la Nación, Daniel Montamat tuvo a su cargo las conclusiones del encuentro.

El experto resaltó que “el desarrollo gasífero del NEA es una cuestión clave que atraviesa transversalmente a la Nación y a las provincias y como tal debería convertirse en una “política de Estado” para poder llevar adelante las obras transformadoras que demanda la región”.

Montamat destacó los análisis y propuesta que la región debe potenciar y aprovechar ha dejado tres conclusiones relevantes con respecto a los próximos pasos que se tienen que dar para impulsar el desarrollo gasífero del NEA:

•Organizar una Mesa de Consenso con el fin de lograr acuerdos entre la Nación, las provincias, los municipios, productores de gas, cámaras industriales, organismos regulatorios, comercializadoras de GNL y GLP con el fin de llevar a cabo el desarrollo del gas en el NEA y facilitar las exportaciones a países vecinos. •Promover el financiamiento de las obras de redes de distribución con el esfuerzo mancomunado de GASNEA, la Nación, las provincias, los municipios y todos los interesados en el desarro-



Oscar Dores

llo de la demanda regional.

“Eleva el “Plan Estratégico 2019-2023” a la Nación para que sea incluido en la ley de Presupuesto 2020 un financiamiento del BID destinado a la ejecución de las obras estructurales de la región a repagar con un cargo específico en las facturas de gas de los usuarios de todo el país.

En la apertura de la Jornada, Emilio Moralez Hanuch -Presidente del Consejo Profesional de Ingeniería, Arquitectura y Agrimensura de Corrientes- señaló que el desarrollo del gas en el NEA requerirá de “tiempo e inversiones sostenidas” y que, así, se va a “saldar la deuda que se tiene con la región”. Seguidamente, Rubén Bassi -de FETIGNRA- apoyó la propuesta de desarrollo del NEA en nombre de los trabajadores.

A su turno, el titular de GASNEA, Oscar Dores agradeció el apoyo sindical y abrió la propuesta a todos los sectores: “Solos no podemos. El apoyo de los trabajadores es esencial, pero necesitamos políticas de confluencia entre Nación, provincias, municipios y ciudadanos para traer gas a la región y reparar una postergación de años”.

Ing. Oscar Dores, presidente de Gasnea

Tras la apertura, se conformaron dos paneles. El primero se abrió con la disertación de Marcelo Nuñez, Gerente de YPF Gas, quien celebró la iniciativa del encuentro y ha-

res en el sur de Córdoba con GNC, Leonhard sostuvo que “las distintas alternativas no se oponen y es necesario integrar los ductos tradicionales con los gasoductos virtuales e inculcar la cultura del gas”.

El primer panel se cerró con la participación Gustavo Paredes, de FUNDELEC. “La falta de desarrollo de gas en la región repercutió en el crecimiento eléctrico y afectó el desarrollo industrial de la región”, explicó. Y agregó que “actualmente las redes eléctricas están exigidas y sería de gran ayuda reemplazar el gasoil de las usinas térmicas regionales por el gas natural”.

La apertura del segundo panel estuvo a cargo del Vicepresidente del Enargas, Daniel Perrone, quien subrayó la importancia de Vaca Muerta para atender la totalidad de la demanda interna de gas y sostener el desarrollo de la región del NEA. Perrone indicó que están abiertas todas las variantes posibles para llevar el gas a la región con gasoductos tradicionales, gasoductos virtuales y barcazas de GNL.

Los representantes de gobierno de Corrientes plantearon que resulta clave para el desarrollo de la provincia el cruce del gasoducto del GNEA de Resistencia a la capital correntina.

“Hay que darle prioridad a la obra del cruce del río Paraná” reclamó Arturo Busso, secretario de Energía Provincial. En tanto, el Director de Desarrollo Hidrocarbúfero, Alberto Franco agregó que “el eje es llevar el gas a la industrias y secaderos del sector forestal para mejorar la competitividad de las empresas de la provincia”. A su vez, Miguel Cabero—Coordinador del Servicio de Gas de la provincia de Chaco—remarcó que “estamos viviendo un momento histórico por la llegada del gas al NEA”. Añadió que “En Chaco tenemos que cambiar la matriz económica primaria para darle valor agregado a las industrias y mejorar calidad de vida a los hogares”.

Poblaciones generan a partir de biomasa

En el contexto del Proyecto para la Promoción de la Energía derivada de Biomasa (Probiomasa), que cuenta con el aval de la FAO, las secretarías de Agroindustria y de Energía entregaron 32 cocinas multifunción y 6 estufas en las Comunidades Energéticamente Vulnerables de Paraje Pinto, en la provincia de Córdoba, y de Cerro Negro del Tirao, en Salta.

Ambas localidades cuentan con paneles fotovoltaicos a 12 voltios provistos por el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) para cargar baterías. Esta acción se desarrolló con el objetivo de mejorar las condiciones de vida en poblaciones rurales aisladas y el aprovechamiento de la biomasa para la generación de energía térmica, indicó un comunicado oficial.

Las localidades beneficiadas fueron seleccionadas entre 50 Comunidades Energéticamente Vulnerables de todo el país para recibir equipos de uso eficiente de leña, para la cocción de alimentos y la calefacción de viviendas. Paraje Pinto está situado a 96 km al noroeste de Córdoba Capital y es una comunidad compuesta por 20 familias y la Escuela Albergue 25 de Mayo. El Paraje es de difícil acceso ya que se llega por camino de montaña en descenso, se deben sortear vados de ríos y realizar largos trayectos a pie.

Cerro Negro del Tirao se encuentra al sudeste de la ciudad de Salta y allí viven 14 familias dispersas aunque próximas a la Escuela Albergue 4587, a las cuales se accede por camino de montaña.



HOTEL HUEMUL
NEUQUÉN, PATAGONIA ARGENTINA.
★ ★ ★
Su descanso y comodidad es nuestro objetivo



TIERRA DEL FUEGO 335 - Neuquén
Tel: (0299) 442 2344 | 443 7522

www.huemulhotel.com.ar
reservas@huemulhotel.com.ar

El control térmico bajo las normas que lo regulan es vital.

La importancia de puesta a tierra en las instalaciones eléctricas

Román K. Zeleznik*

La toma de tierra, también conocida como puesta a tierra (PAT), es una parte fundamental e imprescindible de un sistema eléctrico. Pese a no ser un elemento visible, el sistema de puesta a tierra es de vital importancia para la seguridad de las personas y los equipos, ya que protege de diferencias de potencial peligrosas.

Es importante mencionar que en instalaciones de carácter explosivos o con elementos inflamables la puesta a tierra puede impedir corrientes que generen explosiones o incendios.

La puesta a tierra en el sistema eléctrico se refiere a la conexión intencional, directa, sin fusibles ni protección alguna, a tierra por medio de

elementos de baja resistencia, logrando así que de todos los materiales metálicos, canalizaciones, cajas, accesorios, estructuras y cubiertas de equipos que no deben tener voltaje o que no deben energizarse bajo condiciones normales de operación estén al mismo potencial eléctrico.

Se considera que la tierra tiene un voltaje de cero (0) voltios y las concentraciones de agua y sales que se pueden encontrar después de un par de pies de profundidad hacen de la misma el punta ideal para eliminar las corrientes no deseadas que pudiesen aparecer.

La función de la puesta a tierra en una instalación eléctrica es disipar en el terreno las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya sea de corrientes de defecto, a frecuen-



cia industrial, o debidas a descargas atmosféricas.

La circulación de corrientes por la toma de tierra puede originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos. Por ejemplo, entre la instalación de PAT y el terreno que la rodea, o entre dos puntos del mismo. Debe diseñarse la instalación de puesta a tierra para que, in-

cluso con la aparición de diferencias de potencial importantes, se pueda garantizar la seguridad para las personas y la instalación.

Desde la consultora pudimos observar que durante muchos años se le ha dado poca importancia a los problemas que podrían causar a las personas o instalaciones una mala instalación de puesta a tierra. En muchos casos observamos el incumplimiento del reglamento de electrotecnica como falta de mantenimiento o continuidades de masas en muchas instalaciones; creando una falsa sensación de seguridad.

Debido a esto y después de ciertos accidentes, la Superintendencia de Riegos de Trabajo creo la resolución SRT 900/15 que regula el control técnico de esta instalación. Regulando el tipo de medi-

ción a realizar y los equipos que deben usarse para la misma.

La Resolución 900/2015 en su anexo I establece la documentación y un instructivo para la correcta interpretación de todos los 41 ítems o puntos a completar. Los primeros veintidós puntos que requieren ser explicitados son de forma (datos de la empresa, de los instrumentos, certificados, etc.).

Los últimos nueve (del 33 al 41 inclusive) también son de forma, aunque incluyen las conclusiones y recomendaciones.

Finalmente, los ítems 22 al 32 (once en total) se refieren a las verificaciones que deben hacerse en las instalaciones eléctricas. Básicamente y para esta síntesis, podemos englobarlas en tres grandes grupos. Continuidad de conductores, protección complementaria y desconexión o corte de la alimentación.

() Román K. Zeleznik es ingeniero Industrial, UTN - Especialista en confiabilidad, Higiene y seguridad en el trabajo y Socio Gerente de EHS FUEGUINA.*

Para ampliar la red de gas en San Vicente Metrogas invierte \$2.000 M

En conjunto con el Intendente Mauricio Gómez, la compañía anunció en San Vicente el avance de las obras destinadas acercar el servicio a nuevas familias de toda zona sur.

- Eduardo Lifschitz, Director General de MetroGAS -la empresa distribuidora de gas natural más grande del país- fue el encargado de anunciar el inicio y estado de avance de las obras que permitirán, en un futuro cercano, que más de 250.000 vecinos de zona sur tengan acceso al gas natural por redes.

"Estamos transformando el esfuerzo de nuestros clientes en obras concretas que quedarán para siempre. Las inversiones destinadas a San Vicente superan los \$2.000 millones de pesos y son sólo el comienzo" aseguró Eduardo Lifschitz, Director General de MetroGAS. "Hoy tenemos casi 12.000 clientes en el Municipio y con estas obras, para el año 2021 estimamos superar los 20.000 clientes", afirmó el ejecutivo.

"Los proyectos que estamos presentando hoy, representan solo un diente más de este gran engranaje que es nuestro Plan de Inversiones de \$15.000 millones porque desde MetroGAS nos hemos comprometido a Invertir para Crecer, ya que sólo así entendemos es posible alcanzar los niveles de satisfacción y calidad que nuestros vecinos requieren y merecen", dijo Lifschitz al cerrar el encuentro.

Las obras se describen en dos grandes proyectos de expansión: Segundo Anillo Sur - 1ra Etapa

Inicio de la construcción de instalaciones y cañerías para el proyecto de ampliación del sistema de 22bar "Segundo Anillo Sur" la cual permitirá la incorporación de nuevos clientes que hoy no tienen acceso al servicio. El proyecto se desarrollará en los partidos de Presidente Perón y San Vicente.

El ENRE autorizó a la CFI a transferir sus acciones en Yacylec

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) autorizó a la Corporación Financiera Internacional (CFI) la transferencia de la totalidad de su participación accionaria en la transportadora de energía en alta tensión YACYLEC S. A. a favor de los otros accionistas ENEL Américas, Grupo ELING, y Sistranyac, en una proporción del 4, 4, y 3 por ciento, respectivamente. Se trata de 22,2 millones de acciones preferidas, nominativas, no endosables Clase B de valor nominal \$ 0,10 cada una, representativas del 11,1 % del capital social accionario de YACYLEC, que tiene también por accionistas a Impregilo y a Sideco Americana, del Grupo Macri.

En marzo de 2016 el ENRE autorizó la transferencia de 5,33 por ciento de las acciones de Yacylec (10,6 millones de acciones clase Ay B) por parte de Mauricio Macri a Sideco Americana, holding de la familia primaria del Presidente. Esta transportadora mantiene una controversia judicial con la AFIP por una deuda añosa que se le reclama por Impuesto a las Ganancias no pagados.

La deuda original de 6,9 millones de pe-

sos rondaría, catorce años después, los 46 millones.

La transferencia accionaria ahora autorizada se concretó mediante la resolución 115/2019, publicada en el Boletín Oficial, y ordena a YACYLEC el envío al Ente de la información requerida según las resoluciones del ENRE 548/1999 y 499/2005, "una vez formalizada la modificación en el capital social de la sociedad inversora", en los plazos allí establecidos. Yacylec S.A. es una compañía argentina de transmisión eléctrica con sede en Buenos Aires.

En 1993 obtuvo la concesión para construir, operar y mantener la línea de transmisión de 500 kV que une la central hidroeléctrica Yacyretá, en la provincia de Corrientes, con la subestación de Resistencia, en la provincia de Chaco, para suministrar energía a la Red Nacional de Alta Tensión.

La empresa inició operaciones comerciales en 1994 y mantiene la concesión por un período de 95 años. Yacylec también realiza servicios de Operación y Mantenimiento en la subestación Rincón de Santa María (aledaña a la hidroeléctrica).



Responsable Técnico Ing. Román Zeleznik, Matriculas 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



Edenor y Edesur dependerán de Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires

Hay acuerdo para el traspaso de eléctricas a Ciudad y Provincia

El Gobierno Nacional dispuso la transferencia del control regulatorio de la distribución eléctrica a un ente bipartito integrado por representantes de la Ciudad Autónoma y de la Provincia de Buenos Aires.

El ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, el jefe de Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, Horacio Rodríguez Larreta, y la gobernadora bonaerense, María Eugenia Vidal, firmaron el 28 de febrero un acta para avanzar con la transferencia.

Entre los varios escollos que presenta el traspaso se encuentran los reclamos económicos cruzados que mantenían desde 2002 tras la sanción de la Ley de Emergencia que reglamentó la sal-

da de la convertibilidad y que produjo reclamos cercanos a los \$ 10.000 millones.

Las distribuidoras se comprometen en el acuerdo a realizar inversiones en obras de infraestructura para la mejora de la seguridad y confiabilidad del servicio por \$3.000 millones en el caso de Edenor y \$4.000 millones en el caso de Edesur. Estas inversiones, que son adicionales a las acordadas en la Reforma Tarifaria Integral (RTI) y tendrán que realizarse en un plazo de cinco años, serán supervisadas por el nuevo ente regulador.

Los reclamos principales se encuentran en tres puntos fundamentales: las Actas Acuerdo celebradas entre el EN y las Concesionarias

en 2006, y con el correspondiente Período de Transición (entre el 6 de enero de 2002 y la revisión tarifaria integral, RTI, que entró en vigencia el 1° de febrero de 2017), los reclamos por el pago de los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde octubre de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, sobre el porcentaje comprometido por el Estado Nacional (Nuevo Acuerdo Marco); y los reclamos en relación con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la Tarifa Social.

La lupa estará puesta sobre el anuncio, porque en un año electoral no pasará desapercibida la negociación con las

empresas porque quien la lleva adelante es el subsecretario de Energía Eléctrica Juan Garade, ex gerente de Planificación Económica de Edenor entre 1992 y 1998 y director de Planificación, Control y Regulación de la empresa Edesur entre 2001 y 2012.

Sorpresa

La decisión sorprendió al sector energético, que no ha recibido aún una explicación clara y las razones que impulsan a tal decisión.

Como se anunció un ente bipartito asumirá el control regulatorio, lo que presenta serias dificultades técnicas y políticas que se presentarán fundamentalmente a la hora de controlar la calidad del servicio y el monto y las razones que justifiquen inversiones. Sobre todo si en algún momento se encuentran signos políticos distintos en la provincia y Ciudad.

Hasta el momento, las distribuidoras —sujetos cedidos— no se manifestaron públicamente.

Una vez efectivizado el traspaso, la regulación quedará a cargo de un ente bipartito (Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico (EMSE), que designará sus autoridades una vez que el traspaso esté refrendado en ambas jurisdicciones. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) continuará sus funciones de control del transporte de energía eléctrica.

El EMSE estará integrado por seis directores, tres en representación de la provincia y otros tres por la Ciudad. El organismo funcionará con un presidente. El objetivo oficial es que opere con no más de 90 técnicos, lo que implicaría reducir sensiblemente la plantilla del Ente Regulador de la Electricidad (Enre). La plantilla al día de hoy muestra que hay unos cuatrocientos empleados. Altas fuentes gubernamentales dijeron en off que la plantilla debería reducirse sustancialmente.

Falacias

“Les estamos traspasando Edenor y Edesur a la Ciudad y a la provincia de Buenos Aires porque es más justo, es la manera de ir equilibrando el gasto estatal, para que el Estado no se vuelva una mochila”, así justificó en noviembre de 2018 el presidente Mauricio

Macri la movida. “Hay un reclamo lógico de las provincias sobre los subsidios que recibe la provincia y la Ciudad de Buenos Aires, porque por la política del gobierno kirchnerista había un gran desfase y es por eso que las tarifas han subido más en Buenos Aires que en el interior para que se reconozca el verdadero valor de la energía”, agregó en aquella oportunidad.

La afirmación de que Buenos Aires recibe más subsidios a la demanda eléctrica que las provincias del interior es falaz, por lo que la idea de traspasar la distribución a la jurisdicción territorial tiene un objetivo distinto al que se afirma, pero hasta ahora no ha sido confesado.

Además el traspaso requiere la sanción de una ley nacional que reforme la actual 24.065. EIEs de prever también que un cambio de signo político a nivel nacional o entre provincia y capital será suficiente para provocar un conflicto político de magnitud.

Tarifa Social

La denominada “Tarifa Social Federal” que reciben miles de usuarios de todo el país sin discriminar empresa ni región es una bonificación en el precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista a usuarios residenciales de condición vulnerable de todo el país. Este punto debe ser remarcado: “de todo el país”. Se aplica en función de ciertos atributos sociales de los beneficiarios que previamente se verifican mediante el cruce de datos obrantes en las bases de datos del SINTyS donde identifica a los usuarios con ingresos inferiores o iguales a dos salarios mínimos.

No hay subsidio a la distribución. Por tanto, el otorgamiento de un subsidio a la demanda podría implementarse en cualquier momento, con la sola voluntad política de la provincia y sin necesidad de transferir áreas de concesión. Si se trata de reducir el peso fiscal, ésta no sería una solución aceptable, porque aumentaría el costo regulatorio.

La inequidad quedaría de manifiesto, no es necesario demostrar que la provincia tiene arcas mucho más flacas que las la ciudad de Buenos Aires y ésta tiene además un mercado más concentrado y un tesoro mucho más cuantioso.

En el sector existe la idea de que los controles serán más laxos y las distribuidoras tendrán una posición más fuerte para resistir las decisiones del nuevo regulador y será más fácil negociar con ambas autoridades en virtud de las diferentes necesidades de cada una de las jurisdicciones.



Promoted and Organized by:



CONFERENCE & EXHIBITION

Be where the pipeline business is happening

Sponsor and exhibitor opportunities

Boost your company's visibility by being a Rio Pipeline sponsor and exhibitor. Exploit an environment dedicated to relevant technical content, high quality networking and business.



03-05 Sep | 2019

SulAmérica Convention Center - RJ | Brazil

BOOK YOUR SPACE | SPONSOR THE EVENT

 1427 Delegates

 8.050 visitors

 50 exhibitors

 20 countries

LAST EDITION NUMBERS (2017)

riopipeline.com.br

Platinum Sponsor



empowered by technology

Gold Sponsor



Bronze Sponsor



Copper Sponsor




La decisión se adoptó ante las reiteradas negativas por parte de la compañía a brindar información al EPRE.

Intervienen Edersa por deuda

La justicia de Río Negro designó un interventor en la distribuidora de energía eléctrica Edersa con el objetivo de “acceder a información esencial”. La medida cautelar fue solicitada por el inspector de Personas Jurídicas y por el fiscal de Estado de la provincia.

La decisión se adoptó ante las reiteradas negativas por parte de la compañía a brindar información al Ente Regulador de la Energía (EPRE) sobre la deuda que Edersa mantiene con Cammesa, se indicó.

La intervención se realizará por un plazo inicial de 60 días que culminará con la elaboración de un informe final.

“El interventor veedor tendrá las más amplias facultades para compulsar los libros, actas, toda documentación llevadas por la concesionaria, como así también para solicitar información a la distribuidora o realizar investigaciones que considere convenientes a los fines de dar cumplimiento al objeto encomendado”, indicó la resolución respectiva.

Debido a la deuda, Cammesa (administradora del mercado mayorista eléctrico), advirtió de forma pública en abril último que comenzaría a restringir el abastecimiento de energía en la provincia. Edersa fue calificada por una resolución de la secretaría de Energía de la Nación como “deudor moroso crónico”.

En la resolución el juez civil de Cipolletti, Federico Corsiglia, mencionó que dentro del contrato de concesión firmado en agosto de 1996 en el capítulo denominado “Obligaciones de la Distribuidora” el artículo 25 expresa que la “distribuidora deberá cumplimentar las siguientes obligaciones (inciso w) poner a disposición del Ente todos los documentos e información necesarios, o que éste le requiera, para verificar el cumplimiento del contrato, de la ley provincial N°2.902, de su decreto reglamentario y de toda norma aplicable”.

El expediente de la medida cautelar solicitada detalla los reiterados pedidos de información que el EPRE le formuló a Edersa sin mayores resultados e incluso “negando toda competencia a la autoridad provincial para intervenir en la cuestión”, particularmente en la deuda que mantiene con Cammesa.

La última información que Cammesa hizo pública da cuenta de una deuda que ascendía a 2.874.860.877,30 pesos en concepto de “energía integrada a su comercialización que no fue abonada y cuyo saldo deudor supera los

dos periodos de facturación”.

Intervención

El secretario de Energía de Río Negro, Sebastián Caldiero, en conferencia de prensa dijo que podría eventualmente rescindirse el contrato de concesión. Dependerá del informe que realice el interventor que dispuso la Justicia, tras el recurso cautelar que impuso el gobierno provincial.

“El pago del abastecimiento de la energía es una obliga-

ción esencial en el contrato de concesión y si nosotros tuviéramos elementos para comprobar que Edersa tuvo el dinero para pagar la energía y no lo hizo por una decisión empresaria, y no por una insuficiencia de la tarifa claramente estaría incurriendo en una causal de rescisión”, detalló el funcionario.

Caldiero explicó que la medida no tendrá ningún impacto para los usuarios y que la medida tiene entre otras razones evitar que el conflicto

implique un riesgo para la distribución de la energía.

“La intervención no tiene incidencia en la operación de la compañía. Todo el cuerpo operativo de la empresa sigue en su lugar y van a seguir brindando el servicio como lo vienen haciendo hasta ahora, no tiene que haber ningún cambio”, señaló el funcionario.

Caldiero explicó que la acción cautelar va a prohibir cualquier medida de restricción. “El juez ha ordena-

do oficiar a Cammesa para ponerse al tanto directo de la situación de deuda y el estado de cumplimiento y solicitando informes con precisión del grado de cumplimiento a la medida de restricción del abastecimiento. Nosotros no hemos registrado que eso haya ocurrido, pero la medida modo cautelar va a prohibir que haya cualquier restricción en el abastecimiento”.

La resolución surge a raíz de la falta de información de Edersa al Ente Provincial Regulador de la Electricidad por la deuda que la distribuidora mantiene con Cammesa desde hace varios años.

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

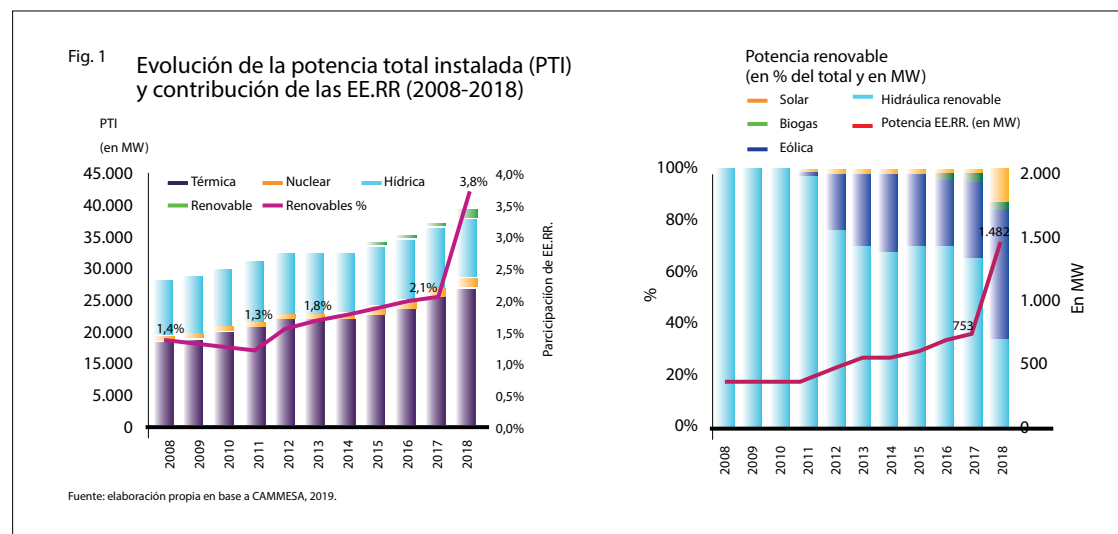
Según la consultora KPMG se avisan perspectivas alentadoras en las fuentes alternativas

Hacia una matriz renovable

Las Energías Renovables (EE.RR) aumentaron su contribución a la matriz energética local alcanzando en 2018 el 4% de la capacidad total de generación.

Si bien el presente resulta complejo en materia económica, las medidas tomadas desde el gobierno y la agenda para el sector permiten proyectar perspectivas alentadoras para el desarrollo del sector que en la última década invirtió 6.800 millones de dólares.

De acuerdo al informe especial sobre el comportamiento del sector de energías renovables del país titulado "Desarrollo de Energías Renovables en Argentina", factores externos y la crisis económica y financiera ocurrida en 2018 impactaron en las iniciativas destinadas a la expansión del sistema de transmisión o de transporte eléctrico que es fundamental para alcanzar un despacho eficiente de la energía eléctrica generada. "Si bien las condiciones



no resultan las ideales, la relevancia de estos proyectos llevó a que el gobierno decidiera relanzar la licitación para la construcción de la línea de extra alta tensión entre las estaciones transformadoras de Río Diamante (Mendoza) y Coronel Charloné (Buenos Aires), que es la iniciativa más onerosa dentro de la carpeta de obras destinada al sector energético y que permitiría, al me-

nos en parte, mejorar la infraestructura eléctrica local en el corto plazo", señala el estudio. Otra consecuencia de la crisis es que sus efectos "desalentaron la inversión y llevó a la suspensión del programa de inversión de infraestructura más ambicioso de los últimos años (Participación Pública Privada / PPP) que, en un contexto de reducción del presupuesto público destina-

do al gasto de capital, buscaba ser la solución para reducir el actual déficit en esta materia y continuar con el desarrollo de la obra pública.

Si bien este suceso no afectó de manera directa al programa de inversiones en EE.RR (RenovAr), que lleva dos rondas de licitaciones y alrededor de US\$ 7.000 millones en inversiones (o 4.600 MW de potencia total a añadirse), sí impactó de lleno en las iniciativas destinadas a la expansión del sistema de transmisión o transporte eléctrico, que resulta fundamental para alcanzar un despacho eficiente de la energía eléctrica generada", agrega.

A pesar de estos obstáculos, el informe destaca como positivo que el programa RenovAr ha permitido que las energías renovables contribuyan con un 4% de la potencia total instalada en 2018 (~1.460 MW) con un importante incremento de la participación en el sistema de las energías solar y eólica.

La cifra del 4% a pesar de ubicarse por debajo de la meta estipulada por la Ley N° 27.191 para el año pasado (la norma estipula alcanzar el 8% de participación para fines del 2018, el 12% en 2019 y el 20% en 2025), conforma un resultado alentador y un cambio de tendencia que debería poder sostenerse a futuro.

Para ello en el gobierno se estarían buscando formatos alternativos al esquema PPP con el objetivo de captar nuevos actores y llevar adelante las obras de mejora y expansión del sistema de distribución de energía eléctrica, lo que habilitaría la continuidad del programa RenovAr en el mediano plazo (con una cuarta ronda, que el gobierno confirmó para fines de 2019 y podría ser parte de esta nueva estrategia o mecanismo para el desarrollo y mejora de las redes de transmisión) y colocaría los niveles de inversión y potencia renovable instalada en una senda de convergencia

con los valores estipulados en el marco legal.

El estudio analiza la evolución del sector en los últimos años destacando el interés de los inversores en el programa RenovAr. "Mientras en la primera ronda del programa se lograron adjudicar 29 proyectos, que buscan añadir a la potencia total instalada unos 1.142 MW, en las dos rondas siguientes (1.5 y 2) la cantidad de proyectos adjudicados creció a 118 (+3.324 MW), superando incluso las expectativas oficiales.

En total, la cantidad de iniciativas destinadas a generar energía limpia surgidas del programa RenovAr hasta la última ronda efectuada (2017) llegó a 126, por un monto que rozaría, en el escenario de plena realización, los 4.600 MW de potencia adicional.

En la actualidad, la cantidad de instalaciones en operación asciende a 30 (11 eólicos, 10 fotovoltaicos, 5 de biogás, 3 de biomasa y 1 hidroeléctrico), en tanto que aún existen 96 proyectos en construcción, de los cuales se estima que entre 60 y 70 entrarán en el circuito comercial durante 2019", se explica.

El informe señala los beneficios que aportan las EE.RR. en términos sociales y de bienestar, entre los cuales destaca la posibilidad de ofrecer energía a zonas no conectadas al sistema de distribución eléctrica o en donde la red no es confiable y requiere de sistemas de respaldo.

"Las EE.RR son determinantes como medio para alcanzar una significativa reducción de las emisiones de carbono ligadas al crecimiento económico. Asimismo, la variedad de fuentes a partir de las cuales puede generarse energía limpia, permite una mayor descentralización del sistema habilitando la competencia entre las fuentes de generación y el alcance de precios más competitivos.

En efecto, este objetivo ha quedado plasmado de manera explícita en la reciente Ley N° 27.424 de Generación Distribuida (GD), norma que ya cuenta con la aprobación del CNA y a la cual solo resta su reglamentación. Como se comentó previamente, la GD, además de propiciar las condiciones necesarias para la descentralización de la generación de energía, habilitará a productores de pequeña (usuarios particulares) y gran escala (actores industriales) a consumir energía autogenerada y distribuir el excedente a la red, fomentando de esta manera un cambio de paradigma que beneficiará económica y socialmente al sistema, con precios más competitivos y menores emisiones de carbono, por ejemplo", concluye.-



IPG 2019

International Pipeline Geotechnical Conference
Conferencia Internacional de Geotecnia de Ductos

25 al 27 de junio de 2019

Universidad Católica Argentina (UCA)
Buenos Aires, Argentina

Inscripciones
Abiertas



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOMASAS
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.



APOYO



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Declarado de interés por:



Buenos Aires Ciudad



De acuerdo al informe mensual de FUNDELEC se registró el consumo más bajo desde 2013

La demanda de energía promedió caída de 8,6% en Abril

La demanda de energía eléctrica en el mes de abril registró una caída promedio de 8,6 por ciento en comparación con el mismo mes del año pasado, y al respecto, el consumo de electricidad en la Ciudad de Buenos Aires y en el Conurbano bonaerense mostró una baja de 8,7 % en el área a cargo de Edesur, y de 7,5 % en la atendida por Edeonor, mientras que en el resto del país la baja promedió 10 por ciento.

Estos datos fueron relevados por CAMMESA y difundidos por la fundación Fundelec en su informe mensual, señalando que el descenso de la demanda se presentó en los usuarios residenciales, comerciales e industriales de todo el país.

En abril último la demanda neta total del MEM fue de 9.574,2 GWh; mientras que en el mismo mes de 2018, había sido de 10.469,4 GWh. de lo cual resulta la caída interanual de 8,6 por ciento antes señalada.

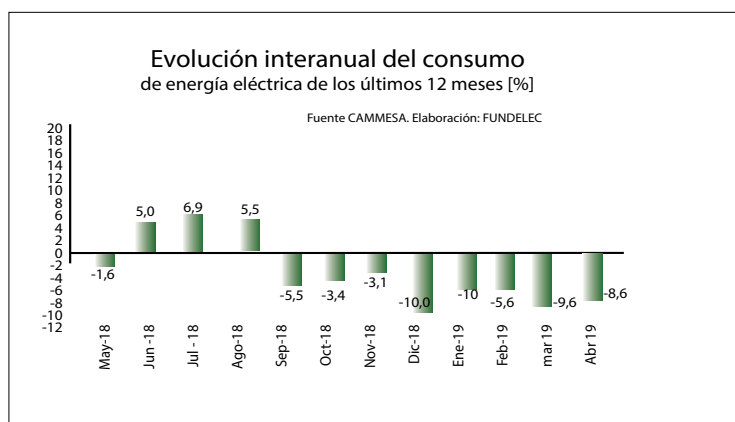
El informe refiere también que abril tiene el consumo más bajo en términos nominales desde 2013 y, a su vez, este descenso sigue la tendencia recesiva de los últimos cuatro meses de 2018 y del primer cuatrimestre del 2019.

Además, la del mes de abril fue la tercera caída porcentual más importante de todo el año móvil, luego de diciembre de 2018 (-10 %) y marzo de 2019 (-9,6 %).

Además, resultó que la demanda de energía de abril implicó un decrecimiento intermensual de 5,4 %, dado que en marzo de 2019 la demanda fue de 10.121,3 GWh.

Según los datos de CAMMESA se puede discriminar que, del consumo total de abril, el 38% (3.376,4 GWh) corresponde a demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 30% (2.837,3 GWh) y el industrial 32% (3.060,5 GWh). De la comparación interanual resulta también que la demanda residencial bajó 10 %, mientras que la comercial descendió 9,4 % y la industrial cayó 6,7 %.

El informe detalla que la demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido abril de 2019) tres meses de suba, en junio de 2018 (5%); julio (6,9%); y agosto (5,5%), y nueve de baja, en mayo de 2018 (-1,6%); septiembre (-5,5%); octubre (-3,4%); noviembre (-3,1%);



diciembre (-10%); enero de 2019 (-5,1%); febrero (-5,6%); marzo (-9,6%); y abril de 2019 (-8,6%).

Provincias

En cuanto al consumo de energía por provincia en abril, 24 estados provinciales y empresas marcaron descensos: Catamarca (-49%), Chaco (-25%), Santiago del Estero (-23%), Formosa (-22%), Corrientes (-20%), Tucumán (-16%), La Rioja (-15%), Jujuy y Entre Ríos (-13%), Salta (-10%), Santa Fe (-9%), Córdoba (-8%), San Luis (-7%), EDES (-5%), La Pampa y EDEN (-4%), EDEA, Mendoza, Neuquén, Misiones y EDELAP (-3%), San Juan (-1%), entre otros.

Por su parte, hubo ascensos en 3 provincias: Santa Cruz (5%), Río Negro y Chubut (1%).

La temperatura media de abril fue de 19.7 °C, mientras que en el mismo mes del año pasado fue de 22.1 °C, y la histórica del mes es de 17.8 °C.

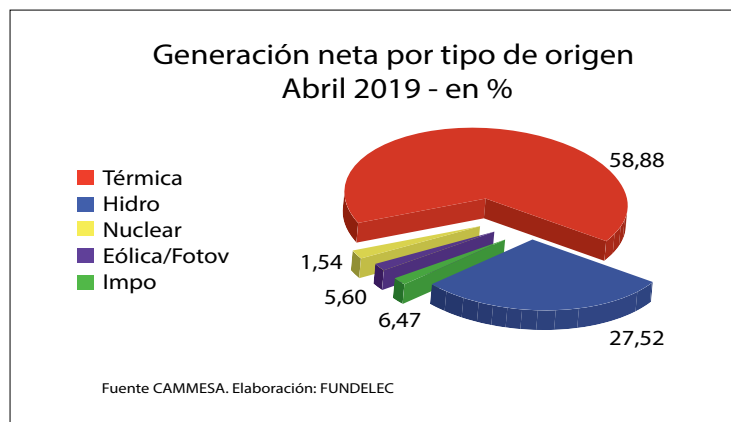
Generación en baja

La generación de energía eléctrica presentó en abril último un decrecimiento interanual ya que totalizó 9.741 GWh contra 10.848 GWh del mismo mes del año 2018.

La importación de electricidad para satisfacer la demanda interna sigue siendo baja ya que totalizó 152 GWh (1,54 %) y fue de origen renovable y de excedentes hidráulicos.

Según datos de todo el año, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción local con 58,88 % de los requerimientos.

Las centrales hidroeléctricas aportaron el 27,52 %, las nucleares proveyeron 6,47 %, y las generadoras de fuentes alternativas 5,60 % del total.





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

Nuevas unidades de almacenamiento de energía de 1 megavatio

Aggreko lanza Y.Cube

Aggreko, líder mundial en soluciones de energía modular y móvil, y servicios energéticos, suma almacenamiento de energía a su flota mundial de más de 10 gigavatios de potencia con Y.Cube, un sistema de baterías de iones de litio totalmente integrado. Esta nueva solución se basa en los diez años de experiencia de la empresa pionera en el almacenamiento de energía Yunicos, adquirida por Aggreko en 2017.

El sistema tiene gran variedad de aplicaciones, desde 1 megavatio hasta múltiples potencias, y está disponible en dos versiones: unidades de 30 y 60 minutos de energía. Los contenedores de 20 pies alojan las baterías, inversores, sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), protección contra incendios y componentes auxiliares. Estos son probados y preensamblados por especialistas de Aggreko y monitoreados por un software inteligente. Están diseñados para soportar un amplio rango de temperaturas, que va desde los -20°C a los 50°C, y para enfrentar los desafiantes requerimientos de sectores como los de Minería y Oil & Gas, que muchas veces se encuentran en áreas remotas.

“La energía renovable es cada vez más común, pero todavía no es universalmente accesible como debería, mientras que la demanda de energía está en crecimiento. Los sistemas de baterías para el almacenamiento de energía ofrecen la flexibilidad requerida para poder usar de forma segura la energía solar, eólica y térmica aumentando la eficiencia de la generación total”, explicó Enrique Mallea, Gerente General de Aggreko Argentina.

“En Y.Cube hemos logrado combinar la experiencia en el desarrollo de baterías de Yunicos con el expertise de Aggreko. Ahora tenemos una flota mundial de baterías (Y.Cube) que nos permiten proveer energía más económica y más limpia, adaptándonos a las necesidades del cliente ofreciéndoles esta tecnología de punta en modalidad de “servicio”. Está diseñado para poder combinarse con la flota de equipos térmicos de Aggreko, con la finalidad de proveer energía más costo eficiente. De igual manera tenemos la posibilidad de integrar diferentes soluciones de energías renovables con soluciones térmicas sincronizándolas a través de nuestro software que permite seleccionar la generación de ener-

gía óptima para cada cliente”, concluyó Mallea.

Y.Cube está disponible para necesidades de corto y largo plazo, con periodos de seis meses o un año, bajo el servicio de almacenamiento de energía de Aggreko. A su vez, puede ser ligado con otros sistemas de hardware de Aggreko, como parte de la oferta del servicio de microrredes.

Karim Wazni, Director de Minería, Microrredes y Soluciones de Almacenamiento de Aggreko, dijo: “Estamos viendo interés de varios sectores para diferentes aplicaciones. Una de las propuestas económicamente más atractivas es combinar Y.Cube (nuestra batería) con gas natural y energía solar en ubicaciones sin acceso a la red eléctrica. Esto puede incluir lugares remotos, como es el caso de la minería y operaciones petroleras, redes eléctricas débiles como en islas, o como soporte para datacentres”.

Aggreko ya está desarrollando Y.Cube para distintos clientes alrededor del mundo. Al final de este año instalará su primera batería en Latinoamérica para un cliente en Neuquén, Argentina. También está trabajando en una solución de microrred híbrida en la mina de Granny Smith, en el oeste de Australia, así como en otros proyectos que buscan brindar energía segura a bajo costo.

Acerca de Aggreko

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

Nos desarrollamos en base a la innovación que nos ayuda a mantener nuestro alcance global y proveer equipos móviles para una amplia gama

de usos. Desde proyectos industriales comerciales, hasta provisión de servicios públicos y emergencias humanitarias. Ofrecemos experiencia y equipos en cualquier ubicación, desde las ciudades más pobladas del mundo hasta los lugares más remotos.

Aggreko se especializa en atender ocho sectores clave: Oil & Gas, manufacturas, minería, petroquímicos y refinera, servicios comerciales y construcción, eventos, data centres y servicios públicos.

Para esto, nuestros equipos ofrecen la máxima flexibilidad, utilizando gas, diésel (incluyendo HFO) y fuentes de energía renovables. Ofrecemos soluciones de microrredes y almacenamiento, y estamos desarrollando nuestra oferta para incluir más herramientas que ayuden a nuestros clientes a adaptarse a la transición energética que está experimentando el mundo. Lo que nos hace únicos es nuestra amplia experiencia y nuestros valores. Esto significa que siempre anteponeamos a nuestros clientes, innovamos y entregamos equipos más eficientes.

Desde 1962, Aggreko ha pasado de ser una pequeña empresa local a convertirse en una pionera de la industria energética a nivel mundial. Cuenta con más de 7.300 empleados, operando en alrededor de 100 países. Con unos ingresos aproximados de 1.800 millones de libras esterlinas (2.200 millones de dólares o 2.000 millones de euros) en 2018, cotiza en la Bolsa de Valores de Londres (AGK.L) y tiene su sede en Escocia.

Aggreko reúne la experiencia global y el desarrollo de tecnología para brindar el mejor servicio a sus clientes. La capacidad de proporcionar energía, calefacción y refrigeración continuará abriendo oportunidades y creando potencial para individuos, comunidades, industrias y sociedades en todo el mundo.

Juntos y a lo largo del tiempo, creemos que nuestros servicios harán una gran diferencia.



AESA recibe distinción internacional a la gestión energética



AESA (A-Evangelista S.A.) recibió el premio 2019 a la gestión energética “Energy Management Insight Award” otorgado por el foro internacional para la promoción de políticas y programas para el avance hacia la energía limpia, “Clean Energy Ministerial (CEM)”.

Obtuvo este reconocimiento junto a otros participantes de todo el mundo que alcanzaron resultados destacados en el desempeño energético. Estos resultados fueron publicados en un caso de estudio en el cual se enuncian los beneficios de establecer un sistema certificado para la gestión del desempeño energético siguiendo las directrices de la norma internacional en eficiencia energética ISO 50001.

Gustavo Hartmann, Gerente Calidad, Medio Ambiente, Salud y Seguridad ocupacional (CMASS) de AESA, destacó el trabajo y compromiso de toda la organización para alcanzar estos resultados asegurando que “estamos implementando un proceso de transformación en el que ser energéticamente eficientes es una parte importante en el camino de excelencia señalado en nuestro plan estratégico”.

Para acceder al premio, AESA desarrolló y presentó un caso de estudio detallado describiendo su experiencia y resultados en el uso de la norma ISO 50001 en las instalaciones de su complejo industrial Canning, en la provincia de Buenos Aires. En el caso de estudio - disponible online en el sitio web de CEM- AESA describe aspectos centrales de la implementación del Sistema de gestión de eficiencia energética ISO 50001 identificando beneficios del proceso entre los que pueden señalarse:

- Mejora en el desempeño energético en dos años: ahorro de 6,56 %
- Ahorro en costos de energía: ~ AR\$ 2.000.000
- Reducción de emisiones de CO2: 212,5 Tn
- Logros: optimizar el desempeño energético de la planta; afianzar el uso racional de la energía; evaluar, planificar y definir procesos críticos a intervenir.

La norma ISO 50001 es un marco de trabajo que ayuda a las empresas a manejar y mejorar su performance energética optimizando costos y reduciendo emisiones. Independientemente del tamaño de la organización, sector o punto de partida en el proceso, este marco contribuye a mejorar el desempeño ambiental año a año. ISO 50001 es el producto de un proceso de colaboración internacional con las mejores prácticas de más de 50 países y ha logrado resultados notables entre las organizaciones que lo adoptaron en todo el mundo. Este standard ha probado ser un modelo de referencia para el cuidado de la energía y el clima.

Esta distinción recibida por AESA es parte del programa CEM Energy Management Leadership Awards liderado por el grupo de trabajo internacional de la organización que incluye representantes de Argentina, Australia, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Unión Europea, Alemania, India, Indonesia, Japón, México, Arabia Saudita, Sudáfrica, Suecia, Corea, Emiratos Árabes y los Estados Unidos. La organización para el desarrollo industrial de Naciones Unidas (UNIDO) funciona como agencia operativa de estos grupos de trabajo que fueron lanzados en 2010 tanto por CEM como por la “Alianza internacional para la cooperación en eficiencia energética”.

Fue reconocida por el Índice Anual de Equileap como una de las 15 compañías líderes en equidad de género

Schneider cumplió sus objetivos globales en diversidad

El ejecutivo indicó que actualmente Schneider Electric busca llegar a un 40% de participación femenina en Latinoamérica y aumentar la participación de las mujeres en cargos directivos.

Francisco de Regil, Vicepresidente de RRHH para Sudamérica de Schneider Electric, líder en la transformación digital de la gestión de la energía y la automatización, en su visita a Argentina compartió los objetivos y resultados de la empresa y relató el trabajo continuo de la empresa para atraer a más mujeres a puestos directivos en una industria tradicionalmente ocupada por hombres.

Francisco de Regil, quien trabaja desde hace más de 12 años en la compañía y conoce bien la operación en Argentina, durante su estadía afirmó: “La Argentina tiene un enorme potencial y estamos preparados para enfrentar los desa-

fíos en este ambicioso proceso global de transformación. En esa línea, Schneider Electric se encuentra trabajando continuamente para integrar mejores políticas y entendimiento de los desafíos locales para así ir cumpliendo con las necesidades de sus empleados”, concluyó.

Recientemente la empresa fue reconocida por el Índice Anual de Equileap como una de las 15 compañías líderes en equidad de género a nivel global y primer lugar en el sector industrial.

La metodología, inspirada en los Principios de Empoderamiento de las Mujeres de las Naciones Unidas, analiza 19 criterios no financieros que impactan en la equidad de género, como la paridad salarial, las oportunidades para el avance profesional, la equidad de género en los subcontratistas, las políticas de licencia familiar y los programas contra

el acoso sexual y la discriminación en el trabajo. Hace solo unos días, Schneider Electric organizó junto a ONU Mujeres y el Centro Argentino de Ingenieros, el encuentro “Mujeres en la Industria: Misión Posible” con el objetivo de inspirar a las empresas en su camino hacia la igualdad promoviendo la implementación de políticas corporativas que contribuyan a la equidad de género.

Con la participación como disertante de José Luis Valde-llora, Presidente de Schneider Electric Argentina, se celebró la adhesión de 14 empresas a los Principios de Empoderamiento de las Mujeres (WEPs), dentro del “Ganar-Ganar La igualdad de Género es un buen negocio”, Programa conjunto de ONU Mujeres y la Organización Internacional del Trabajo (OIT), financiado por la Asociación de la Unión Europea.

Mujeres en cargos directivos

Uno de los principales desafíos de la empresa en Latinoamérica es aumentar a un 40% su participación femenina, y que cada vez más profesionales se sientan atraídas a ocupar cargos gerenciales.

“No solo buscamos mujeres trabajando acá, sino que tomen decisiones en la empresa, que tengan cargos directivos, que logren su mayor potencial. A nivel mundial queremos que un 30% de mujeres estén en puestos gerenciales, en Sudamérica esto ya está avanzado, tenemos un 28% de participación en estos cargos”, reveló de Regil.

El desafío viene acompañado de un proceso específico con el objetivo específico de identificar, analizar y solucionar las brechas de inequidad salarial. “Buscamos pagar por resultados, para que no exista

ninguna clase de discriminación. La realidad dice que las mujeres siempre han sido peor pagadas y nosotros estamos continuamente aplicando estrategias para evitarlo o solucionarlo. Hoy, en Sudamérica, hemos logrado que hombres y mujeres en cargos similares tenga el mismo sueldo, reduciendo al máximo la brecha salarial”, comentó. La equidad salarial de género se encuentra entre los indicadores incluidos en el “Schneider Sustainability Impact”, plan de transformación de la organización y la herramienta de dirección para la sostenibilidad. En los últimos cinco años, Schneider Electric ha continuado su asociación con el movimiento HeforShe como “Campeón de IMPACT 10X10X10”, siendo uno de las 10 empresas, 10 universidades y 10 gobiernos que encabezan la iniciativa de hacer de la equidad de género una prioridad institucional.

Chevron inaugura comedor en Neuquen

Gracias al aporte de la compañía, la escuela recupera la cocina y el comedor para los alumnos que se vieron afectados por la pérdida de las instalaciones tras el incendio ocurrido en junio de 2018.

Sobre fines de mayo, en el contexto de una acción conjunta entre Chevron y el Consejo Provincial de Educación, se inauguró formalmente el nuevo comedor y cocina de la Escuela N° 173 ubicado en la localidad de Huantraico, Neuquén.

A mediados de 2018, un incendio destruyó las instalaciones de la escuela afectando a los 16 alumnos y al personal de la institución. Chevron, que desde el inicio de su actividad en el yacimiento El Trapial hace unos 20 años, brinda su apoyo a la escuela, financió el 100% de la reconstrucción del comedor y la cocina. La obra demandó una inversión de AR\$ 5.040.000 y permitió que los niños, en su mayoría hijos de crianceros cuya actividad principal es el pastoreo transhumante para la crianza de ganado caprino, puedan comenzar las clases a tiempo.

En el acto de inauguración que se llevó a cabo hoy estuvieron presentes la Ministra de Educación Provincial, Cristina Storioni y autoridades de Chevron Argentina como Juan Pablo Romanato, Gerente de Proyecto de No Convencionales para El Trapial; Olle Lorehn, Superintendente de yacimiento El Trapial; Emilio Cafoncelli, Supervisor de Asuntos Públicos de la compañía y Candela Bensimon, Coordinadora de Asuntos Corporativos.

“Mi reconocimiento a los docentes por este trabajo con tanta pasión que realizan en este lugar, a Chevron por acompañar durante tanto tiempo y darnos la posibilidad de que hoy puedan disfrutar este nuevo espacio que sufrió el accidente el año pasado”- dijo Cristina Storioni, Ministra de Educación de Neuquén.

“Estamos orgullosos de poder contribuir para que los chicos recuperen una parte vital de la escuela a la que asisten todos los días. En 2017 ya habíamos colaborado con la construcción de una biblioteca ya que consideramos fundamental seguir aportando a la educación de la comunidad de Buta Ranquil” expresó Juan Pablo Romanato, Gerente de Proyecto No Convencionales para El Trapial de Chevron Argentina.

Chevron Argentina participa activamente en el desarrollo socio-económico de las comunidades donde opera; y para ello, articula con autoridades y organizaciones locales en la identificación de necesidades, el diseño de propuestas y coordinación de esfuerzos para la implementación de sus acciones de responsabilidad social empresaria.

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

www.aogexpo.com.ar

Organiza: **iapg** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO 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

El evento estará organizado junto con la Facultad de Ingeniería y Ciencias Agrarias de la UCA el 12 de Junio

Convención de CEMA: futuro ambiental de la Argentina, una mirada hacia el 2030

Sergio Bergman abrirá la Convención de CEMA en donde se debatirá el futuro ambiental de la Argentina

Además, entre los disertantes estarán Maximiliano Morrone (Director Nacional en Energías Renovables), el diputado Juan Carlos Villalonga y Carolina Sánchez, Secretaria de Política Minera de Nación. En el 2019, año en el que Argentina elegirá las nuevas autoridades nacionales

(incluyendo el cargo presidencial) por los próximos cuatro años; y, coincidiendo con la celebración del décimo Aniversario de los tradicionales Encuentros sobre Estrategias Ambientales, la Cámara Empresaria de Medio Ambiente llevará a cabo Convención Ambiental CEMA "El futuro ambiental de la Argentina, una mirada hacia el 2030. El evento estará coorganizado con la Facultad de Ingeniería

y Ciencias Agrarias de la Universidad Católica Argentina y se realizará el 12 de junio de 8.30 a 18hs en las instalaciones de la UCA (Alicia Moreau de Justo 1680). La convención tendrá como objetivo principal posicionar en la agenda política las problemáticas ambientales nacionales y lograr mayor compromiso gubernamental.

La CEMA decide en este 2019 realizar la Convención

Ambiental para nutrir el proceso de reflexión y estimular el debate entre los actores de mayor gravitación de la economía para que ayude a delinear una gestión ambiental y social sustentable para la Argentina del 2030. Asimismo, renueva el aporte realizado en el 2015 mediante el documento "Propuestas de Políticas Ambientales para la Argentina que viene", ampliando la convocatoria a los diver-

sos actores públicos y privados para reflexionar acerca del futuro posible en torno a los ejes de las energías renovables, la eficiencia energética y la economía circular. La perspectiva de los escenarios 2030 a considerar tendrán en cuenta lo deseable, lo posible y lo probable a fin de proponer políticas de estado y el marco regulatorio pertinente, aprovechando las oportunidades en materia de tecnologías ambientales.

Actividades simultáneas:

-Presentación conjunta Facultad de Derecho y Carrera de Ingeniería Ambiental

-Tetra Pak presentación en conjunto con Cempre: Economía Circular en Argentina, Casos, tendencias y desafíos

-Luis Lehmann presentación de su libro "Economía Circular, el cambio cultural"

Un libro que intenta crear conciencia, principalmente entre los decisores de políticas públicas, de las nuevas líneas de pensamiento en la gestión de los recursos, con una fuerte orientación práctica. Impulsando la economía circular, promovemos el cambio cultural que permita comenzar a modificar conductas en la forma de producción y consumo, pasando de una economía lineal hacia una circular, en la que pueda entenderse a los residuos como recursos.

-Taller Agenda 2030 PNUD

-Taller Cascos Verdes

El objetivo de la capacitación es brindar consejos prácticos sobre cómo cuidar el ambiente, a partir de la consideración de las 3Rs (reducir, reutilizar y reciclar). La capacitación busca promover hábitos ambientales responsables en el público.

La Convención Ambiental CEMA se desarrollará en dos salas, una plenaria y otra con modalidad taller, en simultáneo. Por lo que contaremos con capacidad para 520 asistentes, que podrán realizar su inscripción de forma gratuita a través de la web de CEMA: <http://www.camarambiental.org.ar/portfolio/agenda-10o-convencion-anual-cema-2019/>

La Cámara Empresaria de Medio Ambiente (CEMA) es una organización integrada por compañías que proveen bienes y servicios para la prestación del ambiente y la mejora de la calidad de vida. Las empresas asociadas a CEMA constituyen la suma de la oferta calificada y representativa en servicios ambientales del país. Se destacan por brindar productos y servicios con tecnologías modernas y eficientes acordes a las necesidades de las industrias y los organismos públicos.



**CONTRIBUIMOS
AL DESARROLLO
ENERGÉTICO**

Fortín de Piedra, Neuquén.

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

**EL FUTURO
SE HACE**

TECHINT
Ingeniería y Construcción