Jorge Sapag
ex gobernador de Neuquén

Alberto González Santos
Naturgy

CERA**WEEK**

TRAMA EN HOUSTON

Daniel González
YPF

Gustavo Lopetegui
secretario de Energía

76. ***El desafío de recontractualizar el mercado del gas***

88. ***El proyecto de hidrógeno argentino que hace escuela en el mundo***

94. ***Represas de Santa Cruz, la avanzada china en infraestructura***

UNA PRODUCCIÓN DE ECONO**JOURNAL** / **Nº 6** / AÑO 3 / **ABR. 2019**

6

>

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

ESPECIAL ***FORTÍN DE PIEDRA***

MÁS ALLÁ DE LA 46

Pese a la polémica por los subsidios, Fortín de Piedra emerge como imponente enclave industrial que, con más de 111.500 boe/d, convirtió a Tecpetrol en el mayor productor de hidrocarburos de Vaca Muerta.

Uno de los equipos *skidding* de Tecpetrol en Vaca Muerta

DiN S.A.

Infraestructura en acero para Oil & Gas

Acompañamos a nuestros clientes en sus proyectos,
asumiendo los desafíos más exigentes

ENAP - TECHINT
Proyecto PIAM off-shore
Extensión del deck

ENAP - TECHINT
Proyecto PIAM on-shore

CIRSOC · ASCE · AWS · AISC · INTI Instituto Nacional de Tecnología Industrial · ASTM · SSPC · NACE

DiN S.A.
www.dinsa.com

Administración y Ventas:
Av. Alicia Moreau de Justo 1750, 2° piso, dpto. F - C1107AFJ - Bs.As. Arg.
Tel./Fax: 54-11 - 4314-2266 mail@dinsa.com www.dinsa.com

48 años

Campamentos y Construcciones para Emprendimientos Mineros, Petroleros o de Infraestructura

Ejecución del Proyecto, Ingeniería y Realización.

Construcciones Modulares de Carácter Definitivo o Temporario.

Campamento en Cabo Vírgenes, ENAP-Si Petrol-YPF.

Sala de Control, Planta de Tratamiento de Crudo, Vaca Muerta, YPF.

Campamento Tecpetrol en Fortín de Piedra.

Planta de Tratamiento de Crudo, Vaca Muerta, YPF.

Base Añelo, Vaca Muerta, Schlumberger Argentina.

modularhomes

Obras en Ejecución:

- Campamento de Contratistas, Ampliación Campamento Permanente, Salar del Hombre Muerto. Livent-Minera del Altiplano S.A.
- Campamento de Construcción y Permanente, Centenario Lithium Project. Eramine Sudamericana S.A.
- Edificio General Planta de Acondicionamiento Vaca Muerta. A.Evangelista-TGS S.A.

Soluciones Integrales

Modular Homes ofrece soluciones integrales, ya que puede incluir en sus ofertas el proyecto, provisión y montaje de los edificios modulares, la ejecución de las redes y la provisión de todo el equipamiento.

Descubra más en **modularhomes.com.ar**
Tel: **(5411) 4260-2117**

EXTERRAN

A Systems and
Process Company

Exterran.com

NATURAL GAS PROCESSING AND TREATING

Commercialized assets. Custom solutions.

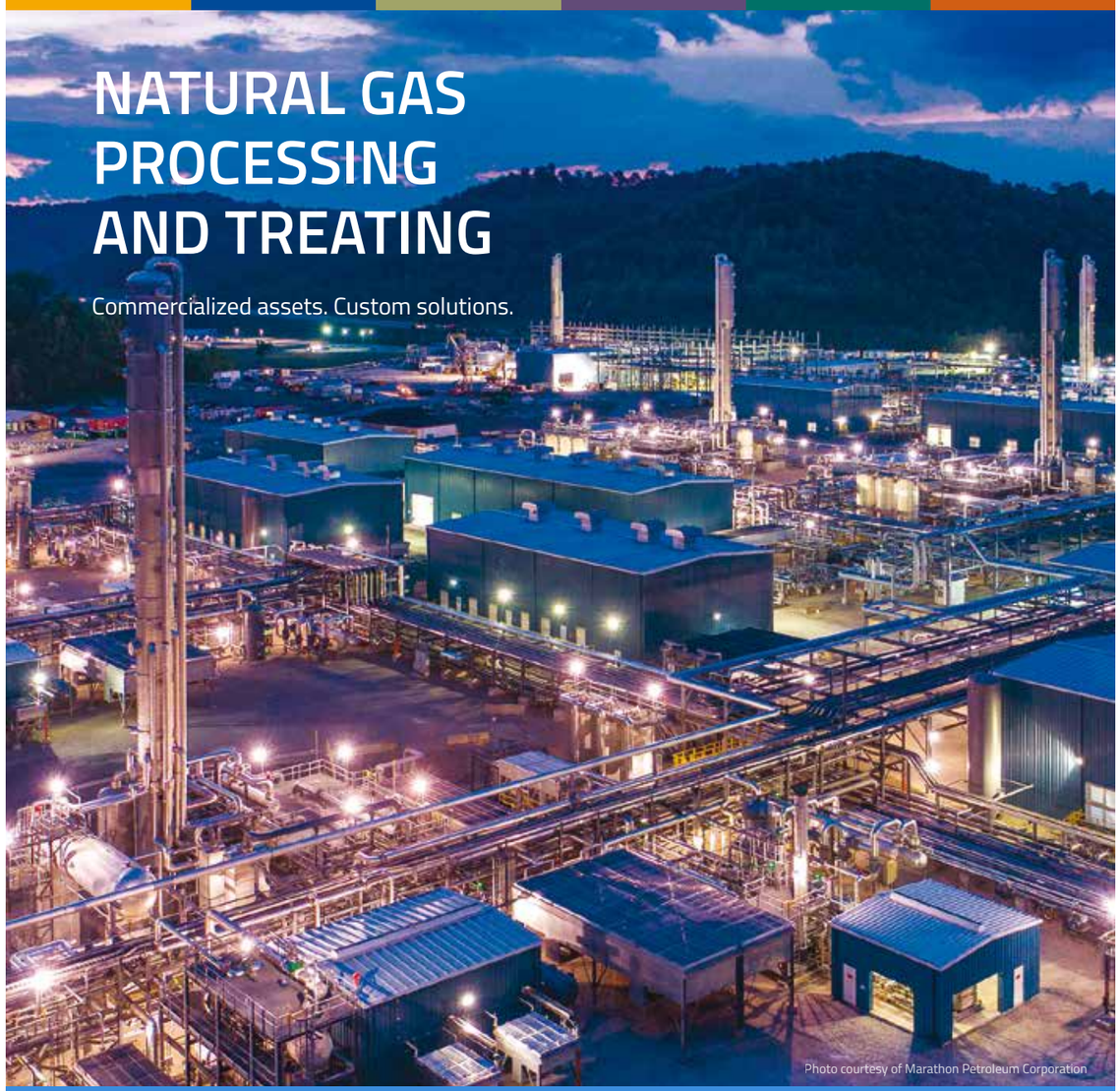


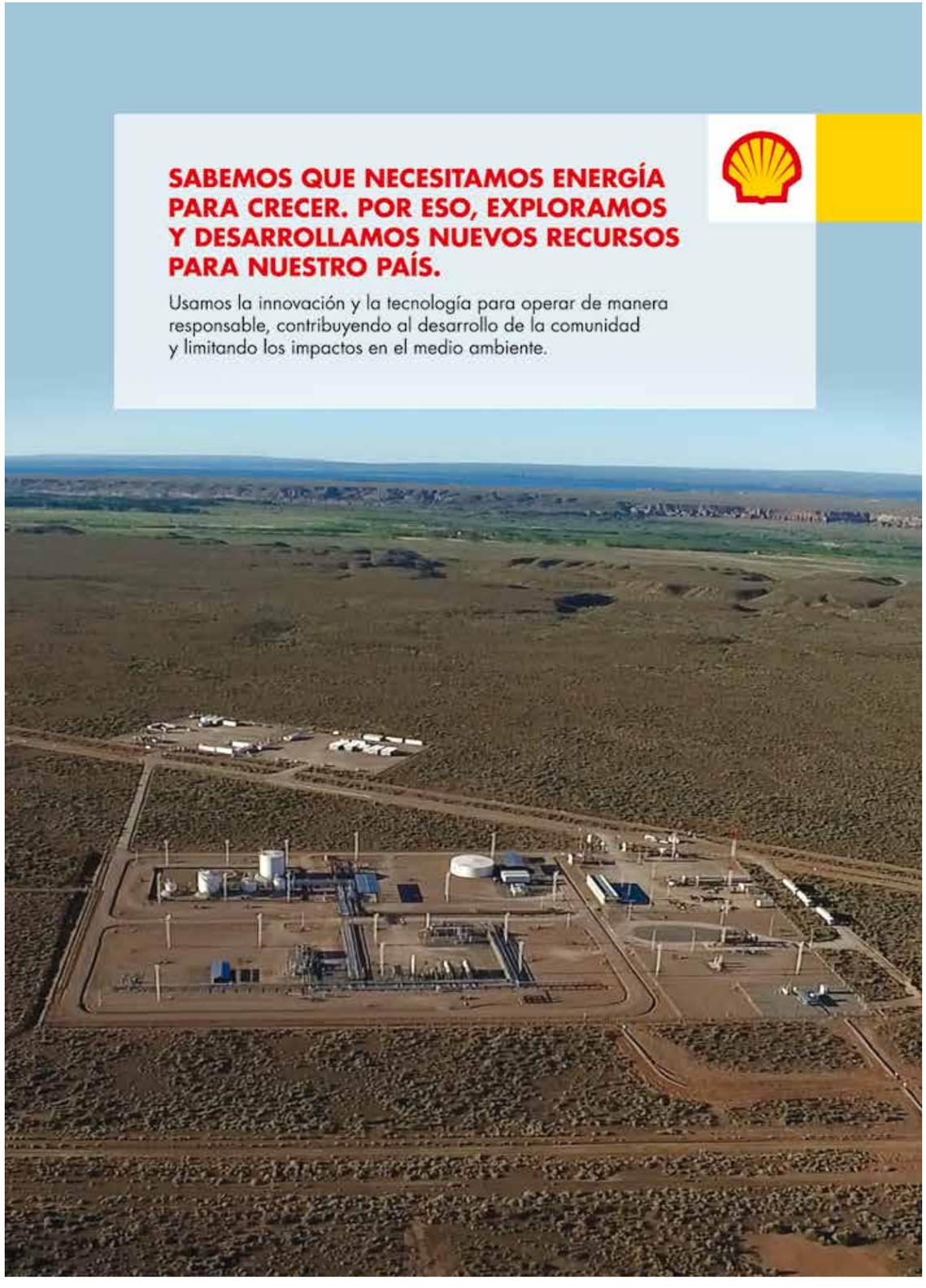
Photo courtesy of Marathon Petroleum Corporation

CREATING VALUE FROM CONCEPT TO COMPLETION.

Learn more at Exterran.com

Av. Alicia Moreau de Justo 170 – Piso 1 "Sur" – C1107AAD – Buenos Aires – Argentina

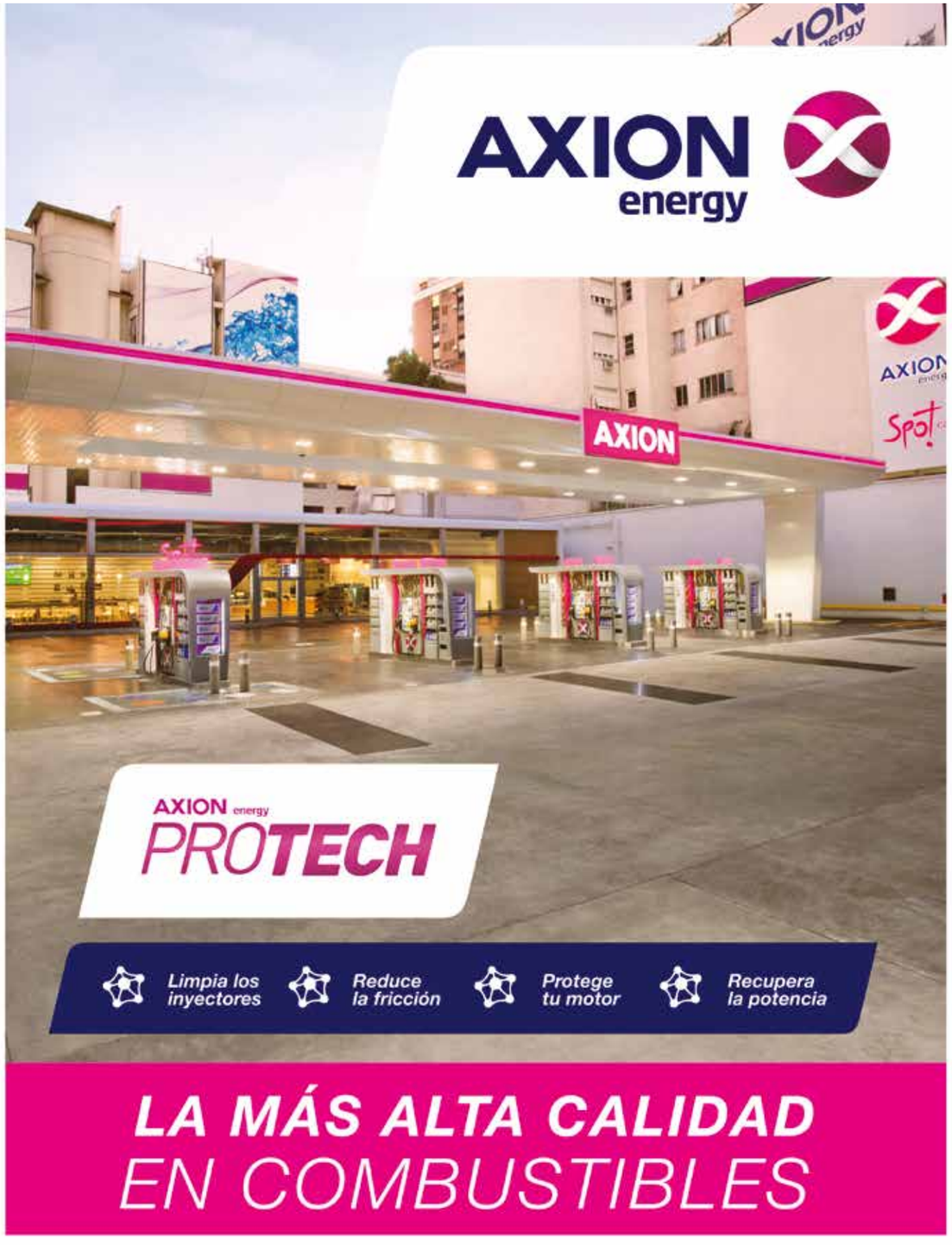
VISTA
OIL & GAS



wintershall

A subsidiary of
BASF – We create chemistry

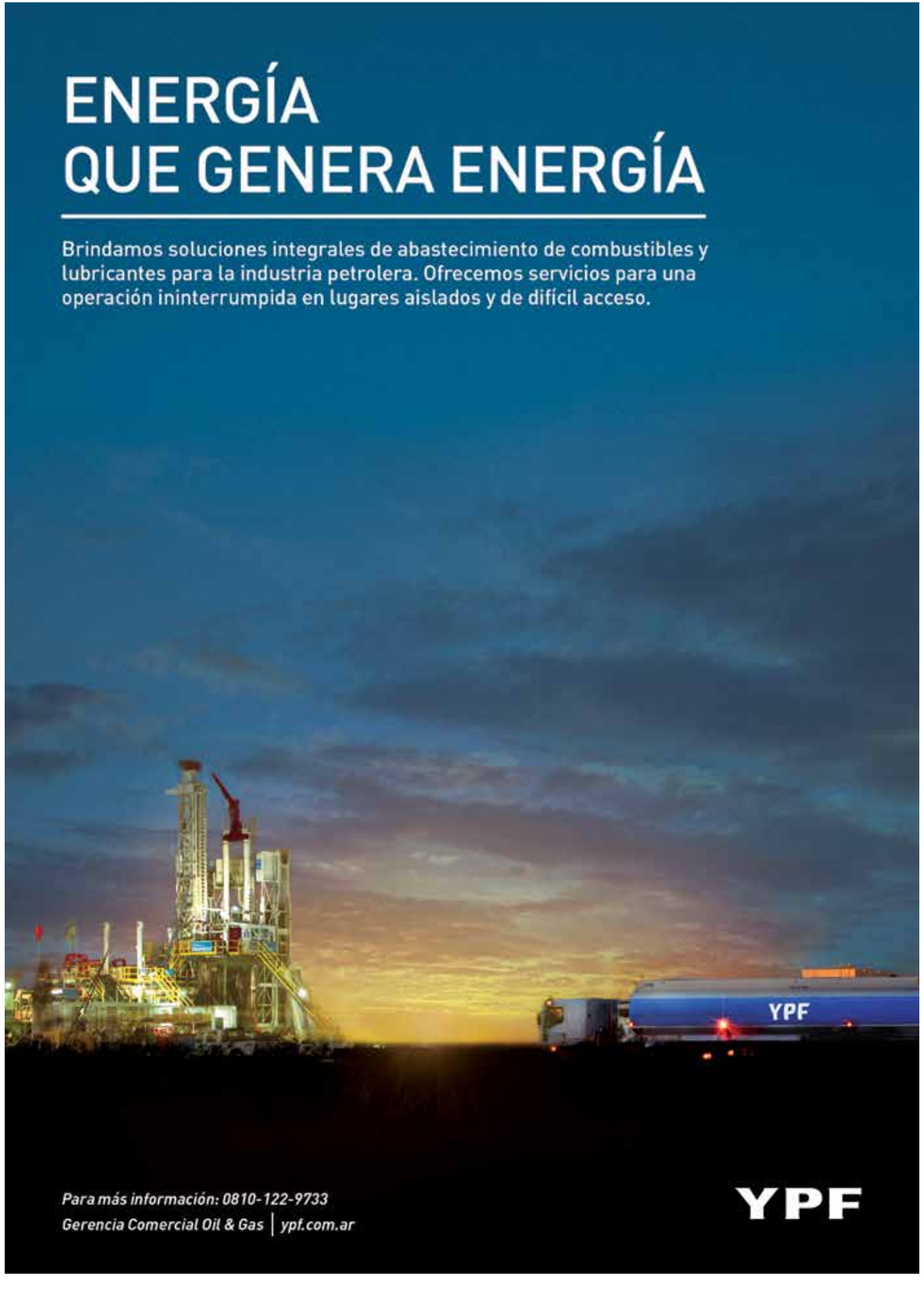
CONTRIBUIMOS
AL DESARROLLO ENERGÉTICO
DE LA ARGENTINA



Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com

ENERGÍA QUE GENERA ENERGÍA

Brindamos soluciones integrales de abastecimiento de combustibles y lubricantes para la industria petrolera. Ofrecemos servicios para una operación ininterrumpida en lugares aislados y de difícil acceso.



Para más información: 0810-122-9733
Gerencia Comercial Oil & Gas | ypf.com.ar

YPF

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 m^3 diarios de gas, que representan el 12% del consumo de Argentina.

EL FUTURO SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción

> TRAMA

Nº 6 ABRIL 2019

Nicolás Gandini
Director Editorial

Marcela Gonzalez
Directora

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Sabrina Pont
Lucas Lufrano
Juliana Monferrán
Cecilia Martínez Sánchez
Pablo Galand
Antonella Liborio

Fotografía en Buenos Aires
Daniela Demelio
daniela.damelio.fotografia@gmail.com
en Neuquén
Fabián Ceballos
Fotosnqn@gmail.com

Corrección
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

Impresión
New Press Grupo Impresor S.A.
Paraguay 264 (1870)
Avellaneda, Bs.As.
+54 11 42089767

REVISTA TRAMA
es una producción de
Econo Journal SRL
Viamonte 825 PB "A"
+5411 4764 5313

ESPECIAL
FORTÍN DE PIEDRA

14 FORTÍN DE PIEDRA, MÁS ALLÁ DE LA 46

24 PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN INDUSTRIAL EN VACA MUERTA

34 FORTÍN DE PIEDRA PUEDE SER UN PROYECTO MÁS GRANDE AL QUE IMAGINAMOS

La CPF de Fortín es la planta de tratamiento de gas más imponente de la Argentina.

RADIOGRAFÍA DEL PROYECTO EMBLEMA DE TECHINT

FORTÍN DE PIEDRA, MÁS ALLÁ DE LA 46

TRAMA RECORRIÓ LAS INSTALACIONES DEL CAMPO ESTRELLA DE TECPETROL EN VACA MUERTA, HOY EL MAYOR YACIMIENTO DE GAS DEL PAÍS. RASGOS DIFERENCIALES DE UN PROYECTO ÚNICO QUE DESAFÍA PARADIGMAS PETROLEROS. MODELO DE GESTIÓN INDUSTRIAL CON IMPRONTA SIDERÚRGICA. LOS LÍDERES DEL FUTURO. POR QUE ES UNA REALIDAD QUE TRASCIENDE LARGAMENTE LA DISCUSIÓN CON EL GOBIERNO POR LOS SUBSIDIOS AL GAS NO CONVENCIONAL.

Por Nicolás Gandini

EL SOL BRILLA A PLENO sobre esa tosca rugosa que compone la meseta neuquina y extiende los límites del paisaje desértico sobre la formación Vaca Muerta, son las 10.40 am. El viaje en una de las camionetas 4x4 de Tecpetrol, que comenzó dos horas y media antes en el aeropuerto provincial, llega a su fin. Del otro lado del puesto de control se encuentra Fortín de Piedra, ese enclave hidrocarburífero que en menos de dos años cambió las expectativas energéticas de la mano de un enorme desarrollo de *shale gas*.

La historia del yacimiento que explota la petrolera del Grupo Techint puede ser contada a través de distintos lenguajes. El modo cuantitativo da cuenta de la imponencia del proyecto: inversiones por más de u$s 1.800 millones en apenas 18 meses; 17,5 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) de gas, que representan un 12% de la oferta nacional y equivalen a 111.500 boe/d, al tope del ranking de productores de Vaca Muerta; siete equipos de perforación y dos sets de fractura operando en simultáneo durante más de 12 meses; y un campamento con cerca de 5.000 operarios que construyeron las *facilities* de superficie, que aún están en fase de terminación. Sencillamente, no hay antecedentes de un desarrollo de tal magnitud en la historia petrolera argentina. Hoy es el mayor yacimiento *onshore* de gas de la Argentina.

Sin embargo, la recorrida por el campo y la interacción con los profesionales que participan del proyecto transmiten una faceta diferente, relacional, más humana y constructivista. Fortín es mucho más que un conjunto de pozos de gas con excelentes resultados de producccción. Que lo es, claro está. Pero ante todo es el resultado del trabajo de cientos de personas con distinas edades, formaciones y responsabilidades coordinadas por una organización potente como el Grupo Techint. Cuesta visualizar esa dimensión desde una óptica urbana, consumidora. Fortín de Piedra deja traslucir las habilidades de Tecpetrol, pero también el *know-how* de Tenaris y Techint Ingeniería y Construcción, otras unidades del *holding* que preside Paolo Rocca. Es un proyecto apuntalado por tecnologías del *upstream* petrolero –equipos *skidding rigs*, que se pueden desplazar sin la necesidad de desmontaje, y bombas superpotentes para fracturar hidráulicamente la roca generadora de Vaca Muerta–, pero también es la consecuencia de la incorporación al yacimiento de procesos siderúrgicos. El sesgo industrialista de Techint aparece como una marca indeleble cuando se recorre la planta central de procesamiento de gas (CPF, por sus siglas en inglés), integrada por tres unidades Dupont que permiten tratar y separar los hidrocarburos en su punto de rocío.

La cantidad de tuberías de colores varios que recorren la planta remite a la arquitectura de una refinería. Son fierros, toneladas de acero, montados –probablemente para siempre– en el medio de la nada. Constituyen, incluso, una realidad ostensible que excede largamente la discusión de Techint con el gobierno por la readecuación de la Resolución 46 del Ministerio de Energía, que al modificar el esquema de subsidios al gas no convencional afectó las finanzas de Tecpetrol.

MUJERES PETROLERAS

Sobre una de las escalinatas que cruza de un lado a otro por la CPF, Raisha Zurakoski, una joven profesional que integra el equipo de Pad de Tecpetrol, explica los lineamientos generales del *Systematic Efficiency Method* (SEM), el método de mejora de procesos industriales que Techint adaptó a Fortín de Piedra para elevar la eficiencia. «Lo que hacemos es mapear toda la estructura del campo, recabamos la información de cientos de puntos, equipos, baterías, infraestructura, en distintos momentos. Medimos todos los tiempos y los contrastamos con un

Ximena Díaz, ingeniera en petróleo, integra el equipo de *pad*.

38%
DE LOS JP Y ANALISTAS JUNIORS DE TECPETROL SON MUJERES

+

Presencia territorial

Tecpetrol lleva invertidos en Fortín de Piedra más de u$s 1.800 millones. La mayoría fue destinado a contratistas y proveedores locales de insumos. Muchas son Pymes. WPS, una compañía de servicios de pozo creada en Neuquén, integra esa lista. Mauro Marín, su gerente general, lo explica en estos términos: «El desarrollo no convencional abrió una agenda nueva. Lo principal fue el desafío de adaptarse a un volumen de trabajo tan grande en el corto plazo», señala. «Teníamos cinco operaciones. Ahora incrementamos la actividad hasta unas 15 o 20 en total», añade.

El titular de WPS define su plan de ruta. «Lo que estamos haciendo es tratar de optimizar más los procesos integrando mejor los servicios. Por ejemplo, ahora, además de hacer recambio de válvulas de mantenimiento, incorporamos una unidad de técnicos que se dedican a calibrar instrumentos de la planta o de algún pozo. La intención es que la compañía operadora pueda llamar a un solo contratista», resume el directivo, que contó con el soporte del programa de Propymes que ofrece Techint.

+

Principales productores de hidrocarburos en Vaca Muerta

En barriles equivalentes de petróleo por día, febrero 2019

Operador	OIL (bbl/d)	GAS (boe/d)	TOTAL (boe/d)
Tecpetrol	4.424	107.141	111.565
YPF	58.641	50.664	109.305
Total Austral	2.662	31.444	34.107
PAE	5.105	12.688	17.793
Exxon	1.291	4.290	5.581
Shell	4.066	701	4.767
Wintershall	539	0	539
Pluspetrol	436	0	436
Pampa	0	299	299
PETSA	187	37	223
Otros	167	88	255
TOTAL	**77.519**	**207.352**	**284.871**

Fuente: Secretaría de Energía

estándar establecido para cada maniobra particular», explica en diálogo con *TRAMA*.

Formada como geóloga en la Universidad del Comahue, Zurakoski tiene 27 años y se incorporó hace dos años a la planta permanente de Tecpetrol. La charla continúa en una de las salas de la base de operaciones de Fortín de Piedra. El suyo no es el único caso de una mujer con responsabilidades en tareas de campo; un segmento históricamente cubierto por varones. Ximena Díaz (27), ingeniera en Petróleo, y Agustina Martin (26), ingeniera química, también forman parte del equipo de Pad.

Las tres son neuquinas egresadas de carreras duras que en el pasado eran elegidas mayoritariamente por hombres. Un signo de época que demuestra que algo está cambiando, incluso en la industria petrolera. Son atisbos que están lejos de prometer una transformación radical, pero al menos dan cuenta de ciertos matices en el paradigma. «En mi curso en el ITBA éramos siete mujeres y ocho varones, muy balanceado», refuerza Díaz, que nació en Zapala y se fue a Buenos Aires para estudiar Ingeniería industrial con la intención de no recalar en el sector de petróleo y gas, algo que finalmente terminó ocurriendo, tal vez, por la oportunidad que significa Vaca Muerta para el desarrollo de la Argentina.

Las tres profesionales interactúan con la gerencia de Gestión Industrial, que fija los estándares de mejora en las operaciones de perforación y completación de pozos. Tecpetrol es la única petrolera con un equipo que barre de forma transversal los procesos petroleros.

«Aparecemos como una gerencia transversal. La idea, que viene de Tenaris, es que la locación nunca deja de pertenecer a la gerencia del Pad. El resto (empresas de servicios) son actores que van entrando y saliendo a medida que realizan sus propias tareas. Pero nosotros

+
Cónclave petrolero

Lanzar un desarrollo hidrocarburífero en modo disruptivo –por escala, velocidad y desafíos geológico-técnicos– como el de Fortín de Piedra implica lidiar con varios procesos críticos. Conseguir los recursos humanos para liderar el proyecto fue uno de ellos. Tecpetrol contaba en Neuquén con una nómina propia de 50 personas. Hoy son más de 300, es decir, el personal se multiplicó por seis en menos de dos años. Como explica Juan Thurbun, gerente de RRHH de Tecpetrol, la apuesta por Vaca Muerta llevó a la petrolera a trasladar a Neuquén a su mejor *seniority*.
«Rastreamos a unos 40 gerentes que estaban en México, Ecuador y Salta, entre otras locaciones», comenta Thurbun.
Para el directivo, «ya pasó el punto crítico del *staffing* (contratación), que era el primer cuello de botella». «Llegamos a un *plateau* de producción y ahora el foco está más que nada en la capacitación y el desarrollo, porque tuvimos que armar muy rápido un equipo».
Una de las apuestas de Tecpetrol fue la incorporación de profesionales mujeres a los equipos de trabajo. «En los primeros niveles de jóvenes profesionales y analistas *junior* ya alcanzamos un porcentaje del 38% de personal de sexo femenino. Queremos acentuar esa tendencia», pondera.

“

ZURAKOSKI: NOSOTROS APARECEMOS COMO UNA GERENCIA TRANSVERSAL. LA IDEA, QUE VIENE DE TENARIS, ES QUE LA LOCACIÓN NUNCA DEJA DE PERTENECER A LA GERENCIA DEL PAD.

“

MARTIN: CREO QUE LOS PROBLEMAS QUE TUVIMOS FUERON MÁS POR EL ROL QUE CUMPLE NUESTRO SECTOR QUE POR EL HECHO DE SER MUJERES. DE A POCO SE FUE ENTENDIENDO QUE VENÍAMOS EN PLAN COLABORATIVO.

seguimos todo el ciclo de operación en el Pad y analizamos toda la utilización de los recursos durante la ejecución», explica Zurakoski.

PARÁMETROS INDUSTRIALES

«Lo que ocurría antes, en la estructura normal de una empresa –incluso Tecpetrol–, era que si había una demora temporal o si, al contrario, ganabas 10 o 20 días en el *pad*, de todos modos terminabas en el plazo que se había definido. Siguiendo con ese ejemplo, nosotras trabajamos para que, en el caso de ganar 20 días en perforación, el *pad* comience a producir antes», complementa Díaz.
Sin ir más lejos, la obsesión de Rocca es que Tecpetrol opere Fortín de Piedra con los parámetros industriales de Tenaris en Siderca. Esa estrategia de homomolgar los procesos petroleros a los de la siderugia o la metalmecánica dio sus frutos. La compañía redujo los tiempos de perforación de cada *pad* completo de cuatro pozos horizontales de 280 días en junio de 2017 a 170 en febrero de 2019. La meta es llegar a los 150 días. En la instancia de completación, la optimización de los procesos en los que se trabajó con proveedores de la talla de Schlumberger y Halliburton permitió elevar la cantidad de etapas de fractura realizadas por día. Si en 2017 era impensable concretar más de tres fracuras por día, hoy se concretan hasta ocho etapas por jornada. De los 55 días que demoraba la terminación de los pozos, hoy se bajó a una media de 35.
Aun así, la incorporación de un abordaje diferencial desde la gerencia de Pad no fue fácil. «Creo que los inconvenientes que tuvimos, que no fueron tantos, estuvieron más vinculados al rol que cumple nuestro sector que al hecho de ser mujeres. Era una gerencia nueva que nadie conocía. No sabían si veníamos a evaluar. De a poco se fue entendiendo que trabajábamos en plan colaborativo para analizar tiempos y procesos», destaca Martin, ingeniera química egresada de la Universidad del Comahue.

GENERACIONES FUTURAS

Existe una variable en los proyectos paradigmáticos como Fortín de Piedra que es difícil de cuantificar en un Excel: es la que mide el valor de formar recursos humanos en especialidades hasta el momento desconocidas en el país. Así como Loma Campana, el área de *shale oil* de YPF, preparó a jóvenes profesionales en la explotación de petróleo no convencional, el campo estrella de Tecpetrol permitió acelerar la curva de aprendizaje en la producción de *shale gas*. Es muy probable que muchos de esos nóveles profesionales terminen siendo, en el futuro, los líderes que promuevan el desarrollo a otra escala de Vaca Muerta. Es difícil ponderar su valor, pero la generación de ese conocimiento en cuadros locales es sin duda estratégica para el desarrollo energético de un país.
La dedicación en Fortín de Piedra es *full time*. Díaz, Martin y Zurakoski tienen un régimen de 14 días de trabajo en continuado por otros 14 de descanso. O lo tenían hasta fines de marzo, cuando Tecpetrol modificó el organigrama del personal porque el campo alcanzó un *plateau* de producción de gas, y también en el marco de la discusión con el gobierno por la Resolución 46.
«Estamos disponibles para el trabajo las 24 horas del día. No es que te vas a tu casa a las 5 de la tarde y listo», comenta Díaz. Cada una posee un trailer individual en el *pad* de perforación, una especie de mini departamento con oficina, cocina con comedor, baño y habitación. Sólo vuelven a la base central de Fortín para participar de reuniones de planificación o seguimiento, o cuando concurren a la sala de recreación, equipada con pool,

> “
>
> HERRERA: TUVIMOS UN AÑO MUY EXIGENTE. PERO UNO VEÍA LO QUE SE ESTABA CONSTRUYENDO Y CÓMO LA GENTE SE ESFORZABA. ESTABAN FUNDIDOS, NO DABAN MÁS, PERO SIEMPRE SALÍA UN EXTRA.

metegol, gimnasio y cine. «Estando acá podés seguir alguna maniobra especial para aprender, mirar todo con atención», completa Díaz.

YACIMIENTO DIGITAL

La sala de telemetría de Fortín de Piedra está repleta de monitores con graficos y tablas que siguen el comportamiento en tiempo real de los 45 pozos de *shale gas* en producción. Otros 17 pozos ya perforados esperan por ser conectados. Cada perforación cuenta con wi-fi para enviar datos de presión, temperatura y otros indicadores a la sala de comando. Cada cinco segundos se actualizan las cifras. Dos operadores siguen el comportamiento virtual de los pozos y toman decisiones en la medida en que alguna de las estadísticas se corre de los parámetros establecidos. La innovación de los sistemas informáticos introdujo hace algunos años el concepto de yacimiento digital para avanzar en la operación de los campos hidrocarburíferos de forma remota desde una computadora.
«La configuración de Fortín de Piedra es casi un modelo industrial. En todos los *pads* hay cámaras y todos los pozos están mandando señales permanentemente», explica Jorge Herrera, gerente *senior* de Planeamiento para la Cuenca Neuquina y Vaca Muerta. En promedio, un supervisor de sala envía entre 50 y 200 indicaciones por turno (de 12 horas de duración) a los *recorredores* de pozos para chequear algún dato.
Ingeniero de profesión y con más de 25 años en la compañía, Herrera se disputa un curioso récord con Horacio Marín, director de E&P de Tecpetrol: el de ser el ejecutivo con más antigüedad en la petrolera del Grupo Techint.

INFRAESTRUCTURA DE PUNTA

Otra plataforma digital –casi idéntica a la anterior– hace lo propio con la performance de la planta central de procesamiento de gas (CPF), esa pequeña refinería que se encarga de tratar los hidrocarburos de Fortín de Piedra. Es que el gas que produce el campo es rico y cuenta con una buena cantidad de líquidos que se separan y se comercializan como gasolinas y condensados. En total, Fortín produce unos 700 metros cúbicos diarios (m^3/d) de líquidos. De un color amarillento y prácticamente transparente, el petróleo de Fortín de Piedra tiene más de 50 grados API. «No es crudo. Es transparente porque es condensado. Lo tenemos que acondicionar con vapor para que se pueda bombear y sea estable y no tenga pérdidas cuando lo reciben en el sistema», detalla Herrera.
La CPF cuenta con tres trenes de tratamiento de hidrocarburos. El tercero está en etapa de montaje (sólo puede separar condensados). Se espera que ingrese completamente en operaciones en septiembre próximo. No existe en el país una planta de tratamiento de gas con trenes tan robustos. Los compresores instalados en la base aportan, en total, una potencia de 100.000 HP.
«Montar una planta así en el lapso de un año y medio fue un desafío enorme. Cualquiera hubiese tardado dos años como mínimo», grafica Herrera. La necesidad de colocar rápidamente el gas de Vaca Muerta en el mercado –un agresivo *time to market*, como definen en Tecpetrol– obligó a acelerar los plazos.
«Pensá que cuando empezamos a operar teníamos 1.000 personas trabajando dentro de la planta.
Tuvimos un año muy exigente. Era dormir con alertas las 24 horas, pero uno veía lo que se estaba construyendo y cómo la gente se esforzaba. Estaban fundidos, no daban más, pero siempre salía un extra. Cuesta encontrar a nivel mundial un proyecto que haya tenido la velocidad que tuvo éste», concluye el directivo de Tecpetrol. ×

PRODUCTOS DESARROLLADOS

- SEPARADORES
- CALENTADORES
- FILTROS
- RECIPIENTES A PRESIÓN
- TRAMPAS DE SCRAPERS
- MONTAJES INDUSTRIALES
- OBRAS
- AEROENFRIADORES
- ESTACIONES DE MEDICIÓN
- PLANTA PAQUETIZADORA
- ESTACIONES DE REGULACIÓN

Sistema de Gestión ISO 9000

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN PARA GAS Y PETRÓLEO

TAPIGAR
ESTABLECIMIENTO METALURGICO S.A.

Av. Calchaqui y 1 de Mayo B1879ADX Bs. As. ARGENTINA
00 54 11 4200 0784 (lineas rotavas)
tapigar@tapigar.com www.tapigar.com

NO CONVENCIONAL

PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN INDUSTRIAL EN VACA MUERTA

DE LA MANO DE FORTÍN DE PIEDRA, TECPETROL ES HOY EL MAYOR PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS DE VACA MUERTA. SUS EJECUTIVOS REPASAN LA TRAYECTORIA DE UN PROYECTO *FAST TRACK*, LA NECESIDAD DE PLANIFICAR EN TIEMPO REAL Y UN ABORDAJE DIFERENCIAL EN LA GESTIÓN DE RECURSOS.

«SIENTO QUE TECPETROL me formó para esto», subraya Matías Farina para referirse al desafío profesional que significó liderar la perforación de Fortín de Piedra. Podría ser un buen eslogan marketinero. Pero no da la impresión de que el gerente de Perforación y *Workover* de Tecpetrol persiga esa meta discursiva. Parece, en todo caso, una reflexión indulgente de aquel que enfrentó con éxito la mayor prueba profesional de su carrera. Fornido, empático y con una buena dosis de verborragia, en 2017 Farina sentía que, por fin, había ordenado su vida familiar. Después de vivir en distintos puntos del país, se acababa de instalar en Buenos Aires con su mujer y dos pequeños hijos. Hasta tenía tiempo de presenciar los sábados de rugby en CUBA, el club donde practicó el deporte desde su juventud. Todo cambió, sin embargo, en febrero de ese año. «Me acuerdo que me llamó mi jefe y me dijo: 'Tenemos que entrar en el no convencional. Vamos a perforar con seis equipos en simultáneo. Queremos liderar esto'», rememora. Esto era Vaca Muerta.

«Sabía que había que armar un buen equipo de trabajo. Por eso traje gente propia de otras áreas con las que ya había trabajado. Muchos *company man* (el responsable de Tecpetrol en cada *pad* de perforación) tal vez no tenían experiencia en el no convencional, pero para mí la clave está en la actitud de la gente. Si existe eso, se aprende todo», enfatiza Farina en diálogo con *TRAMA*, que lo entrevistó en Neuquén capital.

Uno de los *company man* que reclutó Farina fue Juan Pablo Murillo, un salteño formado en Tartagal, donde Tecpetrol desarrolló en el pasado un importante yacimiento de gas como Aguaragüe. De rostro pétreo y rasgos angulosos, la trayectoria profesional de Murillo registra una parábola interesante: de familia de carpinteros, se interesó por la política partidaria (llegó a ser

Pablo Iuliano,
gerente regional de Tecpetrol
para la Cuenca Neuquina

\+

En la cocina del perforador

Pablo Iuliano es, en términos oficiales, el gerente regional de Tecpetrol para la Cuenca Neuquina. Pero en la práctica bien puede ser considerado uno de los arquitectos de Vaca Muerta. Es que, si existiera un ranking de horas/hombre invertidas en el *play*, probablemente lo lideraría. Iuliano pasó los últimos siete años de su carrera abocado al deriskeo del yacimiento no convencional.

Primero en YPF, donde fue uno de los gerentes a cargo de la explotación en Loma Campana, y ahora en Tecpetrol, enfocadísimo en Fortín de Piedra.

En la entremesa de una cena con este cronista en la ciudad de Neuquén, Iuliano explica el modelo de gestión industrial aplicado para reducir los costos de desarrollo en Fortín de Piedra. «Nos metimos en la cocina del fracturador y del perforador. Y empezamos a medir tiempos y analizar los datos. Luego los llamamos y les hicimos una devolución sobre lo que estábamos observando y sobre las mejoras que podrían aplicarse para elevar la eficiencia», indica Iuliano en diálogo con *TRAMA*.

La instrumentación de un abordaje diferencial, más propio de la siderúrgica que del petróleo, permitió deconstruir algunas prácticas en la industria que parecían intuitivas y hasta lógicas. «Al momento de fracturar un pozo, las empresas siempre están pensando que necesitan más bombas, cuando la realidad es que uno pasa dos horas y media de bombeo y otras cuatro horas para arrancar el *bundle*», grafica el ejecutivo. «El tiempo más barato para ahorrar son esas cuatro horas. Así surgió el concepto de máquina crítica, del que se desprende, por ejemplo, que lo más relevante es cuál es el tiempo efectivo del equipo fracturador. Lo mismo para una unidad de *drilling*.

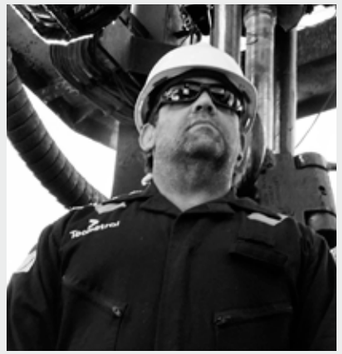
Así fue como logramos bajar de cuatro horas a una el tiempo entre etapas. Ordenamos el proceso, lo hicimos más visible para todo el mundo», detalla el gerente de Tecpetrol.

“

FARINA: HABLAMOS CON TODOS LOS FRENTES, A LOS SEIS *RIGS* Y A LOS DOS SETS DE FRACTURA, CONVENCIMOS A CADA *COMPANY MAN* DE QUE SE PODÍAN LOGRAR RESULTADOS CON ESTE MODELO DE GESTIÓN INDUSTRIAL. Y LO LOGRAMOS.

“

BENGOCHEA: RÁPIDAMENTE HUBO UN CONSENSO EN LA COMPAÑÍA PARA LLEVAR ADELANTE LA PLANIFICACIÓN INTEGRADA, PORQUE NECESITÁBAMOS MIRAR TODA LA PELÍCULA COMPLETA.



concejal de la localidad), hasta que hace 12 años ingresó en Tecpetrol y se especializó en la perforación de pozos complejos como los de la Cuenca del Noroeste. Los de Vaca Muerta son completamente distintos por su diseño técnico, pero comparten el mismo nivel de dificultad.

PRESIÓN ADICIONAL

«Nos capacitaron especialmente en el área de seguridad con la incorporación de un sistema de perforación con presión controlada, MPD (por su nombre en inglés *Managed Pressure Drilling*), para lo cual se contrató a una empresa consultora y compramos un simulador para Vaca Muerta», explica Murillo desde uno de los trailers de la base del equipo H&P 211, su segunda casa, donde pasa tres de cada cuatro semanas por mes. «Los entrenamos muy bien porque sabíamos que era un desafío muy complejo, sobre todo para los primeros pozos», refuerza Farina.

Es que la perforación de Vaca Muerta en la zona de Fortín de Piedra no fue sencilla. Al menos cinco pozos debieron ser abandonados frente a la imposibilidad de lidiar con la presión adicional proveniente de Quintuco, una de las formaciones que hay que atravesar para llegar a la roca generadora. Tecpetrol resolvió ese inconveniente de forma costosa, pero segura: incorporó una cuarta cañería al *casing* para evitar deformaciones y cambios de presión. Hoy los pozos horizontales con una rama lateral de hasta 2.800 metros y 34 etapas de fractura registran una producción inicial de hasta 500.000 metros cúbicos diarios (m^3/d) de gas. Son números sorprendentes, que nadie avizoraba cuando se lanzó el proyecto.

Al margen de esos buenos resultados, Tecpetrol sigue testeando nuevas alternativas. Acaba de perforar dos *pads* de tres pozos cada uno que se terminaron con *high density completion* mediante fracturas con 12.000 toneladas de arena por pozo. El objetivo es elevar la EUR, la cantidad de hidrocarburos recuperada a lo largo de la vida útil de la perforación.

METAS

Cuando se decidió sumar una cuarta tubería al *casing*, Farina tuvo que defender la decisión varias veces ante el *board* completo de Techint. «Hasta a mí me sorprendió la capacidad de reacción del Grupo y de la compañía. En ese sentido, me sentí muy apoyado. La manera de poder entregar pozos sin fallas era ésta. La compañía optó por invertir un poco más pero sabiendo que se podía llegar a determinados tiempos de perforación. Por suerte, y con trabajo, pudimos alcanzar primero la meta de 30 días por pozo (arrancaron arriba de 40) y ahora, en los últimos cuatro, tardamos 29 días», analiza el ejecutivo.

«Podemos bajar los plazos a 27 o 26 días y con un cambio de tecnología podríamos estar en 25 o 24 días», agrega.

A lo que se refiere es a incorporar equipos con mayor presión de bombeo. Tecpetrol utiliza *rigs* de 5.000 psi. «Las empresas en EE.UU. están perforando con equipos de 7.500 psi. Todos están migrando en esa dirección porque, además de ir más rápido, permiten hacer una rama horizontal más larga de hasta 3.500 metros. Aprendimos mucho operativamente, pero la clave acá es el proceso industrial», destaca.

TIME TO MARKET

Martín Bengochea, gerente de Planificación, Logística y Proyecto, complementa que a diferencia de lo que ocurre en la mayoría de las operadoras, donde el cronograma de trabajo está determinado

+
Insumos estratégicos

La construcción de Fortín de Piedra fue *fast track*. Con esa lógica, Tecpetrol no podía fallar en dos insumos estratégicos en un proyecto no convencional: el suministro de agua y arena de fractura. En esa clave, la petrolera de Techint instaló una planta de almacenamiento de agente sostén dentro de Fortín de Piedra a fin de abaratar la última milla de la logística de arena, tal como se denomina al trayecto que va desde el depósito hasta el *pad*. La clave es la reducción de costos. El manejo integral del insumo (*sand chief* en la jerga, que consiste en la compra, transporte y almacenamiento) ronda los u$s 250 por tonelada. Pero la meta es bajarla hasta u$s 200 en el transcurso de 2019. «En febrero, movimos 90.000 toneladas de arena, que compramos a canteras de Entre Ríos y Chubut, aunque nuestra media en 2018 fue de 30.000 Tn/mes», señalaron desde la empresa.

Para optimizar el uso de agua, Tecpetrol construyó una planta de almacenamiento central dentro del yacimiento, alimentada por un sistema de bombeo que puede extraer 15.000 metros cúbicos del recurso desde el río Neuquén. «Cada pozo fracturado con *high density completion* requiere unos 100.000 m³ de agua. Con estas instalaciones, que pueden almacenar 20.000 m³ de agua, lo que demandan dos sets de fractura, estamos cubiertos», indicaron desde la empresa.

por el sector de perforación, «al cual el resto debe adecuarse», Tecpetrol creó una unidad de planificación específica, más robusta, para desarrollar Fortín de Piedra. «Fue una decisión estratégica para encarar una planificación integrada», puntualiza el directivo.

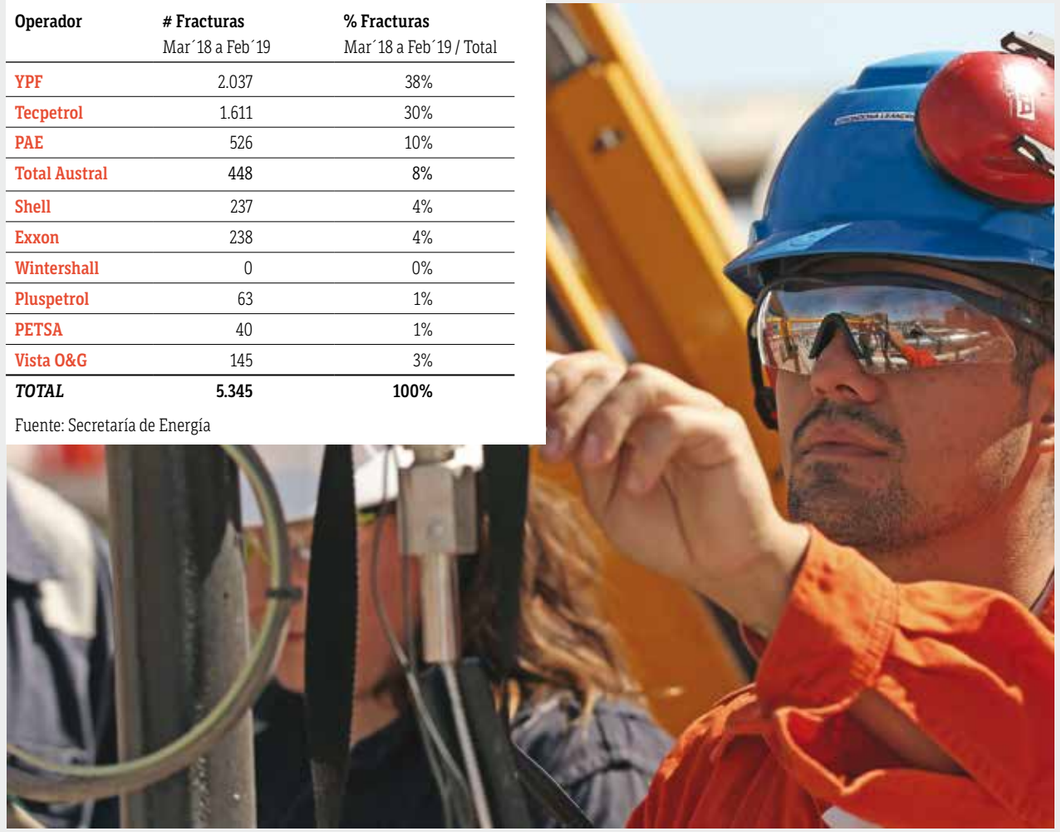
Serio, diligente y tranquilo, Bengochea se mueve como una especie de «asesor» o «fuente de información» para la toma de decisiones. Los altos mandos de la compañía son capaces de llamarlo a último momento para repasar los números financieros del proyecto. «Bajo mi equipo está la planificación y la programación, la parte de planeamiento financiero, el control de gestión y la logística. En cierto modo, por cómo funcionamos, somos una especie de consultoría porque además hacemos proyecciones y evaluaciones económicas», define.

Frente al agresivo *time to market* trazado por Tecpetrol –Fortín de Piedra pasó de casi 0 a 17,5 MMm³/d de gas en apenas 18 meses–, su gerencia funcionó como dique para contener y modular las múltiples variables del proyecto. «Rápidamente hubo consenso en la compañía para llevar adelante la planificación integrada, porque necesitábamos mirar toda la película completa. Sabíamos que tomar una decisión iba a tener un impacto fuerte en todo el resto del negocio», relata el ejecutivo. «La operación en Vaca Muerta tiene elementos diferentes de las convencionales. Por ejemplo, no es lo mismo pasar de un *pad* a perforar otro en un campo no convencional porque

+
Cantidad de etapas de fracturas en Vaca Muerta

Operador	# Fracturas Mar´18 a Feb´19	% Fracturas Mar´18 a Feb´19 / Total
YPF	2.037	38%
Tecpetrol	1.611	30%
PAE	526	10%
Total Austral	448	8%
Shell	237	4%
Exxon	238	4%
Wintershall	0	0%
Pluspetrol	63	1%
PETSA	40	1%
Vista O&G	145	3%
TOTAL	**5.345**	**100%**

Fuente: Secretaría de Energía



existen implicancias en el mapa de desarrollo, en las interferencias entre los pozos perforados (cómo evitar la problemática del *parent child* que supone la completación de un pozo pegado a otro), la disponibilidad de equipamiento, incluso hasta el impacto que todo esto tiene en la planta de tratamiento», enumera Bengochea.

ARTICULACIÓN

Fue clave, desde el minuto uno, mejorar los vasos comunicantes entre las distintas unidades de la compañía sobre la base de una gestión industrial de optimización de procesos. «Desde el inicio se realizan reuniones semanales con los sectores involucrados. Enviamos un cronograma a todos, les informamos las fechas críticas o los cambios decididos. Esto es clave para ver semana a semana cuándo se lanza la perforación de un *pad*, cuándo termina, cuándo arrancan las fracturas o cuál es la fecha de puesta en marcha», describe.

Farina refuerza el punto y admite que no fue sencillo. Cualquiera que haya estado en una locación petrolera sabe que, por lo general, los líderes del equipo de perforación no son del todo propensos a incorporar nuevos paradigmas. Es una deformación natural en operarios que saben que cualquier error en el pozo se paga caro.

«Recorrimos todas las locaciones. Nos quedábamos hasta las 4 de la mañana en un equipo y a las 7 nos levantábamos para ir a otro. Hablamos con todos los frentes, a los seis *rigs* y a los dos sets de fractura, convencimos a cada *company man* de que se podían lograr resultados con este modelo de gestión industrial. Y lo logramos», concluye el gerente de Perforación y *Workover*. ×

Nacemos como Transportes Crexell S.A. en 1997, dejando atrás una compañía unipersonal.
Dicho año fue clave ya que nos permitió crecer dentro de la industria petrolera y afianzarnos como una empresa, cuya principal meta es brindar un servicio integral al mercado. Desde entonces, nos encontramos en un proceso de expansión constante, lo que nos permite afrontar con solidez nuevos desafíos, tal como el desarrollo del Yacimiento No Convencional de Vaca Muerta.
La tarea no es sencilla; los vaivenes económicos y políticos del país parecen obstaculizar nuestro desarrollo; pero la confianza depositada en nuestros recursos humanos y clientes nos impulsa a seguir adelante.
Nuestro crecimiento ha sido apalancado por la continua inversión en maquinaria de última tecnología, y la renovación continua de nuestra flota, lo que nos permitió expandir nuestra participación en el segmento de mercado de los servicios petroleros, cubriendo actualmente las provincias de Mendoza, Río Negro, Neuquén, La Pampa, Santa Cruz, Chubut y Tierra del Fuego. Dicha expansión siempre fue acompañada del crecimiento de nuestro personal, alcanzando el know how necesario para convertirnos en la empresa líder del sector.
Somos una empresa de servicios petroleros, que se especializa en el desmontaje, transporte y montaje (DTM) de Equipos de Perforación y Workover, mantenimiento y DTM de Aparatos Individuales de Bombeo (AIB), limpieza de piletas, separadores y tanques con extracción y transporte de residuos especiales a su disposición final, limpieza de locaciones, transporte de equipamiento eólico, servicios de elevación, gestión de almacenes, lavado de equipos pesados y livianos, diseño y modificación de camiones y servicios de torqueo de herramientas y bridas. Estos servicios están orientados a empresas nacionales e internacionales que realizan actividades de explotación petrolera y extracción de petróleo en la región. Ofrecemos lo que el cliente requiere: un mundo de soluciones al servicio del transporte de cargas pesadas.

Departamento Comercial
Enrique Mosconi 2731 - (8300) Parque Industrial
Oeste Neuquén -Tel: 0299 4413958/960
ventas@crexellsa.com.ar
www.crexell.com

CARLOS ORMACHEA

FORTÍN DE PIEDRA PUEDE SER UN PROYECTO MÁS GRANDE AL QUE IMAGINAMOS

AUNQUE ADMITE EL GOLPE POR LOS CAMBIOS EN LA RESOLUCIÓN 46, EL PRESIDENTE DE TECPETROL DESTACA QUE FORTÍN DE PIEDRA, SU CAMPO INSIGNIA EN VACA MUERTA, "TAL VEZ TERMINE SIENDO UN PROYECTO MÁS GRANDE QUE EL QUE SE IMAGINÓ EN UN PRINCIPIO". Y LEJOS DE LA PARÁLISIS, MIRA MÁS ALLÁ Y REVELA QUE TECHINT ESTÁ ANALIZANDO LA OPORTUNIDAD DE EXPORTAR GAS ARGENTINO HASTA SAN PABLO.

Por Juliana Monferrán

> “
>
> SI PUDIÉSEMOS RESOLVER, DE MANERA EFICIENTE, LA FORMA DE LLEGAR AL MERCADO INDUSTRIAL DE SAN PABLO, TENDRÍAMOS OTRO TAMAÑO DE DEMANDA POTENCIAL PARA EL GAS DE VACA MUERTA.

CARLOS ORMACHEA tiene una aceitada capacidad para la abstracción analítica. Va construyendo su retórica con facilidad desgranando paso a paso el tema en cuestión. No pierde el hilo. Sus respuestas se van articulando sobre ejes que él va fundando casi de forma esquemática. Se nota que hace años ejercita ese modo de verbalización. Con más de 60 años, el presidente de Tecpetrol lleva décadas en el Grupo Techint. Fue director de TGN, la transportista de gas del *holding* que lidera Paolo Rocca, y pasó también por otras unidades del grupo. La entrevista con *TRAMA* tuvo lugar el primer lunes de abril en la sala contigua a su oficina del piso 23 del edificio de Retiro donde Tecpetrol tiene su sede central.

De camisa celeste, saco azul y cabellera con aire juvenil prolijamente despeinada, Ormachea repasará distintos temas de la agenda de la empresa, pero en especial pondrá el foco en el futuro y en la oportunidad de relanzar el sector energético argentino de la mano de Vaca Muerta.

El punto de partida, como era de esperar, es la Resolución 46 y su impacto después de que el gobierno cambiara el criterio de interpretación del programa de estímulo a la producción de gas no convencional –esa disputa sigue por ahora en vías administrativas–, aunque, si bien admite el golpe, advierte que «probablemente, al final del día, Fortín de Piedra (el campo estrella de Tecpetrol en Vaca Muerta, hoy el mayor yacimiento de gas del país) termine siendo un proyecto más grande que el imaginamos».

En casi hora y media de charla, el ejecutivo enumerará algunas opciones que aparecen en el horizonte para robustecer el mercado de exportación de hidrocaburos, casi con seguridad el principal desafío de la Argentina en materia energética debido a su enlazamiento con la urgente necesidad de conseguir dólares para la economía. En esa clave, Ormachea reveló que el Grupo Techint está evaluando cuáles son las alternativas reales de exportar gas al sur de Brasil para captar el mercado industrial paulista.

Más allá de la discusión con el Estado por la Resolución 46, ¿cómo ve el corto y mediano plazo de Fortín de Piedra?

—

La Resolución 46 es y fue una pieza clave para que se pueda avanzar en la inversión en gas en Vaca Muerta, para empezar a mover esta rueda del desarrollo de los recursos. Sacó incertidumbre a una de las variables clave, que es el precio. Y aseguró el ingreso al menos por un período inicial de cuatro años. En el arranque del desarrollo de cualquier recurso nuevo, desconocido, los costos son muy altos. Por eso, estos proyectos sólo ocurren cuando se ve una ventana de precios altos.

En la Argentina, durante los años 2015-2016, el mercado hubiera dado naturalmente esa ventana porque somos parte del Cono Sur, un área deficitaria en energía donde el gas, el combustible de suministro marginal, se importa, viene por barco, a un precio de entre u$s 8 y u$s 10 por millón de BTU. Y ése era el precio del gas en Chile, en Uruguay y en Brasil. La excepción fue la Argentina, donde el consumidor no veía ese precio del gas porque el Estado, a través de Enarsa (hoy IEASA), compraba a esos precios pero se daba vuelta y lo vendía al mercado a un precio subsidiado en torno a los u$s 4.

Por eso, el desarrollo no se hubiera podido arrancar sin la Resolución 46, que trató de emular lo que podría haber sido el mercado. Nosotros consideramos que permitía arrancar. Y pudimos ejecutar el programa que nos propusimos. En marzo de 2017, tres semanas después de que el gobierno sacara la Resolución 46, tomamos la decisión de ir para adelante con el desarrollo de Fortín de Piedra. Nos proponíamos invertir u$s 2.300 millones hasta fines de 2019, es decir, en dos años y medio, y en ese momento esperábamos llegar a una producción de entre 14 y 15 milones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) de gas. En rigor, eso es lo que hicimos. Hoy estamos produciendo, físicamente, 15,5 MMm³/d de gas, pero como es un gas rico equivale a 17,5 MMm³/d cuando lo convertimos a gas de 9.300 kilocalorías. Hoy nos está yendo bien, un poquito mejor de lo que creíamos. Por eso decimos que Fortín es un proyecto que se ha ejecutado, se va a seguir ejecutando y va a seguir siendo lo que pensamos más allá de la 46. El hecho de que tengamos esta dificultad nos genera un impacto en el corto plazo, porque nos priva de fondos con los que contábamos, pero no modifica lo que es y va a ser Fortín de Piedra dentro de la cartera de proyectos de Tecpetrol.

¿Cómo seguirá el desarrollo de Fortín de Piedra?

—

Dependerá de los resultados de algunas cosas que estamos probando, como por ejemplo las fracturas de mayor densidad. Vamos a ver los resultados en los próximos meses. A su vez, vamos a seguir probando más de un horizonte de perforación en el campo. Y todavía tenemos que testear, además, la cantidad de contenido líquido en una zona del campo en la que todavía no hemos perforado. De la combinación de estas tres cosas, más los resultados de los avances que seguimos haciendo en el modelo de gestión, derivarán algunas decisiones que tendrán impacto incluso en el tamaño final del proyecto. Puede que, al final del día, Fortín de Piedra sea un proyecto más grande que el que nos imaginamos cuando arrancamos.

¿Cuáles son hoy los los principales desafíos?

—

Creo que lo que enfrenta el desarrollo completo de un recurso como el gas de Vaca Muerta, en general, es la falta de mercado, pero atrás de esta definición de mercado hay otro tema implícito, que son los costos. ¿Por qué? Si nosotros fuésemos capaces de bajar los costos de manera que terminemos siendo competitivos con el *shale gas* que se produce en EE.UU., el tema del mercado se resuelve en gran medida.

En el camino hacia ese momento tenemos un mercado más limitado: la demanda de energía del Cono Sur. El gas de Vaca Muerta hoy puede ser perfectamente competitivo para suplir toda la energía que le hace falta y que todavía puede necesitar en adelante la región.

¿Se puede ponderar en números esa lectura?

—

Se podría generar un mercado adicional al doméstico de entre 50 y 100 MMm³/d de gas. Durante la década pasada, Chile fue un mercado que la Argentina abasteció con hasta 20 o 22 MMm³/d en el pico de demanda. Y si Chile viese el gas de Vaca Muerta como una solución estratégica para completar su matriz energética y confiara en que nosotros vamos a poder cumplir con nuestros compromisos, en el largo plazo es un mercado interesante porque todavía posee mucho carbón para reemplazar, a pesar de tener una política muy firme en renovables. Y Brasil, que hoy es abastecido parcialmente por Bolivia, está encarando un desarrollo de gas en el pre-sal (*offshore* de aguas profundas), pero es un gas caro. Si pudiésemos resolver, de manera eficiente, la forma de llegar al mercado industrial de San Pablo, tendríamos otro tamaño de demanda potencial para el gas argentino. Ahí sí veo un problema de infraestructura.

¿Habría que hacer un gasoducto nuevo?

—

Sí, hay que construir un gasoducto nuevo desde Uruguayana hasta Puerto Alegre, que en los 2000 estuvo a punto de hacerse. Y luego habría que dar vuelta el gasoducto que viene desde San Pablo y llega a Porto Alegre. Eso nos permitiría llegar con nuestro gas hasta San Pablo. Creo que son proyectos en los cuales hay que pensar rápido.

¿Están en su agenda estratégica en este momento?

—

Fuimos parte importante en lo que iba a ser el gasoducto sub-brasileiro. Íbamos a invertir allí junto con Total, Petrobras e Ipiranga, con lo cual el tema lo conocemos bien. Y sí, lo estamos mirando de vuelta. Lo estamos analizando aunque no

Carlos Ormachea.

—

“

EL HECHO DE QUE TENGAMOS ESTA DIFICULTAD NOS GENERA UN IMPACTO EN EL CORTO PLAZO PORQUE NOS PRIVA DE FONDOS CON LOS QUE CONTÁBAMOS, PERO NO MODIFICA LO QUE ES Y VA A SER FORTÍN DE PIEDRA.

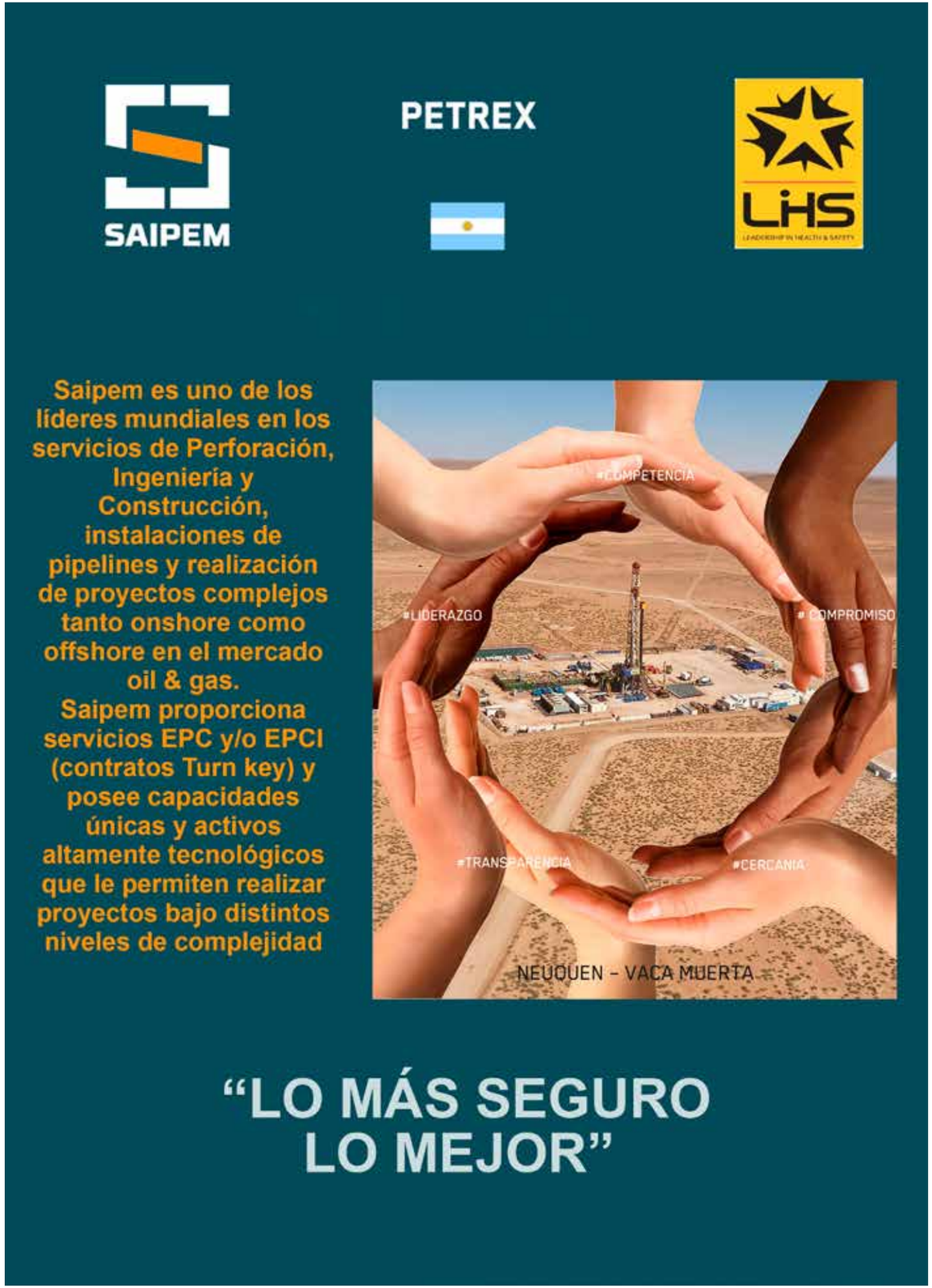
hay ninguna decisión de nada. Lo que queremos es entender cuál sería la solución para que resulte un proyecto consistente.

¿Qué se podría hacer para no perder la inercia positiva que se generó en Fortín de Piedra como resultado de la fragilidad de la economía argentina?

—

No sé si puedo hacer algo para no perder «este» momento. En el caso de Fortín, hicimos un esfuerzo gigantesco para poder llegar al *plateau* de producción, una inversión muy importante, muy concentrada en un año y medio. Ahora, el esfuerzo de inversión para mantener naturalmente es menor. A raíz de eso, hemos tenido que moderar nuestra inversión en perforación, básicamente por el impacto de la decisión del gobierno. Pero estamos aprovechando este momento de más tranquilidad para terminar de entender y medir los estados de otras cosas que van a impactar en cómo vamos a seguir desarrollando nuestro proyecto en el largo plazo. No es que estamos perdiendo tiempo, lo estamos ganando. Hay que utilizar este momento para consolidar las mejoras, los progresos y las eficiencias que se logran.

Cuando uno vive en escenarios más volátiles, hay un valor enorme en estar preparados, porque si lo estás podés aprovechar las ventanas de oportunidad. ×



CERA**WEEK**

DANIEL GONZÁLEZ

NECESITAMOS QUE EL PROYECTO DE VACA MUERTA TRASCIENDA TODOS LOS GOBIERNOS

EL CEO DE YPF CUMPLE UN AÑO AL FRENTE DE LA COMPAÑÍA. EN UNA ENTREVISTA EXCLUSIVA CON *TRAMA* ANTICIPA LOS PLANES DE DESARROLLO EN VACA MUERTA, LA PERFORACIÓN DE POZOS CON UN NUEVO DISEÑO Y LA REAPERTURA DE LA EXPORTACIÓN DE CRUDO LIVIANO. UN DESAFÍO: QUE VACA MUERTA SE CONVIERTA EN UN PROYECTO QUE TRASCIENDA LA POLÍTICA.

Por Nicolás Gandini, desde Houston

—
Daniel González.

“
HACE UN MES HICIMOS NUESTRA PRIMERA EXPORTACIÓN DE CRUDO LIVIANO, AUNQUE NO POR EXCESO. TUVIMOS QUE BAJAR LA CARGA Y NOS SOBRÓ CRUDO. HACE MUCHO QUE NO SE EXPORTA ESTE TIPO DE HIDROCARBURO.

CERAWEEK by IHS Markit

TRAMA en Houston, cobertura del evento más importante de Energía de EE.UU.

DANIEL GONZÁLEZ NO ES UN DIVO. Su andar es el de un pragmático. Un ejemplo introductorio. La nota con *TRAMA* estaba concertada para las 9.30 en la sala de YPF en el piso 18 del hotel Hilton Americas, en un alto de su ajetreada agenda en el CERAWeek 2019, la mayor feria petrolera de EE.UU., que lo tuvo como *speaker*. Pero, al llegar al lugar de la cita, la habitación estaba ocupada por Marcos Browne, VP de Gas y Energía, y otros directivos de YPF que dialogaban con representantes de una empresa internacional. Rápido de reflejos y sin estridencias, González propuso trasladarse hasta un estar con sillones ubicado al final del pasillo. Allí se concretó la entrevista, la primera que concede desde que fue elegido como CEO de la petrolera bajo control estatal en abril del año pasado.

González se sumó a YPF como CFO en mayo de 2012, en los albores de la gestión de Miguel Galuccio tras la reestatización de la compañía. De pocas palabras, seguro de sí mismo y con foco en los resultados, construyó un liderazgo tan silencioso como respetado en los pisos más encumbrados de la torre de Puerto Madero. Solvente y sin rodeos, va a lo concreto y resuelve. Ése es su estilo.

A pocos días de cumplir un año al frente de YPF, el CEO analiza la reestructuración organizacional que encaró la empresa en los últimos dos años. Se reformularon vicepresidencias y se incorporaron nuevos líderes en áreas estratégicas. «La mayoría de nosotros (los integrantes del Comité Ejecutivo de la petrolera) tenemos menos de tres años en la función. Algunos tienen 30 años de compañía; otros, tres. Pero en la función muy poco, con lo cual es un equipo que necesita continuidad para operar a un potencial absoluto», advierte.

González repasa los temas que lo ocupan hoy: en primer término, la seguridad de las operaciones o excelencia operacional. «Nuestro índice de frecuencia de accidentes es el más bajo en la historia de la compañía, sin embargo el año pasado tuvimos pérdidas de vida. Es algo inaceptable y vamos a hacer lo imposible para que no se repita», asegura.

En segundo lugar, destaca el incremento de producción. «Somos una compañía compleja que opera al menos 100 campos de todo tipo en todos lados. Mantener esa producción necesita foco y es un trabajo dificilísimo». González cree que la Argentina puede incrementar la producción de gas en un 50% si logra consolidar un mercado de exportación, aunque asegura que el crecimiento del *shale gas* de Vaca Muerta podría ser mucho mayor.

«Hay ciertos temas de corto plazo que no dependen de nosotros. Sí podemos incrementar, tanto YPF como el resto de la industria, las exportaciones a Chile, aunque hay que ser realistas y entender que será un crecimiento gradual», explica.

El directivo también habla de desafíos a mediano y largo plazo. En el mediano, prioriza el reemplazo de importaciones de Gas Natural Licuado (LNG) y para eso –señala– se necesita un gasoducto nuevo. «Ese tipo de inversión se puede hacer entre productores, transportistas y algún aporte de financiación del Estado. El Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS) podría tener interés en financiar una parte del proyecto», asegura.

A largo plazo tenemos en mente la gran inversión. «¿Cómo hacemos para que los YPF de este mundo puedan incrementar 50% su producción de GNL?, la única manera es con una planta de licuefacción», se responde González.

El *break even* de Vaca Muerta está por debajo de los u$s 40, ¿qué hitos posibilitaron llegar a ese número?

—

El *break even* por debajo de los u$s 40 aplica a Loma Campana. Es el único campo de *shale oil* que ya está en pleno desarrollo y ahí estamos viendo el resultado de iniciativas que venimos haciendo. La palabra clave es «evolución». Empezamos a aprender de las cosas que no hicimos bien y de nuestros socios, en este caso Chevron. Ellos tienen un diseño de *high density completion* que consiste en usar mayor intensidad de arena y agua. Con un 40% más de arena, los pozos aumentan su productividad casi un 30%. Entonces, en adelante el 80% de los pozos los vamos a hacer con este sistema. Bajamos mucho los tiempos de perforación y aún hay que bajar más, redujimos el costo por etapa de fractura. La devaluación también impactó a la baja en los costos. Además, seguimos alargando las ramas laterales de los pozos hasta encontrar el óptimo. Estamos perforando pozos en 2.500 metros de rama lateral. Ya hicimos un pozo horizontal de 3.200 metros y tenemos planeados dos pozos más de 4.000 metros de extensión lateral.

En los últimos años también invertimos mucho en infraestructura y el costo de esa inversión empieza a dar sus frutos. Una planta de tratamiento de crudo para 50.000 barriles por día que funciona espectacularmente la vamos a llevar a 100.000 barriles. Sin embargo, empezamos a ver un problema de evacuación y hace dos años sumamos el oleoducto que conecta con el lago Pellegrini, que ya está terminado.

¿Es Loma Campana el proyecto más rentable en comparación, por ejemplo, con alguno de los proyectos del Golfo San Jorge?

—

En Loma Campana hay un potencial de producción gigante. Es un campo de producción que de acá a dos años tiene que estar produciendo entre 75.000 y 100.000 barriles diarios, que es una barbaridad. Entonces, no es común tener esa cantidad de hidrocarburo desarrollado a costos bajos. A veces ocurre que, de pronto, es más rentable un proyecto de *workover* en otro lado donde la inversión es chica pero el potencial no es tan grande.

+

Loma Campana en números

80%
de los pozos serán realizados con el sistema *high density completion*

2.500
metros de rama lateral en perforación de pozos

3.200
metros perforados en un nuevo pozo horizontal

4.000
metros de extensión lateral planeados para dos futuros nuevos pozos

100.000
barriles por día serán producidos en una planta de tratamiento de crudo

YPF apostará este año por la producciónde *shale oil* en Vaca Muerta.

<

¿Con cuántos equipos van a perforar este año en Vaca Muerta?

—

Entre 10 y 12 equipos. En Campana tenemos tres y vamos a ir a cuatro. En Bandurria y La Amarga Chica funciona uno en cada área y la idea es ir a tres. Por otro lado, vamos a perforar Vaca Muerta en otras áreas.

Hoy el precio del crudo está en valores competitivos, cerca de los u$s 65, ¿evalúa buscar alianzas o *joint venture* con otras compañías?

—

Hoy no sentimos que nos sobre acreaje de petróleo en Vaca Muerta. Y no tenemos restricción de capital como teníamos hace algunos años. Lo que sí hemos visto es el valor de aprender de los socios. En Bajo del Toro trabajamos con Equinor los dos primeros pozos. Vamos a perforar en Sierra Negra, en Filo Morado y en Las Manadas para testear la productividad de Vaca Muerta un poco más lejos.

Desde el punto de vista burocrático, ¿hay trabas para la exportación de crudo?

—

Hay cuellos de botella de infraestructura que ya identificamos. Hoy estamos comprando al mercado local 20% del crudo que usamos en los complejos de refinación. Entonces, primero vamos a reemplazar esa compra con más crudo que inyectamos en nuestras refinerías, sobre todo en Luján de Cuyo, que tiene 100% de conversión.

Y algo que constituye un cambio de paradigma es el crudo neuquino. Pasó de ser un producto escaso con un premio sobre el Brent a ser un producto que va a ser exportado y, por lo tanto, su *pricing* va a tener que ver con la alternativa de exportación.

Hace un mes hicimos nuestra primera exportación de crudo liviano, aunque no por exceso. Tuvimos que bajar la carga y nos sobró crudo. Hace mucho que no se exporta este tipo de hidrocarburo. Es complejo porque implica explicar a los mercados de qué se trata este petróleo, que no es el mismo que antes porque el componente *shale* va subiendo. La Argentina nunca dejó de ser exportadora de crudo pesado y no veo inconvenientes desde lo regulatorio para exportar liviano. Sí existen inconvenientes desde la infraestructura, pero se pueden solucionar.

En relación con la infraestructura, ¿en qué no se puede fallar a la hora de explicarle a un inversor por qué es importante un nuevo gasoducto o una nueva empresa de *midstream*?

—

En una situación macro con acceso libre y barato a capitales, hay espacio para que se generen nuevas compañías de *midstream* que hagan inversiones para liberar a las operadoras. Eso sería lo ideal, pero no ocurre. La buena noticia es que para petróleo las necesidades de infraestructura no son mayúsculas y son graduales. Y no sé si es necesario salir a buscar compañías y financiamiento. En el proyecto del caño de casi 90 kilómetros que va al lago Pellegrini somos dos productores: YPF y Tecpetrol. Anses es el financiante, pero es una inversión que podríamos haber hecho solos.

Otro ejemplo: estamos duplicando la capacidad de nuestra planta de crudo, con inversión nuestra y de Chevron, es decir, de los dueños. Ya está adjudicada la obra. Tanto para la expansión de esta planta como para las dos nuevas plantas de tratamiento de crudo que vamos a hacer para Bandurria y para La Amarga Chica.

Un proyecto emblemático de gas en la región es Camisea, en Perú. ¿Convendría encarar un paquete regulatorio para poder viabilizar este tipo de proyectos en Argentina?

—

Absolutamente. Necesitamos que Vaca Muerta y la exportación de hidrocarburos sea un proyecto país, que vaya más allá de una

EN >

“
NECESITAMOS QUE VACA MUERTA Y LA EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS SEAN UN PROYECTO PAÍS, QUE VAYA MÁS ALLÁ DE UNA PRESIDENCIA Y QUE TODOS PARTICIPEN PARA GENERAR PREVISIBILIDAD.

presidencia y que todos participen en pos de generar la previsibilidad que se necesita para financiar parte del desarrollo. Hay gran cantidad de proyectos de LNG en el mundo; cuando querés atraer a empresas de afuera que tienen la posibilidad de invertir acá o allá, hay que mostrar que las reservas son económicamente desarrollables para tener un gas licuado a un precio competitivo. Si no logramos un proyecto país que trascienda cualquier gobierno, perdemos todo el desarrollo de Vaca Muerta.

YPF cuenta con unas 135 áreas petroleras en la Argentina. En algún momento, la empresa deberá decidir qué tipos de activos son estratégicos y cuáles no. ¿Hay que retomar esa discusión?

—

Justamente lo que no hicimos es seguir pateando esa decisión. Ya realizamos tres transacciones. En total son nueve campos en los que estamos saliendo en forma completa. Porque creemos que en determinados campos hay gente que lo va a hacer mejor que nosotros. Y eso quiere decir que hay más valor en manos de un tercero que en las nuestras. Tiene que ver con manejar un portfolio distinto y óptimo que quizás hasta permite invertir más. Es una decisión difícil porque toda área tiene un potencial exploratorio y se corre el riesgo de que venga otro y lo descubra.

Por el aumento del riesgo país y la volatilidad cambiaria, el acceso al crédito internacional parece prácticamente inviable. ¿Cómo evalúa la situación financiera de YPF?

—

Hemos sido muy pragmáticos en ese sentido. A fines de 2017 vimos que se venía un 2018 complicado. Levantamos todo el financiamiento del año siguiente e incluso buena parte en pesos. Hace 15/16 meses que no accedemos al mercado de capitales. Y también podríamos pasar todo este año sin hacerlo. Cambió mucho la situación de la compañía. El endeudamiento, que nunca fue alto, cambió, pero lo que cambió más es que no tenemos un flujo libre negativo como teníamos antes. Este nivel de inversiones lo podemos bancar con nuestra propia generación de fondos.

¿Van a estar cerrados todo el año los mercados con capitales?, posiblemente no. Para nosotros seguro que no. Si necesitamos emitir deuda hoy lo hacemos sin problema, aunque probablemente a un costo que no estamos dispuestos a pagar.

¿Cómo afecta la continua evolución del dólar, una de las grandes variables que definen el precio interno de las naftas y el gasoil, en el mercado de combustibles?

—

Producimos un *commodity* que se importa hoy en Argentina. No hay suficiente producción de gasoil, de naftas y de combustible de aviación para satisfacer al mercado, con lo cual no podemos estar alejados de los precios internacionales de esos productos. Más aún, de ser así, no podríamos nosotros ni el resto de los refinadores comprar el crudo a precios internacionales trasladando el alejamiento de esos precios al mercado de producción de crudo. Y con eso empieza a estar en duda el desarrollo de Vaca Muerta. Necesitamos mantenernos cerca de los precios internacionales. Ahora bien, tenemos clientes que necesitan poder comprar combustible en el surtidor. Entonces, si en algún momento se genera un atraso, tratamos de ir recuperando y achicando. Es importante entender que hay que seguir la evolución de las variables que afectan los precios del combustible. ×

+

De las finanzas al petróleo

Hacía cerca de un año que había cerrado la operación argentina del Bank of America, cuando Daniel González Casartelli recibió el llamado de los *headhunters* de Egon Zehnder. La YPF Nac&Pop, reestatizada por el gobierno de Cristina Fernández necesitaba capital. Y la carta para tentar a un mercado internacional que la veía como «confiscada» –más que «recuperada»– era mostrar un *management* profesional. Tras la designación de Miguel Galuccio como CEO, resultaba imprescindible conseguir un CFO con *know-how* y peso específico propio que oficiara de garanta a las muchas incógnitas que la empresa, todavía, no estaba en condiciones de despejar. Traje *taylor-made* para González, «Dany», para quienes hicieron decenas de transacciones financieras. Formado en el Cardenal Newman, fanático de River Plate y expeditivo zaguero central –contracara de la serenidad que irradia en su vida laboral–, inició su carrera en TGS, en los años '90. Por su trabajo en las colocaciones financieras que hizo la transportadora, Guillermo «Willy» Reca lo reclutó para Merrill Lynch. Se forjó a su imagen y semejanza. Reca, luego, emprendió un camino propio, que lo condujo a ser hoy, a través de Central Puerto, en uno de los principales *players* del negocio eléctrico. González permaneció en Merrill Lynch, luego, absorbido por BofA.

Con él como CFO de YPF, la petrolera volvió al mercado internacional y levantó cerca de US$ 3500 millones, mosca blanca en un momento en que su accionista controlante –la República Argentina– estaba en default técnico. Apenas asumido el nuevo gobierno, recaudó otros US$ 1000 millones. Fue clave su participación en las negociaciones de *joint-ventures*, fusiones y adquisiciones de YPF en los últimos años. Esa visión integral del negocio le valió la confianza de Galuccio, primero, y de Miguel Gutiérrez, después. A punto tal que fue CEO interino antes y después del paso de Ricardo Darré, a punto tal que, en abril del año pasado, quedó confirmado como gerente general.

Todo se transforma

Creamos nuestras materias primas de modo consciente con el medio ambiente, para que generen nuevos productos que más tarde serán reciclados y reutilizados, transformando así, los residuos en recursos.

Petrocuyo
Repensando el futuro

www.shakespearestudio.com.ar

CERA**WEEK**

GUSTAVO LOPETEGUI

LO ÚNICO QUE DEFIENDO ES LA AGENDA DEL GOBIERNO

EN UNA ENTREVISTA EXCLUSIVA CON *TRAMA*, EL SECRETARIO DE ENERGÍA DEJÓ DEFINICIONES PRECISAS SOBRE SUS OBJETIVOS AL FRENTE DE LA CARTERA. LA OBSESIÓN QUE COMPARTE CON EL PRESIDENTE POR EL NUEVO GASODUCTO DESDE VACA MUERTA, LA REAPERTURA DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO LIVIANO Y EL TRABAJO EN EQUIPO COMO IDENTIDAD PROFESIONAL.

Por Juan Manuel Compte

—
Gustavo Lopetegui.

EN >

“
TRABAJAR EN EQUIPO ES LO QUE HICE TODA MI VIDA. FUI EDUCADO ASÍ. UNA DE MIS FORTALEZAS ESTÁ EN MI CAPACIDAD DE CONVOCAR A GENTE BUENA PARA QUE TRABAJE CONMIGO. INCLUSO EN CIRCUNSTANCIAS ADVERSAS, COMO ÉSTA.

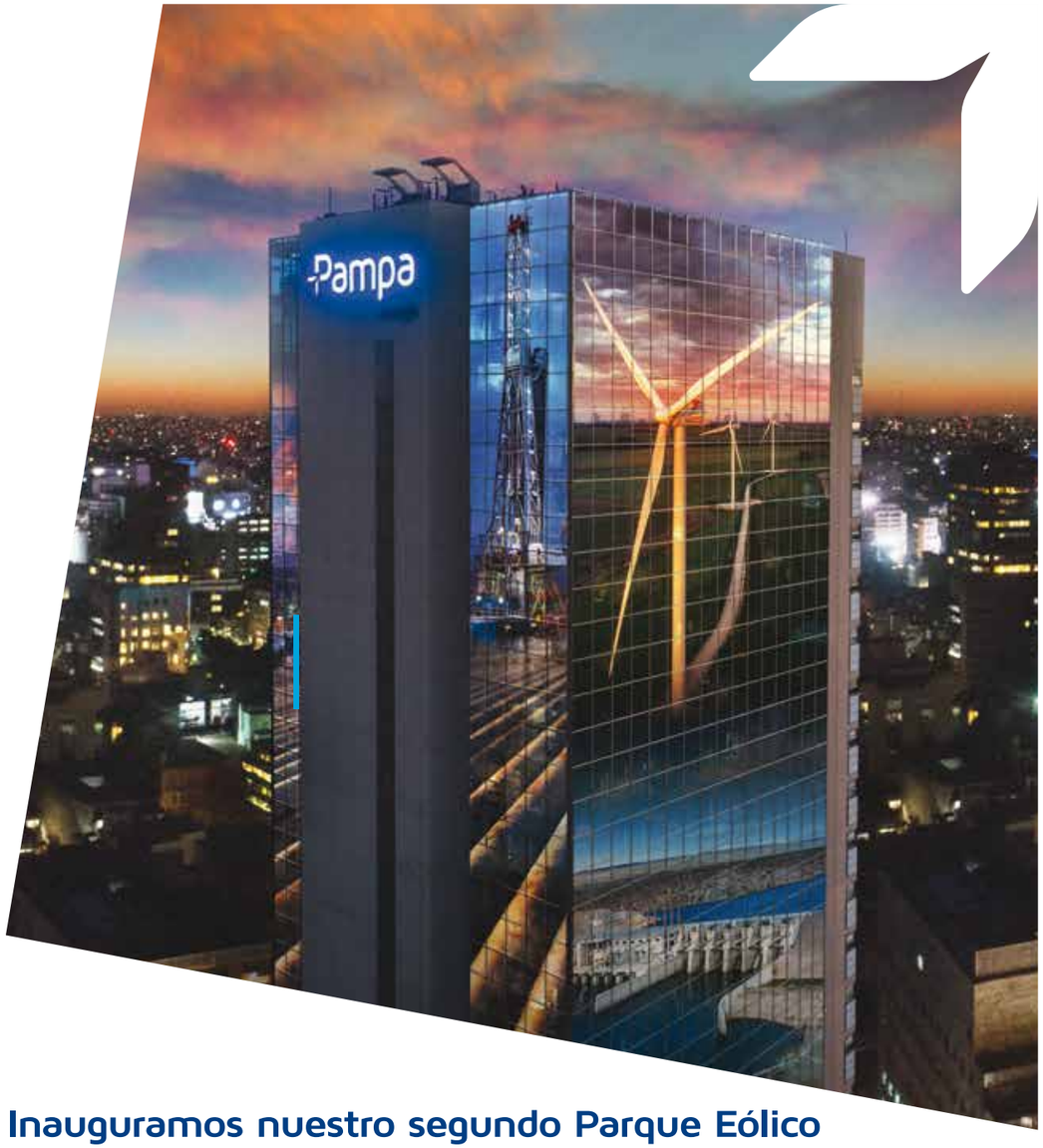
ERA UNO DE LOS ESTRATEGAS. Uno de «mis otros ojos e inteligencia» con los que Mauricio Macri intentó coordinar al «mejor equipo de los últimos 50 años». Pero, para continuar con las metáforas presidenciales, «pasaron cosas». La montaña rusa en la que se convirtió 2018 despidió a varios funcionarios de la formación. Entre ellos, Juan José Aranguren, ministro de Energía y Minería, renunciado en junio. Y, algunos meses después, fue el turno de su reemplazante, el ya degradado a secretario del área, Javier Iguacel. Sorprendió tanto la salida de Iguacel –creyente como pocos en los postulados del PRO– como el nombre de su sucesor. A diferencia de ellos, Gustavo Lopetegui carece de experiencia en el sector energético. Entre sus antecedentes, además de un paso como ministro de la Producción bonaerense durante la primera gobernación de Felipe Solá, fue consultor (McKinsey), CEO de una aerolínea (LAN Argentina) y fundó un supermercado (Eki) y una empresa láctea (Pampa Cheese).
No es su único desafío. Por motivos personales, cultivó absoluto perfil bajo desde el 10 de diciembre de 2015. Ahora, no obstante, ocupa una cartera que, por relevancia propia, lo expone inevitablemente ante el foco público. Más en su caso: se ve obligado a predicar –sobre todo, entre inversores– que su llegada al cargo no representó el sacrificio de políticas de mediano y largo plazo en el altar de la urgencia fiscal del corto. En particular, los incentivos para el desarrollo de Vaca Muerta, conflicto aún abierto al cierre de esta edición de *TRAMA*.
Razón por la cual Lopetegui estuvo en Houston junto al ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne. En un alto de esa gira, accedió a dialogar con *TRAMA*, en lo que es su primera entrevista *on the record* no sólo como secretario de Energía; también, desde que es funcionario de la Administración Macri.

Si piensa en su agenda de acá a diciembre, ¿qué lugar le asigna a cada tema que tiene en mente?
—
El mercado del petróleo está mucho más ordenado, mucho más simple. El único desafío es político: hay que mantener alineados los precios del mercado interno con lo que vale el Brent, multiplicado por el valor del dólar. En un momento como éste, de dificultad para bajar la inflación, es un desafío. Pero estamos cerca. Hoy no tenemos los desvíos que hubo en algunos momentos del año pasado (NdR: la entrevista se realizó antes de la escalada del dólar a fines de marzo). Desde noviembre, cuando se empiece a llenar un barco de *light oil* para exportar, se termina la discusión de cuánto es el *export parity*, a partir de que sobra petróleo todos los meses.

¿Cómo se determinará quién va a exportar?
—
PAE e YPF compran el 80% y no exportarán porque les conviene usar su propio petróleo. Resta el 20% que se vende a YPF y PAE, y lo que se vende a Raízen. Hoy conviene exportar todo. Si mantengo un 50/50, es por la relación que poseo con la nómina y con los clientes. No puedo dejar de venderles porque hoy me conviene exportar. Pero, dentro de dos años, cambia el tipo de cambio real y saco más del mercado interno. Siempre se hace un promedio. El problema surge si el Brent y el dólar siguen subiendo. Porque, de esa forma, retroalimentamos la inflación con el precio de la nafta.

¿Qué se puede hacer ahí?
—
Lo que hicimos. Hace un año, el impuesto dejó de ser *ad valorem*. Con lo cual establecimos un colchón. Si uno ve cuánto pesan los impuestos sobre el total del precio de la nafta o del gasoil, es bastante menor, y eso estamos bancándolo nosotros con costo final. Lo que podemos hacer es esperar que el Brent no siga subiendo. Hoy, en petróleo, no hay agenda urgente ni tema estructural por resolver. Incluso ni en el siguiente período, diría.

¿Y en gas?
—
Lo que hicimos con Bolivia fue importante. Quitamos la espada de Damocles de 7/8 millones de metros cúbicos (m^3). Nos ahorramos bastante dinero y dejamos el campo clarificado para los próximos dos años. El MEGSA (NdR: Mercado Electrónico de Gas) fue positivo, aun, con un montón de cosas por mejorar. Es



Inauguramos nuestro segundo Parque Eólico

Este año estamos invirtiendo 850 millones de dólares.

El Parque Pampa Energía II, que aportará al sistema 53 MW, forma parte de nuestro plan de crecimiento 2019.

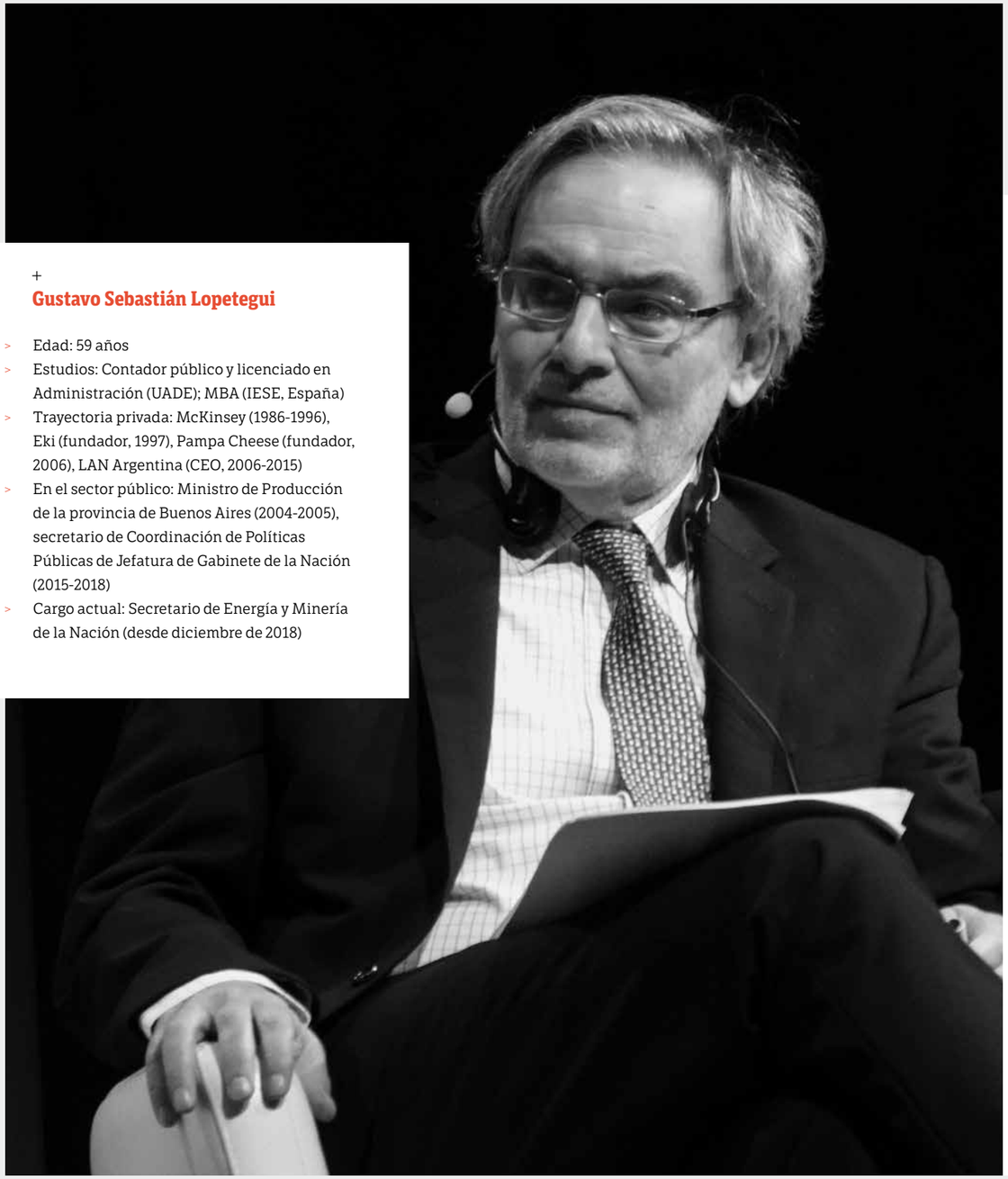
Y en mayo pondremos en marcha el tercero en Coronel Rosales.
De esta manera, sumamos otros 106 MW de energía limpia.

Con la ampliación de la Central Térmica Genelba, la exploración de nuevos yacimientos de gas y la participación en la construcción del gasoducto Vaca Muerta, este año estamos invirtiendo más de 850 millones de dólares.

Confiar, invertir, crecer.

pampaenergia.com -

Pampa energía



+

Gustavo Sebastián Lopetegui

- Edad: 59 años
- Estudios: Contador público y licenciado en Administración (UADE); MBA (IESE, España)
- Trayectoria privada: McKinsey (1986-1996), Eki (fundador, 1997), Pampa Cheese (fundador, 2006), LAN Argentina (CEO, 2006-2015)
- En el sector público: Ministro de Producción de la provincia de Buenos Aires (2004-2005), secretario de Coordinación de Políticas Públicas de Jefatura de Gabinete de la Nación (2015-2018)
- Cargo actual: Secretario de Energía y Minería de la Nación (desde diciembre de 2018)

> “
> EL ÚNICO DESAFÍO ES POLÍTICO: HAY QUE MANTENER ALINEADOS LOS PRECIOS DEL MERCADO INTERNO CON LO QUE VALE EL BRENT, MULTIPLICADO POR EL VALOR DEL DÓLAR.

probable que hagamos licitaciones mensuales. Por primera vez, estamos teniendo un precio interno que refleja las condiciones de mercado.

¿A partir de cuándo se realizarán las licitaciones?

—

Ya. Estamos pensando en empezar pronto porque el volumen que las distribuidoras presentaron no quedó contratado y, ahora, lo tienen que hacer con contrato. Hay una variedad. Algunas presentaron contratos que, junto con lo del MEGSA, cubren el 100%. Otras llegan al 70%. Entonces, se pueden hacer licitaciones para seguir completando ese volumen y que quede un marginal en el *spot* para cubrir el diferencial de temperatura.

¿Qué función jugará IEASA?

—

IEASA banca el subsidio a la Patagonia. Y eso ya es una manera contable de ordenar. La Patagonia va a pagar u$s 2 por millón de BTU. Es decir, falta un rato largo.
Entonces, Bolivia, MEGSA y cerrar la Resolución 46 fueron pasos importantes. También lo es la cuestión del gasoducto. Lo del RIG (NdR: el programa de Reemplazo de Importaciones de Gas) es un complemento que sirve y les interesará a todos los productores. Será un éxito porque es gratis para ellos. No pierden nada con presentarse, teniendo en cuenta que algún cliente te comprará por cuatro años a precio de LNG menos algo. Si hay competencia de verdad, veremos si ese «menos algo» es 1% o 10%.

Eso puede sorprender.

—

Creo que adjudicaremos los 12 millones de m³. No sé cuánto valdrá el equis. Recortamos las bases. Pusimos -2,5%; -5%; -7,5% y -10%. Ya hay un ahorro fiscal con el precio base.

EL MÉTODO MCKINSEY

Habla suave, con una voz amable pero, a la vez, contundente y segura en sus afirmaciones. Como secretario de Coordinación de Políticas Públicas, Lopetegui se ganó fama de duro. La punta más filosa del tridente que constituyó en la jefatura de Gabinete con Marcos Peña y Mario Quintana, de quien el hoy secretario de Energía fue compañero de trabajo, socio y, sobre todo, amigo. «Si se tienen que fundir, que lo hagan», cuentan que se le escuchó decir más de una vez, cada vez que algún lobby empresario advertía acerca del efecto que en determinado sector podía tener alguna medida gestada en su Excel.
No parece ser, sin embargo, la actitud con la que cruzó la calle Hipólito Yrigoyen, desde la Casa Rosada hasta su actual despacho. Hombre formado en McKinsey, a fin de cuentas, tiene la impronta de La Firma, como se identifica en Wall Street a esa consultora: planificar, coordinar, exigir resultados. Corregir y, sobre todo, escuchar. Más cuando se trata de temas que no son su *expertise*.

Hace tres meses que está en el cargo y hay algo novedoso en su forma de ejercer liderazgo: no tiene miedo de delegar. Le da lugar a un equipo. ¿Siempre fue así? ¿O lo pensó, exclusivamente, para el área energética?

—

Trabajar en equipo es lo que hice toda mi vida. Fui educado así. Una de mis fortalezas está en mi capacidad de convocar a gente buena para que trabaje conmigo. Incluso en circunstancias adversas, como ésta. Trabajo en equipo porque me parece que es la única manera de conseguir resultados. No se me ocurre otra forma de trabajar. Escucho a todos. Eso no quiere decir que les haga caso siempre. Yo recomendé a Miguel Gutiérrez para presidente de YPF. Durante 30 años fui empresario. Por ejemplo, en la industria aérea, nadie sabe mejor que yo qué hay que hacer para mejorar la productividad de la aviación. Además, no tengo ningún problema a la hora de pelear con quien sea. Lo único que defiendo es la agenda del Gobierno.

Por recomendación de sus asesores y de los actores del sector, es el primer responsable de Energía que piensa en un modelo como el que describió para las licitaciones.

—

Agregaría algo más. Asumí que muchas cosas habían sido corregidas. No hay que criticar a los que estuvieron antes. El

EN >

“
NO HAY QUE CRITICAR A LOS QUE ESTUVIERON ANTES. EL TRABAJO QUE HIZO JUAN JOSÉ ARANGUREN FUE MUY DIFÍCIL.

trabajo que hizo Juan José Aranguren fue muy difícil. Yo llegué cuando ya es posible empezar a hablar de ciertas cosas porque estamos más cerca del otro lado de la orilla. Además, siempre es fácil hablar con el diario del lunes. La Resolución 46 fue víctima de su propio éxito. Siempre se puede pensar en un esquema mejor. Seguramente, el esquema que estamos pensando, del RIG, se puede mejorar. Pero, en un principio, cumplió con su objetivo. Y todos hablan de Vaca Muerta, en parte, por la Resolución 46. Para mí, hoy, la prioridad es tener adjudicada la licitación del gasoducto antes del 31 de agosto.

El desafío es grande, sobre todo en este contexto político y económico. ¿Cuál es el *driver*? ¿El *off-taker*? ¿El financiamiento? ¿El *pool* de productores, que se tienen que poner de acuerdo?

—

Todos estamos asumiendo que será un gasoducto. Si de verdad pensamos que Vaca Muerta es lo que dice Miguel Gutiérrez (y lo dicen todos), hay que hacer el gasoducto. Con las rigideces que tiene la Argentina, veo más cercana la posibilidad de ampliar Profértil (tiene en carpeta ampliar su planta petroquímica en Bahía Blanca). Mi desafío personal es el gasoducto. No se construirá todo de una vez. Se hará una primera etapa. Porque, para llenar de gas esa primera etapa, se necesitan dos años. Y vale u$s 800 millones, de los cuales u$s 400 millones los puede aportar el Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS), de la Anses. Y, por ley, el que lo haga tiene que poner un octavo o más del total de *equity*. Por lo cual son necesarios, sí o sí, u$s 150 millones.
Si hacemos bien los deberes, el gasoducto tiene que estar adjudicado el 31 de agosto. Y, antes de las elecciones, debe empezar a construirse la primera etapa. Con una primera etapa, y la reelección de nuestro gobierno, la segunda etapa se hace sola.

En la Argentina, hay una polarización clara. Cuando habla de la importancia de la reelección, ¿no le preocupa generar una acusación, del tipo «nosotros o el abismo»?

—

En el caso de Vaca Muerta, no creo que sea el abismo. Tenemos que bajar impuestos a nivel país. Y, para eso, el sector energético es clave. Sólo podemos bajar impuestos si aumentan la recaudación y las exportaciones de gas y de petróleo.
Aunque una parte se la lleve la provincia de Neuquén –de hecho, tenemos que convencerlos para que hagan toda la infraestructura que se necesita–, todo eso bajará alícuotas. Cristina Kirchner lo dijo: «El único acierto de este gobierno fue Vaca Muerta. Si lo hubiésemos hecho nosotros, no nos íbamos».

¿El kirchnerismo seguiría lo que hacen ustedes como política de Estado?

—

Ellos no seguirán aumentando las tarifas al ritmo de la inflación. Pero aun ganando Cristina, con la bajísima probabilidad que hay, le pondrá un cerco a Vaca Muerta para que eso se siga financiando. ×

CERA**WEEK**

+
El sector eléctrico es un Frankenstein

En petróleo y gas, el sendero que transita Lopetegui parece claro. Sin embargo, todavía no lo es del todo, en materia de electricidad. «Tenemos que repensar el sector de generación eléctrica, que es un Frankenstein. No me siento cómodo con el entendimiento de ese problema. Tenemos seis meses para hacer un memo que explique cuál es el estado de la cuestión en el tema de generación eléctrica en la Argentina. Ya hay un equipo trabajando. Cuando tengamos ese memo que diga qué se hizo en los 90, qué en los 2000 y qué en los últimos cuatro años, yo me iría a buscar la mejor consultora internacional para que me diga qué hacer con eso».

JORGE SAPAG

LOS CONOCIMIENTOS TEÓRICOS SON MUY LINDOS, PERO EN NUESTRO PAÍS FUNCIONA LA TEORÍA KEYNESIANA

EL EX GOBERNADOR DE NEUQUÉN ES EL PRINCIPAL ESTRATEGA POLÍTICO DE LA PROVINCIA DONDE SE ENCUENTRA VACA MUERTA, LA GRAN APUESTA ENERGÉTICA DEL PAÍS. POSICIONADO COMO ASESOR, SAPAG REPASA LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS DE NEUQUÉN EN MATERIA DE ENERGÍA, DE LA CAÍDA DE INVERSIÓN EN 2007 A LA CONSOLIDACIÓN DE VACA MUERTA. EN EL PLANO NACIONAL, CUESTIONA LAS RECETAS ECONÓMICAS DE CAMBIEMOS Y ABOGA POR UN ACUERDO SOCIAL PARA FRENAR LA INFLACIÓN.

Por Antonella Liborio

Jorge Sapag.

ELÍAS SAPAG EMIGRÓ en 1913 desde el Líbano hasta la provincia de Neuquén, y años más tarde, en 1949, fundó Sapag Hnos. junto a su hermano Felipe. Muy pronto, la empresa proveedora de minerales empleados en las tareas de perforación de pozos de petróleo no sólo se convirtió en el principal comercio del pueblo, sino que además sus referentes participaron activamente en la organización comunitaria. Para 1961 la vocación política era evidente, y ese mismo año Elías se convirtió en uno de los fundadores del Movimiento Popular Neuquino (MPN), el partido político que ganó, desde 1962 hasta la actualidad, todas las elecciones a gobernador de la provincia de Neuquén.

Era difícil que ese potente legado familiar no impactara en Jorge Sapag. Comerciante y empresario por naturaleza, uno de los seis hijos de Elías se recibió de abogado en la Universidad Católica y se zambulló en la política neuquina. Ocupó distintos cargos provinciales y en 2007 dio el gran salto cuando se convirtió en gobernador de Neuquén. En 2011 revalidó esa posición hasta 2015.

La provincia patagónica es actualmente el epicentro hidrocarburífero del país. La roca de Vaca Muerta, la formación no convencional que genera grandes expectativas en la industria petrolera, cubre la mayor parte de su territorio. Neuquén hoy es noticia por el desarrollo de yacimientos de *shale oil* como los de YPF y de *shale gas* de Tecpetrol. Pero en 2007 la realidad era bien distinta. Vaca Muerta era apenas un sistema rocoso conocido sólo por geólogos y geofísicos. Y el *upstream* de hidrocarburos navegaba desde hace años por una corriente decreciente que destruía inversión y puestos de trabajo.

Sapag lo recordó en diálogo con *TRAMA*, que lo entrevistó en la confitería del hotel Tower en el centro de Neuquén capital.

«La producción de gas y petróleo de Neuquén caía año a año. La preocupación era que no nos pasara lo que a los pueblos mineros, que cuando se quedan sin mineral se transforman en sitios fantasma», reconoce el ex mandatario, hoy devenido en el principal estratega del Movimiento Popular Neuquino (MPN), esa máquina de ganar elecciones desde hace casi 60 años.

A tres meses de cumplir 67 años –nació el 18 de julio de 1952–, Sapag está lejos de retirarse de la política. Al contrario, aunque mantuvo un bajo perfil mediático, jugó un rol clave en el centro de comando del MPN durante la campaña que consagró la reelección de Omar Gutiérrez.

«En 2007, a los pocos días de asumir, viajé a Alberta, a una provincia hermana de Neuquén que es Calgary, en Canadá, con toda la ilusión de captar inversores para la provincia», rememora Sapag. Sin embargo, la recepción de la audiencia no fue la que había imaginado. La respuesta de los empresarios canadienses fue sincera, pero brutal. «¿Usted cree que con el petróleo fijo en u$s 42 (la Resolución 394 de la Secretaría de Energía, ideada por Guillermo Moreno, había topeado el precio interno del crudo en esa cifra), con el gas en u$s 0,80 por millón de BTU (por el congelamiento de tarifas) y con la inflación que hay en la Argentina nosotros no tenemos interés en ir? Queremos ser francos, para que gane tiempo, pero lo invitamos a ver qué está pasando con los recursos no convencionales en Norteamérica, con la roca generadora», le contestaron, según su propia reconstrucción.

¿Cómo recuerda esos primeros momentos al frente de la gobernación?

—

Teníamos que encontrar algún cambio y me imaginé, por un instante, que podía ser cierto que la roca neuquina tuviera las bondades del *shale* en EE.UU. Cuando asumí, les reclamamos inversiones a las empresas, pero su respuesta fue que con los precios que había no querían invertir. Además, en 2008 nos encontramos con 3.000 telegramas de despidos por la baja de equipos. Frente a ese escenario, encaramos la prórroga por 10 años de la Ley 17.319 de las concesiones, a fin de reactivar la inversión. Así fue como nació la Ley provincial 2615, que permitió que en octubre de 2008 se abriera un registro para que las empresas interesadas solicitaran la extensión de las concesiones. Establecimos una fórmula polinómica que tenía en cuenta las reservas P1, P2 y P3 de los campos. Además, la ley decía que había que asumir el pasivo ambiental como propio, algo que las empresas no querían. Y creamos un canon adicional del 3% sobre regalías y un extra-canon de 3% más si el precio del petróleo superaba los u$s 80. A raíz de eso, la provincia recaudó mediante los bonos de prórroga alrededor de u$s 500 millones para realizar 1.000 obras. Y también llevamos Ingresos Brutos del 2% al 3%, que es lo que marca la ley.

> “
> TANTO LA NACIÓN COMO LAS PROVINCIAS DEBEN TENER SU PROPIA AGENCIA DE ENERGÍA. TENEMOS QUE CONTRATAR A LOS QUE MÁS SABEN Y PAGARLES BIEN.

¿Qué balance realiza de las últimas elecciones en Neuquén?

—

El MPN no entró en la fractura de la grieta. La primera gran definición estratégica fue justamente bordear la grieta e ir para adelante. No hablar del tema nacional, hablar sólo de temas provinciales. Todo lo contrario ocurrió con los partidos a nivel nacional. Tomaron las elecciones de Neuquén y las metieron en la grieta. Las nacionalizaron. Pensaron que era un ejemplo para toda la república. Son definiciones que subestiman al ciudadano porque creen que hay un *joystick* que puede manejar al electorado. En nuestro caso nos encontramos con una estructura sólida y con los mejores índices sociales y económicos en la provincia. Sabíamos que la gente no se podía equivocar.

Hoy está cómodo en el papel de asesor, ¿eso se debe al desgaste que implica gobernar durante dos períodos o considera que es necesario pasarle la posta a una generación más joven?

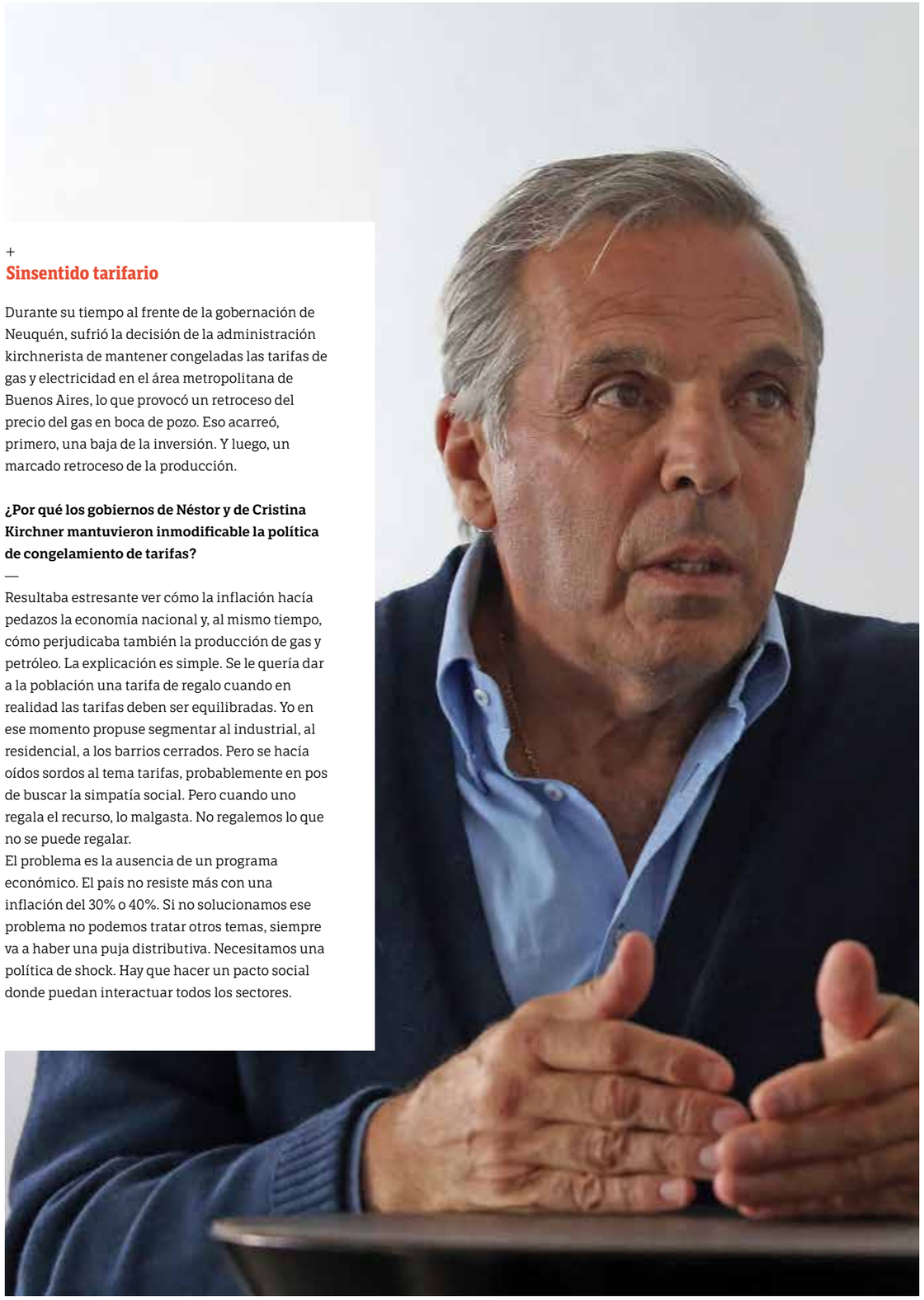
—

Hay que buscar en las nuevas generaciones a los actores y gestores capaces de tomar decisiones. Porque para gestionar en un país en crisis hay que estar con todas las neuronas encendidas. Es un trabajo que requiere mucha creatividad, mucha energía y mucho entusiasmo. No significa que lo haya perdido, pero es cierto que las nuevas generaciones deben tener la oportunidad de tomar el mando. No hay que atornillarse al poder. Un gran defecto de Argentina tiene que ver con la ausencia de equipos. Nadie crece a la sombra de un gran dirigente. Soy un buen consejero. No quiero ser candidato ni gobernador otra vez, pero me gusta que me pregunten antes de tomar una decisión importante, porque tengo experiencia y mi aporte puede ser útil para no repetir errores.

Sin embargo, en el plano nacional, la figura novedosa que oxigena la grieta es la de Roberto Lavagna, que acaba de cumplir 77 años...

—

Sí, muchas veces no tiene que ver con la edad sino con la capacidad de poder nuclear decisiones. Yo le deseo lo mejor al país. Estoy preocupado por la conducción. Tengo fe en que Argentina va a salir adelante. Repito que el secreto está en armar equipos. Con Miguel Galuccio (ex presidente de YPF) tuvimos diferencias, pero finalmente coincidimos y sacamos la Ley 27.007 para incentivar la explotación de los recursos no convencionales de Vaca Muerta, lo que permitió un gran desarrollo. Dialogando



+

Sinsentido tarifario

Durante su tiempo al frente de la gobernación de Neuquén, sufrió la decisión de la administración kirchnerista de mantener congeladas las tarifas de gas y electricidad en el área metropolitana de Buenos Aires, lo que provocó un retroceso del precio del gas en boca de pozo. Eso acarreó, primero, una baja de la inversión. Y luego, un marcado retroceso de la producción.

¿Por qué los gobiernos de Néstor y de Cristina Kirchner mantuvieron inmodificable la política de congelamiento de tarifas?

—

Resultaba estresante ver cómo la inflación hacía pedazos la economía nacional y, al mismo tiempo, cómo perjudicaba también la producción de gas y petróleo. La explicación es simple. Se le quería dar a la población una tarifa de regalo cuando en realidad las tarifas deben ser equilibradas. Yo en ese momento propuse segmentar al industrial, al residencial, a los barrios cerrados. Pero se hacía oídos sordos al tema tarifas, probablemente en pos de buscar la simpatía social. Pero cuando uno regala el recurso, lo malgasta. No regalemos lo que no se puede regalar.

El problema es la ausencia de un programa económico. El país no resiste más con una inflación del 30% o 40%. Si no solucionamos ese problema no podemos tratar otros temas, siempre va a haber una puja distributiva. Necesitamos una política de shock. Hay que hacer un pacto social donde puedan interactuar todos los sectores.

> “
> LA CRISIS SE SUPERA PRODUCIENDO E INVIRTIENDO MÁS, PERO CON ESTABILIDAD. ADEMÁS, TIENE QUE HABER GANAS DE DIALOGAR.

llegamos a buen puerto. Ojalá encontremos en estas elecciones la sabiduría popular.

¿Considera que en la Argentina tiene que existir una agencia o centro de conocimiento en el que se puedan llevar adelante discusiones sobre energía?

—

Sí. Tiene que haber un espacio de discusión científica, con gente preparada y cuerpos técnicos. Tanto la Nación como las provincias deben tener su propia agencia de energía. Tenemos que contratar a los que más saben y pagarles bien. Es fundamental entender que los recursos no convencionales necesitan una política de Estado. Porque la inversión que se genera ahí es tan o más importante que toda la ganadería y la agricultura de la Argentina. La fórmula del éxito para una familia, una empresa, un municipio o una nación es simple: conocimientos y habilidad multiplicados por actitud.

¿Cuán importante es la retroalimentación con los equipos de trabajo?

—

Es fundamental, porque uno se nutre constantemente del equipo. En EE.UU. hay gente que se dedica a investigar cómo impacta la energía en la población, en las escuelas, en las viviendas, en las rutas, en la infraestructura, en los gasoductos y los oleoductos. Es un tema central.

Ningún funcionario del gobierno planteó la posibilidad del acuerdo social. ¿El tema parece estar inhabilitado porque forma parte de un manual populista o peronista?

—

Hay mucha gente preparada en el gobierno nacional. El problema es que estudiaron en universidades que entienden la economía basada en modelos europeos y norteamericanos. Lo que ocurre es que en Argentina no podemos tomar las reglas europeas porque acá la estructura social y económica es distinta. Los conocimientos teóricos son muy lindos, pero en nuestro país funciona la teoría keynesiana. La crisis se supera produciendo e invirtiendo más, pero con estabilidad. Además, tiene que haber ganas de dialogar con aquellos que no forman parte del grupo de poder. No se puede gobernar sólo con el sector que ganó las elecciones, hay que gobernar con todos. Lo que hay que hacer es sentarse y fijar un rumbo. En ese aspecto hay que tener vocación dialoguista, si no surgen las confrontaciones en las que todos perdemos.

¿Cómo analiza el posicionamiento de YPF en los últimos años?

—

YPF es una empresa con grandes activos y poco financiamiento. Se tuvo que acelerar el proceso de búsqueda de nuevos inversores y de aumento de la producción. Creo que están haciendo una tarea profesional interesante. Y se llevan bien con la provincia. Sin duda Miguel Galuccio hizo una tarea fundacional. Veo mucha capacidad y están abiertos a recibir opiniones. Aun así, aclaro que la función de YPF se cumple pero faltan las agencias de las que hablábamos. El presidente de YPF no puede estar haciendo tareas del gobierno. Por otro lado, hay una tendencia a creer que en Neuquén y en Vaca Muerta está todo hecho, y no es así. Es un camino de ejecución. Primero se gestó y ahora estamos en la adolescencia. Necesitamos una Argentina madura que acompañe este proceso. ×

LA FUSIÓN WINTERSHALL-DEA

EL NACIMIENTO DE UN NUEVO GIGANTE PETROLERO

LA FLAMANTE WINTERSHALL DEA SE CONVERTIRÁ EN LA MAYOR PRODUCTORA INDEPENDIENTE DE PETRÓLEO Y GAS DE EUROPA Y SALDRÁ A JUGAR FUERTE APALANCADA CON UN CRÉDITO DE 6.000 MILLONES DE EUROS. CUÁLES SON SUS PLANES Y QUÉ LE ESPERA A LA ARGENTINA.

Por Fernando Krakowiak, desde Kassel

“

LA COMISIÓN EUROPEA APROBÓ LA OPERACIÓN Y SÓLO RESTA QUE LE DÉ LUZ VERDE LA AGENCIA MEXICANA DE MINERÍA, LO QUE OCURRIRÍA EN ESTE PRIMER SEMESTRE.

LA PETROLERA ALEMANA WINTERSHALL, subsidiaria del gigante químico BASF y cuarta productora de gas de la Argentina, anunció el año pasado su fusión con Deutsche Erdoel AG (DEA), firma también alemana, controlada por el grupo Letter One del ex CEO de BP, Lord John Browne. La Comisión Europea aprobó la operación y sólo resta que le dé luz verde la autoridad regulatoria mexicana, lo que ocurriría durante este primer semestre. Una vez que el cierre sea definitivo, la flamante Wintershall DEA se convertirá en la mayor productora independiente de petróleo y gas de Europa. *TRAMA* participó en marzo de la Conferencia de Prensa Anual que la compañía realiza todos los años en la ciudad de Kassel para conocer los planes de la nueva petrolera y ver qué lugar le tendrá reservado a la Argentina a partir de ahora.

Kassel es una pintoresca ciudad de 200.000 habitantes ubicada en el centro de Alemania. Es reconocida a nivel mundial por su intensa actividad artística y cultural. Cada cinco años y durante 100 días, este distrito es sede de Documenta, la exposición de arte contemporáneo más grande del mundo, evento que comenzó a organizarse a partir de 1955, cuando Alemania buscaba dejar atrás la oscuridad del nazismo. En esta ciudad vivieron también durante mucho tiempo los hermanos Grimm, quienes popularizaron relatos orales tradicionales como *La Cenicienta*, *Hansel y Gretel* y *Blancanieves*, y hoy se los recuerda a través de un museo donde se exhiben cartas, manuscritos y varias de sus pertenencias originales.

En este centro de la cultura europea es donde Wintershall tiene su cuartel general, una inmensa torre ubicada a pocas cuadras de la estación de tren Kassel-Wilhelmshöhe, donde emplea a cerca de 700 personas. Algunos de esos trabajadores hicieron guardia en la puerta del centro de exposiciones Stadthalle Kassel el día en que se realizó la Conferencia de Prensa Anual para denunciar los despidos que vendrán de la mano de la fusión con DEA.

Mario Mehren, CEO de Wintershall, no esquivó el tema y se refirió a la protesta en su discurso inaugural. «De acuerdo con la planificación actual, efectuaremos el recorte de aproximadamente 1.000 puestos de trabajo de un total de 4.200 puestos a tiempo completo que tenemos en todo el mundo: 800 en Alemania y 200 en Noruega. Por supuesto yo asumo la responsabilidad aquí: todo recorte de plantilla que sea necesario se efectuará de una manera socialmente aceptable. No será un camino sencillo. Está vinculado a decisiones que no son fáciles de tomar y contra las cuales se está protestando, como esta mañana aquí, pero estoy convencido de que es la manera adecuada. La fusión con DEA es el paso correcto en el momento oportuno», subrayó ante un auditorio de unos 50 medios de distintos países del mundo, entre los cuales estuvo *TRAMA*.

“

EL OBJETIVO ES AUMENTAR ESA PRODUCCIÓN EN OTRO 40% PARA 2023.

Mario Mehren, Martin Bachmann y Thilo Wieland.

>

Una vez que se oficialice la fusión, Wintershall DEA pasará a producir alrededor de 590.000 barriles de petróleo equivalente por día. El objetivo es aumentar esa producción en otro 40% para 2023 reforzando la cartera anterior de las dos compañías, así como nuevas regiones como México, donde DEA estaba comenzando a trabajar, y Abu Dhabi, donde Wintershall obtuvo una nueva concesión.

Para financiarse, la nueva firma dispondrá de 6.000 millones de euros aportados por un sindicato de bancos del que forman parte cinco entidades financieras estadounidenses. Mehren aclaró en la conferencia que los nombres de los bancos se mantendrán en reserva porque el acuerdo es confidencial hasta que se oficialice la fusión. Tampoco se ofrecieron detalles sobre dónde se invertirá puntualmente ese dinero, aunque se trazó un mapa de las prioridades en los principales mercados donde opera.

RUSIA

Wintershall afirmó que la campaña de perforación se completará a fines de este año en el bloque 1A de la formación Achinov del campo Urengoy, en el que Wintershall tiene una participación del 50%. El objetivo allí es que la empresa produzca junto con Gazprom alrededor de 8.000 millones de metros cúbicos de gas natural por año de 110 pozos. A su vez, Wintershall tiene una participación de 25% en los bloques 4A y 5A donde el desarrollo ya comenzó y la primera perforación debería estar lista a fines de 2020. Según Gazprom, en la meseta producirá 15.500 millones de metros cúbicos de gas natural junto con Wintershall. La firma alemana también apuesta fuerte en el campo de gas natural de Siberia Occidental Yuzhno Russkoye, donde tiene el 35%, y en el sur de Rusia, donde controla junto con Lukoil Ritek la empresa Wolgodeminoil.

NORUEGA

Después de la fusión, Wintershall DEA pasará a ser el tercer productor más grande en la plataforma continental noruega. En la actualidad produce 100.000 barriles de petróleo equivalentes por día y apuesta a consolidar una producción de más de 200.000 BOE en los próximos años. A su vez, se anticipó que invertirán 2.000 millones de euros en exploración y desarrollo entre 2017 y 2020. Entre los proyectos sobresalen el plan de desarrollo y operación de Nova, el tercer campo submarino operado por la empresa; la inversión en Aasta-Hansteen, que entró en operación en diciembre y es encabezada por Equinor; y un reciente hallazgo en la cuenca de Voring. Además, Wintershall amplió su cartera en enero de este año con la obtención de seis nuevas licencias de exploración, dos de ellas como operador.

AMÉRICA LATINA

Una de las principales apuestas de la región está en Brasil, donde la empresa adquirió siete licencias de exploración convencionales en la costa norte y sureste, cuatro de ellas como operador. En Argentina, la firma está hace más de 40 años y participa en 15 yacimientos, aunque sólo en tres es el operador, lo que hasta ahora le ha garantizado un perfil relativamente bajo. Las áreas que opera son Aguada Federal y Bandurria Norte, en la formación Vaca Muerta de Neuquén, donde se está evaluando el pasaje a desarrollo masivo, y el bloque CN5 en Mendoza, donde se perforaron dos pozos de exploración, uno de los cuales obtuvo resultados positivos. Además es socio de Total, YPF y PAE en Aguada Pichana Este y tiene inversiones en la Cuenca Marina Austral con Total y PAE, en Aguada San Roque con Total, entre otros.

La intención de la compañía es mantener sus planes de inversión originales y la fusión no alteraría ese objetivo. DEA había evaluado hace un

\+

La fusión en números

590.000
barriles de petróleo equivalentes por día, luego de la fusión en Alemania

40%
de aumento de esa producción hacia 2023

8.000
millones de m³ de gas natural por año, junto a Gazprom en Rusia

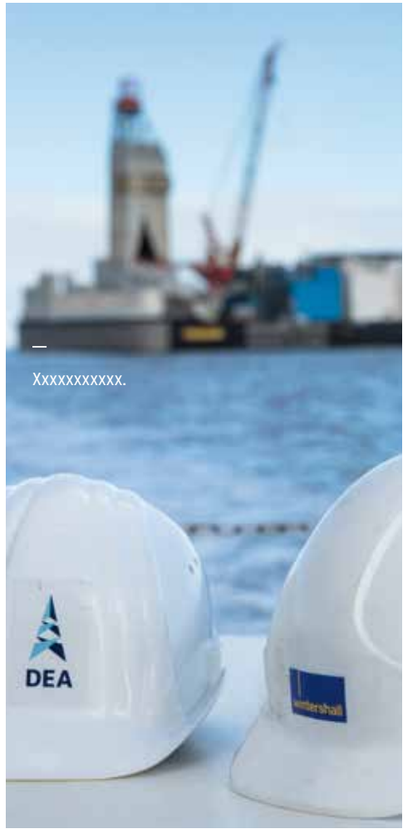
200.000
barriles de petróleo equivalentes por día, luego de la fusión en Noruega

7
licencias de exploración convencionales en Brasil

15
yacimientos en los que participa en Argentina

6
bloques de operación en México

120.000
barriles de petróleo y condensado de alta calidad, para la nueva empresa en Medio Oriente



Xxxxxxxxxx.

“

LA FUSIÓN LES PERMITIRÁ A AMBAS FIRMAS FORTALECERSE EN AMÉRICA LATINA, NORUEGA, MEDIO ORIENTE Y EL NORTE DE ÁFRICA.

par de años la posibilidad de desembarcar en la Argentina, pero ahora que se anunció la fusión esa plaza está cubierta a partir de la cartera que aporta Wintershall. No obstante, Mehren dijo que lo que sí podría ocurrir es que las inversiones en Argentina –entre u$s 600 y 700 millones por un período de tres años– se desaceleren por los recurrentes cambios regulatorios que impulsó el gobierno de Mauricio Macri en el régimen de incentivo para la producción de *shale gas*. «Si las reglas de juego no están claras en Argentina, vamos a invertir en otro lugar», sostuvo Mehren en un diálogo con periodistas argentinos.

Así como DEA desembarcará en Argentina a través de Wintershall, la fusión le permitirá a Wintershall ingresar a México, donde hasta ahora no estaba operando. En junio de 2017, un consorcio integrado por DEA en asociación con la mexicana Pemex se adjudicó el contrato por el bloque 2, en la región suroeste del Golfo de México, en el cual DEA posee el 30% de la licencia y Pemex actúa como operador. A su vez, DEA acaba de cerrar en México la compra de Sierra Oil & Gas, que incluye sus participaciones en seis bloques de exploración, incluyendo una participación de 40% en Zama, uno de los yacimientos de aguas someras más grandes del mundo. «Nos gusta México, tiene un gran potencial», sostuvo el CEO de DEA, John Browne.

NORTE DE ÁFRICA Y MEDIO ORIENTE

Wintershall tiene intereses en Libia, y DEA, en Egipto y Argelia. Por lo tanto, la nueva compañía se complementará bien en África. De todas formas, las noticias no son muy alentadoras en esa región, fundamentalmente en Libia, donde el estado de seguridad, según aclaró el propio Mehren, es «extremamente delicado y tenso». La contracara es Abu Dhabi, en Medio Oriente, donde se concentran las mayores expectativas de la empresa por fuera de los mercados donde ya está consolidada. En noviembre del año pasado adquirió una participación del 10% en la concesión de Ghasha, junto con la Compañía Nacional de Petróleo de Abu Dhabi (ADNOC). Se espera que el proyecto entregue más de 40 millones de metros cúbicos de gas natural por día a mediados de la próxima década, lo suficiente para abastecer a dos millones de hogares. Además, se estima que podrían producirse 120.000 barriles de petróleo y condensado de alta calidad. ×

Fusionamos experiencia,
innovación y tecnología,
**transformando ideas
en resultados**

Ofrecemos soluciones integrales de completación, basadas en el servicio y en la innovación, siendo la opción más eficiente de la industria. Estamos comprometidos con la Calidad, la Seguridad, el Medio Ambiente y la Mejora Continua.

www.texproil.com.ar

Texproil
A Sage Rider Company

Smart Power Generation
Centrales eléctricas híbridas
con motores flexibles y eficientes,
solar fotovoltaica y baterías.

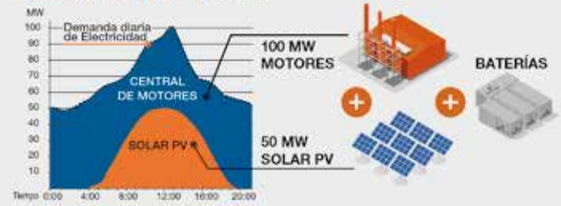
WÄRTSILÄ

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

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

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

CENTRAL ELÉCTRICA HÍBRIDA
MOTORES + SOLAR PV + BATERIAS



www.wartsila.com
Wärtsilä Argentina S.A. | Tronador 963, Ciudad de Buenos Aires | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com

ALBERTO GONZÁLEZ SANTOS

FINANCIAR INFRAESTRUCTURA PESADA CON ESTAS TASAS DE INTERÉS NO TIENE NINGÚN SENTIDO

—

EL DIRECTIVO ESPAÑOL EXPLICA EL INNOVADOR PROYECTO DE NATURGY, LA MARCA QUE REEMPLAZA A GAS BAN, QUE INCLUYÓ CAMBIOS DE ACCIONISTAS Y UNA MARCADA APUESTA POR LA TECNOLOGÍA, POR LA DIGITALIZACIÓN Y POR SUMAR 300.000 NUEVOS CLIENTES EN CINCO AÑOS. LA ECONOMÍA ARGENTINA, EL DESAFÍO DE SIEMPRE.

Por Juan Manuel Compte

—
Alberto González Santos.

ALBERTO GONZÁLEZ SANTOS tiene 53 años. Es un madrileño alto –cerca del metro noventa–, de cabello corto entrecano y lentes de montura de metal. Delgado, viste traje azul marino, camisa blanca y corbata celeste. Lleva un cuarto de siglo trabajando para lo que, después de varias fusiones y cambios de nombre a lo largo de ese tiempo, hoy es el Grupo Naturgy, la ex Gas Natural Fenosa. Pasó los últimos cinco años concentrado en los negocios regulados; en especial, la distribución de energía. Además, pasó por cuatro países, dice. Colombia, Brasil y la Argentina. Sí, cuatro; no es un error. Es que condujo la operación local entre 2013 y 2014, cargo que reasumió en septiembre del año pasado. Y los contextos de una y otra experiencia son absolutamente distintos, reconoce.

«Obviamente, veo diferencias. La institucionalidad del sector es una realidad. Hay que seguir peleando. Pero el sector está entrando en la senda de la institucionalidad», distingue. «¿Qué significa eso? Que se respeten los marcos regulatorios. Los compromisos. Eso es algo muy positivo. No hay nada peor que pueda trasladar a mis accionistas que la falta de previsibilidad. No quiero ganar 1.000 ni 50: quiero ganar lo que he dicho que quiero ganar. Eso se llama previsibilidad y es lo que me piden mis accionistas», avanza, en su diálogo con *TRAMA*.

Previsibilidad e institucionalidad van de la mano, continúa. «Y lo estoy viendo. La cadena de valor del mercado de gas se está institucionalizando, arreglando. En un contexto de una situación macroeconómica complejísima, que condiciona muchas cosas. Pero, en 2013, 2014, no teníamos contratos de gas. Hoy sí: están firmados, con cláusulas, derechos y obligaciones. Eso es bueno, para todas las partes», resume.

¿Qué es Naturgy? ¿Algo más que un cambio de nombre?

—

Es eso, pero detrás hay toda una evolución. A inicios de 2018 salió Repsol como accionista y ganaron presencia los fondos británicos: GIP, que ya estaba, y CVC, que se incorporó. También hubo cambio de CEO. Y la empresa tomó un rumbo muy acorde con la realidad global, porque es una multinacional, con presencia en 30 países. Ese nuevo rumbo tiene dos *drivers* principales: convertirse en una empresa eficiente y también sencilla. Porque a nuestros clientes tenemos que darles simplicidad. Eso consiste en utilizar toda la tecnología a nuestro alcance para facilitarles la vida. Incluso, que nuestros propios procesos se realicen de la forma más simple y eficiente. Ése es el enfoque actual.

¿Implica también una redefinición de negocios?

—

Estamos revisando cuál es el core *business* desde el punto de vista territorial. Probablemente nos concentremos en los países donde tenemos actividad relevante. Además, la energía, en este mundo, tiene que evolucionar a tres pilares: la digitalización, la relación con los clientes y los recursos renovables.

¿Cómo baja ese cambio a América latina y a la Argentina, en particular?

—

La actividad estaba atomizada en bastantes países. Hay una decisión clara de concentrarla en seis. Se dividió la región en Latam Norte (México y Panamá) y Latam Sur (Brasil, Argentina, Chile y Perú). Argentina, hoy en día, es para Naturgy el segundo mercado después de España, en número de clientes. Pero no lo es en impacto económico. Ése es un tema que tenemos siempre en el punto de mira. Produce una descompensación que no es natural. No tiene mucho sentido.

Eso es por factores exógenos, como el tipo de cambio o el valor de las tarifas. ¿Qué se puede hacer desde la empresa para cerrar esa brecha?

—

Efectivamente. Somos una empresa de servicios públicos; lo tenemos clarísimo. Nuestra obligación es explicar a las autoridades –o a quien corresponda– que esa institucionalidad y esa previsibilidad del negocio son un marco regulatorio. No queremos otra cosa. Ahí hay un trabajo que hacer. Lo hacemos día a día.

Más en nuestras manos está el ser eficientes. Por ejemplo, de 1,6 millones de clientes de gas que tenemos en Buenos Aires, sólo llegamos con factura digital a 135.000. Es un dato malo porque, cada mes, tenemos que imprimir 1,5 millones más de boletas. Otro punto de eficiencia en el que estamos trabajando, y es mucho más complejo por la realidad, es en la bancarización de nuestros clientes, que es muy baja.

También es cierto que existe una realidad: vivimos en la macroeconomía de la Argentina y sufrimos las mismas situaciones que el resto. El coste de financiación es muy alto. Como, además, nosotros somos una industria intensiva en inversiones y en capital, hay que andar con cuidado.

> “RESPONDO RÁPIDO: NO SOBRERREACCIONAR. ESPERAR UN POCO. TOMARSE 15 MINUTOS; 16, EN ALGUNOS CASOS. ENTENDER LO QUE ESTÁ SOBRE LA MESA, PROPONER Y EMPEZAR EL DIÁLOGO, EXPLICAR CÓMO TE AFECTA.

+
Naturgy, en la Argentina

3,18
millones de clientes

72.000
kilómetros de red

193
millones de euros en 2018, en EBITDA

Negocios
Distribución de Gas Natural (Naturgy BAN, Naturgy Energy, Gasnor/Gasmarket); distribución de electricidad (Energía San Juan, Edet, Ejesa/Ejedsa); transporte de gas (Gas Pacífico Argentino, GasAndes Argentina)

La facturación es en pesos, y las inversiones, en moneda dura.
—
El 40% de nuestras inversiones está ligado al dólar. Eso pega muy duro. Hay que ser muy fino y muy eficiente con las inversiones. Tenemos programas que cumplir. Pero hay que revisarlos, en el sentido de la oportunidad. Nada distinto de lo que haría en mi casa: si mi situación económica se ajusta, acomodo mis gastos y mis inversiones. Si está más suelta, tengo más posibilidad de hacer cosas. Nos toca una situación macroeconómica compleja. Con una devaluación drástica. Nos afecta a todos.

Usted volvió al país en septiembre. El peor momento.
—
Lo viví, lo viví... Las famosas diferencias diarias, que tenían un impacto severo en la compañía. Nosotros les compramos gas a los productores y se lo entregamos a nuestros clientes. Ahí se generaron diferencias por tipo de cambio que fueron alarmantes.

¿Qué decisiones clave tomó en un momento así?
—
Respondo rápido: no sobrerreaccionar. Esperar un poco. Tomarse 15 minutos; 16, en algunos casos. Entender lo que está sobre la mesa, proponer y empezar el diálogo, explicar cómo te afecta. Piensa un poco. Habla, comenta. Presenta los números claros. Nuestra industria también peca de no ser clara.

¿Por ejemplo?
—
Queremos ir a la simplicidad. Pero, desde el punto de vista de la gestión, no es un negocio simple. La regulación está ahí, tiene sus puntos. Y cualquier cosa que muevas, si no la pensaste bien, si no viste los impactos, puede ser peligroso. Recientemente, el Ministerio de Hacienda dijo que se diferirá el aumento de la tarifa al verano y que no nos preocupemos porque el Gobierno pagará los intereses que se generan por eso. Como titular, queda muy bien. Pero, cuando te pones a hacer el cálculo fino (y todavía lo estamos haciendo), no cierra. Son miles y miles de millones. ¿Por qué? Porque lo que calculas para uno, lo multiplicas por 7 u 8 millones de clientes que hay. El impacto es muy, muy alto.
Y, luego, no cierra por detalles que son tan banales como la estacionalidad argentina en el consumo de gas. Si quieres trasladar parte del volumen de invierno al verano, te encontrarás con clientes a los que la factura se les multiplicará por una cifra astronómica.

¿Cómo está el plan de inversiones?
—
La revisión tarifaria integral (RTI) estableció inversiones obligatorias para cada licenciataria desde 2017 hasta marzo de 2022. En nuestro caso, el foco fue un mix entre dispersión y renovación. Era algo que, en ese momento, tenía mucho sentido: había que recuperar los diez años perdidos. Pero, con la situación macroeconómica que nos ha tocado, lo que tiene sentido ahora es adecuar el cronograma a lo que es la realidad de hoy.
A moneda de 2016, nuestro programa integral es de $ 6.300 millones. Para 2018, teníamos comprometidos $ 2.200 millones. Y, en 2019, cerca de $ 3.100 millones. Son montos importantes. Cumplimos el primer año (2017). Y, durante el segundo, más allá de la devaluación y los impactos económicos, uno se da cuenta de que hay cosas que no son oportunas. ¿Merece la pena renovar el auto o lo llevo a una revisión integral y aguanto un poco más? En nuestro caso, si dejara de hacer esas inversiones obligatorias, habría un reflejo de reducción de tarifa. Sería un beneficio mutuo para nuestros usuarios y nosotros.

¿Qué tipo de inversiones?
—
Hay una serie de inversiones ligadas al dólar. Son equipos muy sofisticados. Lo que planteamos es si con lo que tenemos ahora y haciendo un mantenimiento exhaustivo podemos aguantar hasta que se recomponga la situación económica. Porque, además, esas inversiones no generan mano de obra. Las inversiones que quiero hacer son de extensión de red. Porque es lo que me permite captar clientes.

De los $ 6.300 millones, ¿cuánto era para extensión de red?
—
El ratio está entre 50% y 55%. Nos gustaría llegar al 80%. Hacer extensión de red tiene mucho más sentido que, por ejemplo, gastarse u$s 8 millones en un edificio nuevo. Pero la extensión de red no depende exclusivamente de nosotros. Tenemos una aspiración muy fuerte este año, de gasificar dos o tres municipios. El tema de los permisos no va todo lo rápido que quisiéramos. Y cuando se hace foco en expansión de gas en dos o tres lugares, que te llevará $ 1.200/1.500 millones, no tienes inversión alternativa. No puedes lanzar al

+
Alberto González Santos

- Edad: 53 años
- Estudios: Ingeniero Superior de Minas, con posgrado GAMP
- Trayectoria: ingresó a la hoy Naturgy en 1992. Fue *country manager* para la Argentina entre agosto de 2013 y diciembre de 2014. Luego fue director de Gas en Colombia y, posteriormente, gerente general de Naturgy en Brasil. En septiembre de 2018 retornó al país, otra vez como *country manager*

+
Montaña rusa

Madrileño, del Real. Casado, sin hijos. «Llevo cinco, seis meses. Estoy en mi proceso de aprendizaje», describe así su segundo paso por la Argentina Alberto González Santos. «Ya bebo mate. Incluso hasta de la misma bombilla. Se dice 'bombilla', ¿no? Lo que no consigo todavía es beberme los tres o cuatro primeros», cuenta. No es su única adaptación al actual entorno. «Este país es como estar metido en un cochecito de montaña rusa. Unos días me levanto con mucha ilusión y, a la media hora, se me pasa. Y otros, me levanto bajoneado y, a los diez minutos, estoy feliz. Eso, te puedo asegurar, no se vive en muchos países».

+

Montaña rusa

En febrero, Ejesa y Ejedsa, las empresas jujeñas de energía en las que participa Naturgy, inauguraron la primera central fotovoltaica autónoma, lo que convirtió a la localidad de Olaroz Chico en el primer pueblo solar de la Argentina. También con experiencia en generación eólica en España, el Grupo por ahora mira de reojo al negocio local de renovables. «La Argentina está comenzando. ¿Cuál es la dificultad? Que cuando le pides rentabilidad a un proyecto de esta envergadura, no dejas de ver la situación macro del país. Eso hace que le exijas el doble que, por ejemplo, a uno en Chile o Brasil, y el desarrollo no sea tan rápido como debiera. La tecnología existe; los costos son súper, súper bajos. Pero el problema es ése: cómo te financias y qué rentabilidad exiges», responde Alberto González Santos, *country manager* de Naturgy Argentina. Aunque, aclara, en el país este negocio no depende de él.

+

Naturgy BAN

1,6
millones de clientes

1.852,3
millones de m³ en ventas de gas en 2018

20.358,6
millones de pesos en ingresos por ventas y servicios

2.371,7
millones de pesos como resultado

mismo tiempo la consecución de 30 permisos en los 30 municipios en los que estás. Por eso, cuando pedimos adecuar el programa de inversiones, queremos decir: «Déjame invertir en lo verdaderamente importante, que es la expansión. Déjame que la acoplemos a lo largo del período. No pongas el foco en 2018 porque no llegaré».

¿Cuáles son los objetivos de expansión de red?

—

En estos cinco años, queremos conseguir 300.000 clientes más. Para eso, habíamos previsto hacer 680 kilómetros de red. Por la nueva realidad, nos vamos fácil a los 1.000 kilómetros, que es una inversión buena, porque es intensiva en mano de obra. Pero no depende exclusivamente de nosotros.

Por los permisos...

—

Debemos tenerlos. Nuestra relación con los intendentes y los responsables de obra es muy buena. Pero les vas a romper la acera, la calle, parar el tránsito, construir la instalación... Meter 250 kilómetros de red por año significa parar una ciudad. La paras. Aunque, por las características de nuestra concesión, hay zonas donde puedes hacer canalizaciones muy rápidas. Hay que ir con calma. No daré nombres, pero hubo permisos que solicitamos a mediados de 2017 y nos entraron a inicios de 2019.

¿Esas demoras alteraron las fuentes de financiamiento? Porque uno era el escenario en 2017 y otro, el de hoy.

—

La RTI contempló que un porcentaje razonable sería por financiación de terceros. Y son bancos. Bancos o cualquier instrumento financiero. Naturgy financiaría el 30% de sus inversiones en el mercado de capitales. No hace falta que diga que la visión que había en 2016 de los próximos cinco años no coincide con la actual. Hoy tenemos una tasa real en torno al 15-20%. Financiar infraestructura pesada con ese interés no tiene ningún sentido.

¿Cuándo consiguió los fondos para los proyectos que están parados, a la espera de los permisos?

—

Súper oportuna la pregunta. Cuando recibimos los permisos (uno en diciembre; el otro, en enero), yo entro en un proceso de adjudicación de obras que no es sencillo. Cada uno tiene una media de 15 o 20 ofertantes. Ya estamos adjudicando a contratistas las obras de estos municipios. Y nos tenemos que empezar a fondear porque, además, parte de esas obras van con anticipo. Es un desembolso importante, que hubo que hacer entre marzo y abril. En esa encrucijada estamos. ×

EMILIO NADRA

UNA SUBASTA DE GAS MÁS PLANA MITIGARÍA LA INCERTIDUMBRE Y BRINDARÍA CLARIDAD PARA LA INVERSIÓN

EL VP COMERCIAL DE CGC REALIZA UN PROFUNDO DIAGNÓSTICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE GAS. PROPONE REGULACIONES CLARAS QUE PERMITAN INVERTIR A LARGO PLAZO. Y TRAZA UN CONJUNTO DE IDEAS PARA CREAR UN MERCADO DE EXPORTACIÓN DE GAS PARA DESARROLLAR VACA MUERTA Y OTRAS CUENCAS. A CORTO PLAZO, UNA PROPUESTA: INSTRUMENTAR UNA SUBASTA DE GAS MÁS PLANA QUE INCLUYA NO SÓLO A LA DEMANDA RESIDENCIAL, SINO TAMBIÉN A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Por Nicolás Gandini

ECONOMISTA, recibido en la Universidad Torcuato Di Tella –con un máster en Administración y Políticas Públicas de San Andrés–, si de algo sabe Emilio Nadra, vicepresidente comercial de CGC, es de la industria del gas. La entrevista con *TRAMA*, que se concretó en el búnker de operaciones de Corporación América en Palermo, se estructuró sobre cómo recontractualizar ese mercado, un objetivo inconcluso tras casi 20 años de intervención estatal. Sin ajustes regulatorios y una discusión de fondo en torno a cómo debe funcionar la industria, advierte, será muy complejo construir un mercado de exportación a gran escala. Y sin ese puente, la oportunidad de desarrollar los campos de *shale gas* de Vaca Muerta estará comprometida.

Nadra habla con pasión. Su enfoque ofrece huellas del desarrollismo. Le preocupa la ausencia de un debate más a fondo sobre cómo garantizar que la inversión en el *upstream* de gas se mantenga a largo plazo pese a las volatilidades de la economía argentina. En esa clave, cuestiona algunas decisiones del gobierno en la materia. Y plantea algunas propuestas, como la licitación de una subasta más plana de gas para aprovechar la contra-estacionalidad entre el mercado residencial y el de generación eléctrica.

Para abrir la nota le pregunto cuánto conoce la gente acerca de lo que significa construir demanda de gas...

—

Es un buen disparador. En primer lugar, está el

“

UNA SUBASTA MÁS PLANA PUEDE AGREGAR NUEVAS PALANCAS PARA MITIGAR LAS INCERTIDUMBRES Y BRINDARLE A LA OFERTA MÁS CLARIDAD PARA DESARROLLAR PLANES DE INVERSIÓN.

desafío de construir demanda. En función de este objetivo tenemos la oportunidad de desarrollar un círculo virtuoso entre los recursos naturales, la posibilidad que ofrece el gas para construir un mercado de dimensión y los precios competitivos que este último puede generar. Tenemos dos virtudes: por un lado, el recurso, y por otro, un mercado muy desarrollado en comparación con otros países del mundo; acá la penetración del gas dentro de la matriz energética es superior al 50%. Partimos de una base muy buena.

Por otra parte, tenemos los ajustes de precios y tarifas de los primeros años de gestión del gobierno que, desde mi punto de vista, eran necesarios. La velocidad es cuestionable, pero también hay que pensar que las tarifas cargan con problemas de la historia.

Lo ideal es crear demanda, construir lugares para colocar los recursos y bajar los costos de desarrollo. Hasta ahí la teoría, pero ¿qué pasa cuando eso se traduce en el escenario real de Argentina con las volatilidades que presenta en variables clave como el tipo de cambio y la inflación?

—

Ésta es la pregunta que tenemos que contestar. Y el correlato de ese interrogante es la fuerte estacionalidad que posee la demanda doméstica. El panorama es el siguiente: hay un problema de estacionalidad muy fuerte en el consumo, que crece en el invierno por el frío. Durante el verano existen excedentes estacionales, pero luego falta mucho gas en el invierno. Entonces, la primera pregunta que debería contestar quien quiera desarrollar un programa para el sector energético es: ¿interesa abastecer eficientemente el pico?, ¿o interesa abastecer lo más eficientemente posible el pico con gas local?

Eso hoy no está claro. Cuando hablo de armar un programa de desarrollo, lo vinculo con la eficiencia a la hora de lograr un programa exportador que, a su vez, nos permita ser más eficientes en la producción de gas natural local, y eso requiere, para poder competir a nivel mundial, costos muy competitivos. Es lo que yo defino como un círculo virtuoso. Primero vamos a tener que lidiar con la demanda estacional del residencial, que es muy marcada. Existen contratos en dólares y tarifas en pesos. El marco regulatorio tiene alternativas previstas para subsanar esto. Pero ese marco se estableció en plena Ley de Convertibilidad. Deberíamos poder asegurar flujos en dólares para todas las empresas que tienen inversiones de largo plazo y, a la vez, que los usuarios puedan tener previsibilidad sobre sus tarifas. Lo importante es que exista una regla conocida por todos donde se promueva la competencia y donde gane el más eficiente.

Hoy existe una gran incertidumbre cambiaria. Muchos economistas visualizan un piso del 40% de inflación para 2019. ¿A este tipo de casos se refiere cuando habla de algún tipo de instrumento novedoso?

—

Tenemos que creer en la herramienta que estamos tratando de desarrollar. ¿Por qué, por ejemplo, circunscribir las subastas del MEGSA al residencial? Si la demanda domiciliaria tiene una fuerte estacionalidad y la demanda termoeléctrica, una fuerte contra-estacionalidad, a nadie se le escapa que una solución integradora –mirando el sistema en su conjunto– podría ser una subasta, a través de IEASA, de un bloque de gas que en invierno se destine a cubrir el consumo residencial, y en verano, la demanda de la generación termoeléctrica. Eso permite bajar la volatilidad y el riesgo. Hay referentes de la industria impulsando este tipo de cosas. Los productores veríamos un precio promedio ponderado. Debemos creer en la competencia. Si creemos que Vaca Muerta es la segunda turbina del país, si creemos que tenemos una potencialidad para ir a buscar la demanda del mundo, tenemos que ser capaces de hacer optimizaciones mínimas entre nuestra propia demanda. Podríamos licitar, por ejemplo, un paquete de 70 millones de MMm³/d de gas. Podría ser el Estado o un organizador que tenga suficiente prestigio crediticio; a través de IEASA o de Cammesa se puede armar.

¿Cómo se retoma esa discusión que hoy parece estar ausente?

—

Nosotros lo discutimos con las autoridades en la primera etapa de la gestión del gobierno, con el equipo de Juan José Aranguren, y le comentamos que esto podía ayudar en la transición. Ellos habrán entendido que no era el momento o que no estaban dadas las condiciones. Quizá tenían alguna inquietud sobre los resultados. Lo que no puede pasar es que creamos que hay un mercado en el que se asignan precios/cantidades y después pasa como en la subasta del residencial: se pacta libremente, pero al fijar el plazo de pago y el tipo de cambio, el riesgo se traslada a los productores en un 100%. Si se hubiera pactado en condiciones libres, probablemente los precios habrían sido inferiores. Ponen tantas restricciones que los precios terminan siendo superiores. Entonces, la idea del mínimo costo compatible de gas (que es lo que debería asegurar el ente regulador, según indica la ley) se pone en duda en dos aspectos: no existieron propuestas donde cada uno ofertara en condiciones libres, sino que estuvieron sujetos a una cantidad de restricciones impuestas.

Hay que preservar dos valores: el mínimo costo y la seguridad de abastecimiento. Y la señal, a la oferta, hay que darla en todo momento. La contracara de trasladar tanta incertidumbre es la menor inversión. Necesitamos creer en el proyecto de desarrollo masivo de gas de Vaca Muerta. Pero los primeros que tenemos que creer somos nosotros. Para eso se precisan ajustes regulatorios y normativos sin miedo. Creo, en lo personal, que una subasta más plana puede agregar nuevas palancas para mitigar las incertidumbres y brindarle a la oferta más claridad para desarrollar planes de inversión.

En su momento, CGC estaba evaluando la instalación de una planta flotante de licuefacción de GNL para cubrir el pico de demanda de gas. Aun así, el Estado podría decir que prefiere incentivar el desarrollo de gas local, por más que sea más caro...

—

Es totalmente legítimo, pero tiene que estar claro. Si

“

LO IMPORTANTE ES QUE EXISTA UNA REGLA CONOCIDA POR TODOS DESDE DONDE SE PROMUEVA LA COMPETENCIA Y DONDE GANE EL MÁS EFICIENTE.

+
Trayectoria

Emilio Nadra inició su carrera en el Enargas en 2002. Padre de dos hijas, fanático de la pesca en sus (escasos) ratos libres, trabajó en los equipos que hacían la revisión quinquenal de tarifas que, finalmente, nunca se realizó en 2002. "Una tarea que demandaría dos años y se interrumpió con la Ley de Emergencia Económica", refiere. En 2005 dejó el ente regulador y migró a Pan American Energy, donde fue, durante nueve años, líder de venta de gas para la petrolera. Su CV continúa con Wintershall, como gerente comercial del fluido entre 2014 y 2017. Ese año asumió la vicepresidencia comercial de Compañía General de Combustibles (CGC), empresa que, con el grupo Eurnekian como accionista, quiere jugar fuerte en el sector. En especial, por su apuesta en la Cuenca Austral, desde donde en los últimos tres años duplicó su producción de gas. Periplo curioso para alguien cuyos abuelo (Fernando) y tío (Alberto) fueron notorios referentes del Partido Comunista en la Argentina.

me dijeras que la generación eléctrica trasladó todos sus precios a los consumidores, tenemos un problema circunscripto al residencial, pero eso no sucede. Desde el Estado hay un subsidio en el sector termoeléctrico que no es explícito como debería ser y un subsidio en el sector gas que tampoco es explícito. Si somos un país con volatilidad cambiaria recurrente y queremos asegurar el mínimo costo para los usuarios, probablemente sea más eficiente traer por tres meses una planta de regasificación, ponerla en el Río de la Plata, conectar las tres centrales de generación termoeléctrica y no gastar en hacer un gasoducto que se va a usar cuatro meses por año.

¿Qué opina de la idea de construir un nuevo gasoducto y de ampliar la capacidad de transporte de la Cuenca Neuquina?

—

La creación de nueva capacidad de transporte no inventa demanda, sustituye el consumo de combustibles líquidos para el sector de generación durante algunos meses acotados. Entonces es una solución parcial que sirve y es bienvenida pero no va a resolver el problema de fondo, dado por la existencia de una demanda más pequeña de lo que necesitamos para apuntalar el desarrollo.
El desarrollo masivo de gas, mirando un mercado de exportación, va a requerir la ampliación sustancial en los sistemas de transporte. Pero en el camino debemos ser inteligentes y optimizar lo que tenemos. Los fideicomisos 1 y 2 con los que se realizaron –durante el gobierno anterior– las expansiones en los sistemas de transporte desde el norte hasta Buenos Aires y en la Cuenca Austral se hicieron mirando el sistema en su conjunto y dejaron ciertas obras remanentes que pueden ser utilizadas para optimizar lo que tenemos. Lo primero que haría es aprovechar esa oportunidad. Lo que sin lugar a dudas tenemos que hacer, juntando el problema de la estacionalidad con el del déficit de la capacidad de transporte, es promover el desarrollo de almacenamiento. CGC tiene un proyecto de almacenamiento en Santa Cruz que puede resolver 1,5 MMm³/d de gas de estacionalidad, que en el invierno llega a ser entre 3 y 4 MMm³/d de gas. Entonces, un proyecto de almacenamiento en la práctica significa producir gas en verano y consumirlo en invierno. Esto no requiere siquiera ampliar la capacidad de transporte. Está muy bien que la Secretaría de Energía abra un programa de consulta, pero lo primero que pregunto es: ¿por qué lo circunscriben a Neuquén?, ¿por qué discriminan a otras provincias, otros recursos, otras fuentes de abastecimiento?

En la industria, algunos argumentan que los grandes desarrollos de gas, como Camisea, en Perú, se destrabaron primero construyendo el gasoducto y luego creando el mercado. ¿Cree que esta lógica tiene sentido?

—

No estoy tan seguro, por la singularidad de este país. Una cosa es desarrollar Camisea en un país donde la demanda es muy pequeña y otra es impulsar un proyecto de ese tipo en Argentina, donde la demanda y la estacionalidad son muy grandes. Se consumen 120 MMm³/d en el verano y 180 en invierno, y esos 60 MMm³/d hay que resolverlos. ¿Cómo vas a desarrollar un proyecto exportador con déficit de gas local?
Me preocupa, además, que se está migrando de un esquema de contratos a un esquema *spot*, y no se puede tener al sector termoeléctrico pivoteando sobre contratos *spot*. Hoy no contamos con una mirada integradora sobre el problema. Si la propuesta es spotizar en el verano sin regla en el invierno, es difícil encontrar una oferta que pueda ser abastecida de manera voluntaria. ×

TRANSPARENCIA Y RECONTRACTUALIZACIÓN EN EL MERCADO DEL GAS

MEGSA AFIANZA SU MECANISMO DE SUBASTAS

EN APENAS UN AÑO, SE TRIPLICARON LAS ENERGÉTICAS INSCRIPTAS EN EL SISTEMA DE LICITACIONES PARA FIJAR EL PRECIO DEL GAS QUE PAGAN LOS HOGARES. DOS DE LOS PRINCIPALES DIRECTIVOS DEL MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS BRINDAN DETALLES DE LA OPERATORIA.

Por Lucas Lufrano

> “
> ES UNA MOTIVACIÓN FUERTE PORQUE SABEN QUE, SI ACUERDAN POR FUERA UN VALOR SUPERIOR AL QUE PACTAN AQUÍ, EL MERCADO DE GAS LO RECHAZARÁ EN EL *PASS THROUGH* A TARIFAS.

A FINES DE 2018 se estableció una nueva modalidad de definición de precios de gas para el segmento regulado, el sector que involucra residenciales y pequeñas industrias que reciben el gas de las distribuidoras. El sistema consiste en la realización de subastas en el Mercado Electrónico de Gas (MEGSA), una entidad dependiente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Con la participación de petroleras, gasíferas, comercializadoras y grandes usuarios, esta metodología de licitaciones presenciales se reactiva 15 años después de su diseño original en 2005. El congelamiento de tarifas había postergado su puesta en práctica. Es un mecanismo novedoso porque robustece la transparencia y la competencia del proceso de contratación de gas en el mercado local. Para adentrarse en la lógica de funcionamiento del MEGSA, *TRAMA* conversó con Daniel Núñez, gerente de Operaciones, y Eduardo Di Costanzo, director ejecutivo de MEGSA, en las oficinas de la Bolsa porteña en el microcentro.

¿Cuál es el balance de estos primeros meses de operaciones?

—

Daniel Núñez (DN): El formato de subasta comenzó en septiembre. Se había abordado tímidamente con el *spot* relanzado en mayo de 2018, pero era esporádico por la temperatura y lo estacional que caracterizan a la modalidad de *spot*. El resultado fue positivo y paulatinamente el uso del mecanismo se está incrementando. El gobierno está convencido de que es una herramienta que llegó para quedarse, si bien cuesta afirmarlo por la volatilidad que es propia de la Argentina.

Eduardo Di Costanzo (EDC): Una de las aristas más positivas es que todos los agentes de la industria empezaron a confiar en el instrumento, a aceptarlo como un hecho y como una posibilidad para competir.

¿Cuán difícil fue instalarlo?

—

DN: La operatoria de MEGSA se inició en agosto de 2005. Los acuerdos se firmaron en 2004. Fueron los primeros años de *spot* donde funcionaba diariamente hasta que en 2009 comenzó a desaparecer, cuando el precio del gas decayó tanto que rompió el mercado. Hoy enfrentamos problemáticas vinculadas a la situación económica. Si bien algunos factores se están difuminando, es complicado hablar de un mercado libre, competitivo, único y transparente cuando, en los hechos, existe un exceso de regulación.

¿Qué ventajas ofrece MEGSA como encuadramiento para que un distribuidor y un productor o un generador puedan realizar un intercambio comercial?

—

DN: La concurrencia de la oferta y la demanda en un solo punto y en un mismo momento. En la teoría, en un mercado normal, dicho escenario supone la fijación del mejor precio para el producto en ese instante. MEGSA les permite a las distribuidoras validar un precio trasladable a tarifa. Es una motivación fuerte porque saben que, si acuerdan por fuera un valor superior al que pactan aquí, el mercado de gas lo rechazará en el *pass through* a tarifas. Por otro lado, la presencia de la demanda atrae a la oferta.

“

LA INTERACCIÓN DE LA SECRETARÍA Y EL REGULADOR ES UN CAMBIO FUNDAMENTAL RESPECTO DEL GOBIERNO ANTERIOR. ANTES NO SE HABLABAN.

Hace seis meses, las productoras inscriptas en MEGSA eran pocas. ¿Hubo que reconstruir la confianza y la credibilidad en la propia herramienta?

—

DN: En marzo de 2018 había 14 agentes. Hoy, después de un año, son 43. De los 14 iniciales, sólo uno se retiró luego de que fijáramos con las autoridades nuevos requisitos relacionados con el patrimonio neto con el fin de que las empresas demuestren cierto respaldo para soportar la participación en el negocio. La intención fue evitar que entrara cualquiera con un sello de goma.

EDC: Además de los 14 primeros, muchos que hoy son agentes eran sus clientes. Al venir el cliente directo, arrastró también al otro. Hoy la mayoría de los actores están adentro. Y quien no, viene a través de un agente. En ese sentido, contamos con dos tipos. Por un lado, los de cartera propia, que compran o venden su producto para o por sí, como YPF, Cammesa o Terminal 6 del Grupo Bunge. Por el otro, los de cartera libre, que corresponden típicamente con las comercializadoras, ya que operan para sí o para terceros.

DN: De todos modos, no es mérito exclusivo de MEGSA. Parte de la actual composición descansa en algunas resoluciones adoptadas por las autoridades. Hubo una importante coincidencia de ideas entre la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas), que no se modificó tras la partida de Javier Iguacel y la llegada de Gustavo Lopetegui.

EDC: La interacción de la Secretaría y el regulador es un cambio fundamental respecto del gobierno anterior. Antes no se hablaban.

DN: Una de las decisiones establecidas por las autoridades que contribuyeron a la atracción de firmas fue la inscripción de Integración Energética Argentina SA (IEASA) y de Cammesa como compradores. La otra es un gran paquete del Enargas, en ese entonces a cargo de Carlos Casares, para incorporar a las distribuidoras. ¿Quién no querría estar para venderles? A raíz de ello apareció la oferta.

¿Cuál es su modelo a nivel global?

—

DN: Esto se practica en varios lugares. Nosotros utilizamos el modelo colombiano adaptado a la problemática argentina. Allá hay precio de los dos lados, mientras que aquí, salvo los *spots*, casi ninguna subasta lo tiene, o bien poseen uno de referencia, como en Cammesa.

¿Cuáles son los próximos pasos y objetivos en carpeta?

—

DN: En lo que respecta al elemento tecnológico de la curva de aprendizaje, afortunadamente estamos preparados gracias a nuestra inclusión en el *holding* bursátil. Nuestro proveedor de tecnología es Tecnología de Valores SA, que elabora, mantiene y explota los sistemas para el mercado de capitales y, dicho genéricamente, forma parte del mismo grupo empresario. A través de dicha compañía accedemos a centros de cómputos con la mejor tecnología, con duplicación para evitar problemas ante caídas. Lo que cambia es la programación. Estamos llevando adelante una aplicación lo suficientemente parametrizable para armar la subasta que nos soliciten, para que hoy funcione de una forma, y mañana, de otra. Por ejemplo, hicimos subastas, siempre inversas –con el precio hacia abajo–, con prioridad precio/tiempo, donde todas las partes conocían qué ofertaba el resto, aunque no estaban identificados. Es decir, conocían volumen y precio, lo cual motiva a acomodar el de uno para no quedar afuera. Y también llevamos a cabo subastas a sobre cerrado, como en un caso para IEASA, donde durante la

Daniel Núñez y Eduardo Di Costanzo.

v

+

Perfiles

Graduado en 1977 como computador científico por la Facultad de Ciencias Exactas de la Universidad de Buenos Aires, Daniel Núñez participó de un grupo que asistía a Luis Federico Leloir. «Estábamos preparados para utilizar la informática en ayuda de otras ciencias. Mis primeros trabajos se relacionaron con simular corazón y riñón en un computador», recuerda. En la Facultad de Medicina de la misma casa de estudios, imitó los tipos biológicos con los cuales el médico, bioquímico y farmacéutico argentino realizó los estudios que lo condujeron a recibir el premio Nobel de Química. «Se simulaba un corazón con ecuaciones diferenciales», ilustra. En 1993 decidió delegar aquel camino en los más jóvenes para dedicarse al armado de proyectos. Dentro de la Bolsa de Comercio elaboró varios hasta que, en 2004, le ofrecieron hacerse cargo de MEGSA: «Desde entonces comencé a aprender sobre gas, materia que desconocía absolutamente».

Por su parte, Di Costanzo es contador por la Universidad Nacional de Lomas de Zamora y trabaja en la Bolsa desde 1984. «Es toda una vida. Estuve más años adentro que afuera. Entré con 18 recién cumplidos por un primo que me presentó en una oficina. Empecé como cadete, puesto que en este gremio tiene mayor responsabilidad que en otros porque porta valores y títulos; es un liquidador. A los tres meses mi primo se fue, por lo cual quedé sin padrino», rememora. Desde 1987, el directivo se desempeñó como operador de distintas firmas. Estuvo siete años en Rodríguez-Menéndez, luego casi 20 en Corsiglia, y desde 2011 presta servicios en Arata SA. Como director ejecutivo de Operaciones de MEGSA representa al accionista principal, que es la Bolsa.

Xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx.

+
Productoras inscriptas

14
agentes
en el año 2018

43
agentes
en el año 2019

ronda todos podían presentar sus ofertas, pero sin ver las de los competidores y, una vez terminado el período, se abría y se adjudicaba al mejor precio.

En la subasta de febrero se autorizó el ingreso de un solo representante por empresa y se bloquearon los celulares.

—

EDC: Las decisiones finales las toman las autoridades y nosotros realizamos la implementación. En la reunión hubo acreditaciones para sólo uno o dos representantes por firma, control de acceso y hasta bloqueo de celulares a través de un sistema que facilitó Presidencia de la Nación.
DN: Nosotros pretendimos que el bloqueo de celulares recayera en las autoridades para deslindar responsabilidades, dado que no es nuestra especialidad; lo nuestro es la informática y el mercado. Si apareciera una persona que se pudo comunicar, sería nuestra culpa. Sucede lo mismo con el precio: no tenemos relación. En dicha ocasión bajó, pero podría haber subido. MEGSA se limita a ofrecer la herramienta tecnológica y todo lo que conlleva, como la seguridad. Debemos reconocer que el presidente de la Bolsa asumió el compromiso personal de aceptar esa logística, que podía llegar a afectar el funcionamiento del recinto. Las subastas se realizan en un horario donde no esté abierta la cotización.
EDC: Para nosotros inhibir los celulares era un problema, porque aquí son la principal herramienta de trabajo. No fue posible hablar por teléfono en el recinto en un metraje significativo alrededor de donde se ubican las computadoras utilizadas para operar.
DN: Cada organismo intervino de manera particular. Por ejemplo, el Ministerio de Modernización llevó adelante un análisis de vulnerabilidad del sistema para asegurarse de que la aplicación y los aparatos tecnológicos estuvieran a la altura de las necesidades. Por otro lado, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia entregó al Ministerio y a MEGSA un manual con condiciones a cumplir, como que los volúmenes debían contener ceros en las últimas tres cifras, o sea, que fueran múltiplos de 5.000. ¿Por qué? Para que no se identificaran mediante un número final. Todo ello se implementó en el sistema. ✖

CÓMO FUNCIONA LA PLANTA DE HYCHICO EN CHUBUT

EL PROYECTO DE HIDRÓGENO ARGENTINO QUE HACE ESCUELA EN EL MUNDO

LA FIRMA AVANZÓ CON LA CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO Y UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO LIMPIO EN COMODORO RIVADAVIA, DONDE DESDE FINES DE 2008 VIENEN TRANSITANDO LA CURVA DE APRENDIZAJE DESTINADA A REDUCIR COSTOS Y MEJORAR LA COMPETITIVIDAD PARA INSERTARSE EN EL MERCADO INTERNACIONAL.

EL HIDRÓGENO está asociado en el imaginario popular como el combustible del futuro. A modo de validación de esa inferencia extendida, Japón ya anticipó que para los Juegos Olímpicos que el año próximo tendrán lugar en Tokio todo el transporte de atletas y visitantes será con autos y buses a hidrógeno, al igual que el abastecimiento de energía, agua y calor para la villa olímpica. En continuado con ese mismo anclaje imaginario, la mayoría de los argentinos se asombraría al saber que en un páramo semidesértico de la Patagonia, en las afueras de Comodoro Rivadavia (Chubut), funciona desde hace más de 10 años una planta de producción de hidrógeno limpio que se encuentra entre las más avanzadas en su tipo a nivel mundial. Y sin embargo, para sorpresa de casi todos, es así. En ese territorio eminentemente hidrocaburífero –allí se descubrió el petróleo en 1907–, la empresa Hychico, subsidiaria de un grupo local con activos energéticos en la región, posee una planta de producción industrial de hidrógeno a partir de energías renovables. Es lo que se conoce en la jerga como hidrógeno limpio, a diferencia del producido en las refinerías de derivados del petróleo, de origen sintético.

Desde hace casi 20 años, y con un perfil muy bajo, Hychico se ubica a la vanguardia de este tema a nivel nacional. Los impulsores de la empresa comenzaron a explorar en el año 2000 la posibilidad de producir hidrógeno como vector energético, para almacenar y transportar energía, a partir de la experiencia que se venía desarrollando en Europa y tomando como base el potencial de generación renovable existente en la Argentina. Con apenas un 11% de la superficie de Santa Cruz y Chubut –explica uno de ejecutivos que está a cargo del proyecto–, se podrían instalar parques eólicos por

PY >

Proyecciones de movilidad eléctrica para 2030

2030 (*)	Vehículos a H^2 Particulares	Vehículos a H^2 Comerciales	Tn H^2
Japón	790.000	10.000	198.000
Europa	250.000	800	53.200
Corea	622.000	8.000	156.000
China	990.000	10.000	238.000
USA	109.000	11.000	65.800
Total	**2.761.000**	**39.800**	**711.400**

(*) En base a «Road Maps» internacionales

Proyectos Internacionales Eólicos – H^2

Proyecto	País	Producción de hidrógeno – Nm^3/h
Falkenhagen	Alemania	360
Prenzlau	Alemania	120
Diadema	**Argentina**	**120**
Sotavento	España	60
Isla de Ramea	Canadá	30
Basin Electric	EE.UU.	30
H^2KT	Dinamarca	12
H^2 Wales	Reino Unido	10
Utsira	Noruega	10

“

EL PARQUE EÓLICO TIENE 6,3 MW DE POTENCIA Y LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO, UNA CAPACIDAD TOTAL DE 120 NM³/H DE HIDRÓGENO Y 60 NM³/H DE OXÍGENO.

unos 540.000 MW; el equivalente a toda la potencia eólica construida en el mundo a fines de 2017.

CURVA DE APRENDIZAJE

Hychico transita la curva de aprendizaje destinada a reducir costos y mejorar la competitividad. La exportación es el objetivo último de su plan de largo plazo, que apuesta a estar en condiciones de afrontar la demanda creciente que surja a medida que crezca el parque de autos eléctricos en los países desarrollados. Países nórdicos como Noruega ya anunciaron que dentro de 10 años dejarán de utilizar vehículos particulares a combustión fósil. El hidrógeno limpio juega un papel central en esa ecuación. Por su capacidad para almacenar energía –muy superior al que ofrecen las baterías de litio utilizadas por los autos eléctricos–, la mayoría de los especialistas coincide en que el mercado de hidrógeno limpio crecerá a buen ritmo hacia 2030.
«El hidrógeno limpio competirá a futuro en el mercado automotor con las naftas, que hoy tienen un precio que oscila entre los u$s 30 y los u$s 40 por millón de BTU. El hidrógeno hoy es más caro pero, a medida que se avance con la tecnología y se bajen los costos, será más competitivo», explicaron allegados de la empresa. «Pero si queremos estar en condiciones de pelear por los mercados de exportación de Japón y los países nórdicos en 2030, tenemos que empezar a dar pasos concretos a partir de ahora con desiciones a largo plazo», advirtieron.

UNA IDEA

En 2004 se realizó una presentación en la ciudad alemana de Bonn, donde se estimó que en la Patagonia se estaba en condiciones de producir hidrógeno a escala industrial para poder exportarlo al mundo. Al poco tiempo se tomó la decisión de desarrollar un proyecto concreto. Así fue como, en 2006, se creó Hychico para generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables y producir hidrógeno y oxígeno. El primer paso fue montar el Parque Eólico Diadema de 6,3 MW de potencia, y luego se avanzó con la planta de producción de hidrógeno, que cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm^3/h de hidrógeno y 60 Nm^3/h de oxígeno. La planta se inauguró en diciembre de 2008 y está ubicada aproximadamente a 20 kilómetros de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Para poner en blanco sobre negro la situación: hoy sólo Alemania posee una planta de hidrógeno limpio en operación más grande que la de Hychico en Chubut.

TESTEAR LA TECNOLOGÍA

La prioridad inicialmente era probar la operación y no tener problemas. Por lo tanto, se importó tecnología de punta. Los electrolizadores se compraron a Hydrogenics, una firma belga-canadiense, y los aerogeneradores E-44, a la firma alemana Enercon. En los dos casos los resultados fueron óptimos.
Los electrolizadores, en funcionamiento desde 2009, no presentaron inconvenientes, y lo mismo ocurrió con los aerogeneradores que están operando desde 2011 y han tenido en sus comienzos, según información de Cammesa, la mejor disponibilidad en una zona con el mejor factor de viento. En la actualidad, el único parque eólico que está por encima en ese ranking es Manantiales Behr de YPF, que tiene un factor de carga del 60% porque la calidad del viento es óptima. El promedio del parque de Hychico ronda el 50%; también en niveles muy elevados a nivel mundial.
En un comienzo se evaluó poner tres aerogeneradores de 3 MW cada uno, pero si alguno llegaba a salir de funcionamiento se iba a perder un tercio de la generación. Por lo tanto, se decidió instalar siete equipos de 900 kW de potencia. Ahora el mismo grupo que controla Hychico está por inaugurar –a través de la firma EG Wind– un nuevo parque eólico, Diadema II, de 27,6 MW de potencia, pero en ese caso el objetivo es generar energía como negocio bajo la órbita del programa RenovAr.

SALIDA EXPORTADORA

Desde un inicio, Hychico se planteó como objetivo exportar hidrógeno, porque en la empresa tienen claro que se va a terminar instalando como vector energético y complemento de los hidrocarburos. Para eso fue que comenzaron a tejer relaciones con firmas de Alemania, Holanda y Japón en distintos congresos internacionales sobre la actividad. Mientras se llevaba adelante ese trabajo de relacionamiento, se comenzó a producir hidrógeno y mezclarlo con gas natural para alimentar un motogenerador de 1,4 MW, con el objetivo de evaluar hasta qué porcentaje de hidrógeno se podía mezclar con gas sin afectar el rendimiento energético del equipo a combustión. En ese sentido, se logró inyectar hasta un 42% de hidrógeno en la unidad de generación, con la consecuente reducción de gases contaminantes Nox. El proceso fue planteado por la empresa no como un ciclo cerrado sino como un paso previo necesario dentro del proceso de experimentación destinado a generar hidrógeno para exportar.
A su vez, se decidió vender el oxígeno a la empresa Air Liquide, que lo usa para aplicaciones industriales.

GENERACIÓN DE DIVISAS

La empresa también llevó adelante un ambicioso proyecto, para producir gas natural con hidrógeno y dióxido de carbono en un reservorio depletado de petróleo, como el que la firma tiene en Diadema. El emprendimiento fue desactivado a raíz del descubrimiento de reservas de gas en Vaca Muerta.
Otro hito importante de la empresa fue ver cómo podía vincular un electrolizador con un aerogenerador, porque el objetivo fue siempre producir y exportar hidrógeno limpio. Se buscaba que el electrolizador operara siguiendo las fluctuaciones de potencia del aerogenerador sin que se viera afectado, a fin de llevar energía has localidades sin acceso a la red electrica.
En Hychico están convencidos de que Argentina puede ser competitiva en la producción de hidrógeno, y para tratar de demostrarlo la empresa está por realizar un trabajo con un gobierno europeo para precisar cuál sería el costo de

“

JAPÓN, LOS PAÍSES DE EUROPA, COREA, CHINA Y EE.UU. ESTIMAN QUE PARA 2030 VAN A TENER 2,7 MILLONES DE AUTOS PARTICULARES ELÉCTRICOS A HIDRÓGENO.

< PY

“

HYCHICO BUSCA ESTAR EN CONDICIONES DE APROVECHAR LA CRECIENTE DEMANDA DE HIDRÓGENO QUE PROVENDRÁ DE LOS PAÍSES DESARROLADOS.

—

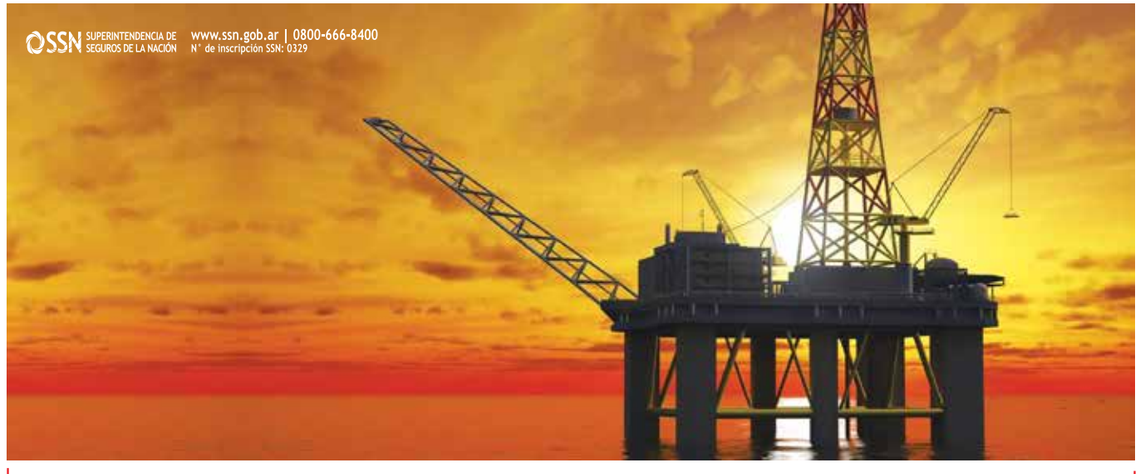
Planta de Hychico de producción de hidrógeno en Chubut.

provisión de hidrógeno limpio. Ese análisis, que incluirá también los costos logísticos y de transporte para llegar a los mercados de consumo, permitiría precisar si efectivamente se puede ser competitivo.

Japón, los países de Europa, Corea, China y EE.UU. estiman que para 2030 van a tener 2,7 millones de autos particulares eléctricos a hidrógeno y casi 40.000 vehículos comerciales a hidrógeno. Esa flota de vehículos consumiría unas 710.000 toneladas de hidrógeno por año. Algunos analistas estiman que un 40% de ese hidrógeno podría llegar a ser producido por esos mismos países. Por lo tanto, el 60% restante es una oportunidad para aquellas naciones que estén en condiciones de exportar.

Ese 60% equivale a 430.000 toneladas de hidrógeno por año. Tomando en cuenta el factor de carga de la Patagonia, se requerirían 7.000 MW para poder generar 430.000 toneladas de hidrógeno. Eso implica más o menos 1.560 aerogeneradores de 4,5 MW de potencia. Entre parques eólicos, plantas de producción de hidrógeno y plantas de licuefacción para cargar el hidrógeno en buques que mandaría el comprador, haría falta una inversión de u$s 12.000 millones tomando los costos de mercado de las plantas. Si se considera un precio de u$s 5 por kilo de hidrógeno, implicaría ingresos anuales al país por u$s 1.500 millones en concepto de exportaciones.

En Hychico apuestan a que el Estado sea capaz de generar las condiciones para que ese nivel de inversión sea posible a partir de la firma de acuerdos bilaterales con los países que demandarán hidrógeno. No reclaman subsidios ni financiamiento, sino compromisos para que el sector privado pueda desplegar esa inversión. Sólo un puente que los invite a soñar. ×



GEOPOLÍTICA Y ENERGÍA

REPRESAS DE SANTA CRUZ, LA AVANZADA CHINA EN INFRAESTRUCTURA

TRAMA RECORRIÓ LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CÓNDOR CLIFF-LA BARRANCOSA, QUE ESTARÁN EMPLAZADAS A 135 KM DE EL CALAFATE. LA CHINA GEZHOUBA ES QUIEN LIDERA EL PROYECTO, QUE ESTUVO POR SUSPENDERSE PERO AHORA AVANZA A BUEN RITMO. LOS RIBETES DISTINTIVOS DE UNA MEGAOBRA QUE PUEDE LEERSE EN CLAVE GEOPOLÍTICA.

Por Nicolás Gandini

Una panorámica de las instalaciones montadas las adyacencias de La Bararrancosa.

<

SANTA CRUZ (ENVIADO ESPECIAL). La meseta patagónica se desparrama en su amplitud más allá de la vista. El viaje desde el aeropuerto de El Calafate se extiende por más de dos horas en una combi con 10 periodistas. En el afuera, bucólico, el desierto santacruceño se pinta en tono sepia con ribetes azulados. Arriba del vehículo, los límites del terreno plomizo amarronados se pierden, con el tiempo, en un degradé con el gris oscuro de las nubes que anticipan una tormenta pasajera. Nada parece haber en el exterior más que numerosos grupos de guanacos que pasan de un lado a otro del camino de ripio. Apenas algún que otro ñandú se deja ver en el trayecto. El entorno es definitivamente agreste. La monotonía se interrumpe al mismo tiempo que el transporte, que frena en un puesto de control donde se lee un pequeño cartel con una leyenda: «Energía China, Energía Mundial». Al lado, pintada, una bandera china. Y una sigla: CGGC. China Gezhouba Group Co. Es el primer acceso para ingresar al territorio en que se están construyendo las dos represas hidroeléctricas de Santa Cruz, un proyecto emblemático del gobierno anterior que sufrió distintos avatares, pero que hoy avanza a buen ritmo.

TRAMA integró la comitiva periodística que visitó las obras de la mano de IEASA (ex Enarsa), a cargo de los trabajos de control y fiscalización del emprendimiento, que costará más de u$s 4.100 millones.

El proyecto resalta por sus rasgos únicos. No sólo por el millonario monto involucrado ni por el tipo

“

ALREDEDOR DE 700 TRABAJADORES ESTÁN ASIGNADOS A CÓNDOR CLIFF, LA OBRA MÁS GRANDE, Y OTROS 500 A LA REPRESA LA BARRANCOSA, PERO LA DEMANDA DE MANO DE OBRA CRECERÁ CUANDO SE DÉ LA CONJUNCIÓN DE LA OBRA CIVIL CON LA ELECTROMECÁNICA.

+

Condor Cliff en números

68
metros de altura máxima

1.613
metros de longitud

950
Mw en total, mediante cinco turbinas del estilo Francis de 190 Mw cada una

3.167
gigavatios por hora (Gwh) generados por año, a través de esas turbinas

de tecnología –hace más de 30 años que la Argentina no construye centrales hidroeléctricas de gran porte (terminó Yacyretá, pero hace décadas que no instala una nueva de gran calibre)– ni por su ubicación (no existen represas en Santa Cruz, una región muy alejada de los centros de consumo).
Destaca, en especial, por la nacionalidad de Gezhouba, la principal empresa involucrada. Las represas Cóndor Cliff y La Barrancosa son el primer megaproyecto de infraestructura que construye una empresa china en la Argentina. No existen antecedentes –no sólo en el sector energético sino en ningún otro rubro– de una obra de gran escala liderada por una empresa proveniente del gigante asiático. En un mundo en el que la geopolítica internacional está en jaque por la batalla comercial entre EE.UU. y China, eso dice mucho. Es, definitivamente, un proyecto disruptivo, con ribetes novedosos que inclyen, por ejemplo, la existencia de un predio propio de la Aduana (hoy repleto de maquinaria asiática) y de un comedor donde diariamente desayunan, almuerzan y cenan más de 80 operarios chinos que no están afiliados a la UOCRA ni concurren al comedor controlado por el gremio. Tienen un comedor para ellos, otra comida y otros horarios. Están acompañados por traductores porque ninguno habla español.

DESPUÉS DEL *DELAY*

Luego de varios años de incertidumbre, finalmente la construcción de las represas Cóndor Cliff y La Barrancosa sobre el río Santa Cruz comenzó a avanzar. Las máquinas que perforan el suelo a 135 kilómetros de la ciudad de El Calafafe y camionetas que van de un lado al otro por los caminos de ripio pueblan el paisaje. En abril de 2024, cuando se instale la última turbina, ambas obras estarán en condiciones de proveer energía en su máxima capacidad, equivalente al 4,5% de la oferta de energía eléctrica nacional, lo cual alcanzaría para abastecer a unas 700.000 familias.

Alrededor de 700 trabajadores están asignados a Cóndor Cliff, la obra más grande, y otros 500 a la represa La Barrancosa, pero la demanda de mano de obra crecerá cuando se dé la conjunción de la obra civil con la electromecánica. En la Villa de Cóndor Cliff, por ejemplo, se espera que en el pico de la obra lleguen a ser 2.800 empleados.
En la actualidad trabajan argentinos, chinos y unos pocos venezolanos. El régimen laboral contempla siete días trabajados de 12 horas por cada día franco. Los chinos, en cambio, trabajan seis meses y luego tienen un mes de franco en el que la mayoría opta por viajar a su país.
El proyecto para aprovechar el potencial hidroeléctrico del río Santa Cruz, que atraviesa la provincia desde el lago Argentino en la zona cordillerana hasta el océano Atlántico, fue elaborado en la década del 70 por la ex empresa estatal Agua y Energía, pero en ese momento la Patagonia estaba al margen del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y la iniciativa no prosperó.

REACTIVACIÓN

El plan recién se reactivó a mediados de la década pasada, cuando el gobierno de Néstor Kirchner avanzó con las obras para integrar el sistema eléctrico de las provincias del sur al resto del país. Así fue como, en 2006, se inauguró la línea de transmisión Choele-Choel-Puerto Madryn y, en 2008, la línea Puerto Madryn-Pico Truncado.
Con el respaldo que brindaron esas obras, a las que luego se sumó la línea de alta tensión Pico Truncado-Esperanza, el 20 de julio de 2007 el ex presidente Néstor Kirchner abrió la licitación para la construcción de las represas. En abril de 2008 se recibieron las ofertas y el 10 de octubre de ese año se realizó la apertura de sobres ya durante la presidencia de Cristina Kirchner. Sin embargo, por esos días estalló la crisis internacional con toda su fuerza y el proceso licitatorio fracasó por falta de financiamiento. Cuando la situación se estabilizó, se convocó a una segunda licitación que también

+

Especificaciones

Condor Cliff tendrá 68 metros de altura máxima, 1.613 metros de longitud y contendrá cinco turbinas del estilo Francis de 190 Mw cada una, 950 Mw en total, que generarán por año 3.167 gigavatios por hora (Gwh). Será una presa del tipo CFRD (*Concrete Face Rockfill Dam*), materiales sueltos presentes en el entorno del lugar con pantalla de hormigón. La Barrancosa, en tanto, tendrá una altura menor, de 41 metros en su punto máximo, una extensión de 2.445 metros y contará con tres turbinas del tipo Kaplan por un total de 360 Mw (120 Mw cada una), que proveerán 1.780 Gwh por año. La Barrancosa estará ubicada a 50 kilómetros de distancia al oeste de Cóndor Cliff, y cuando comiencen a funcionar se generará un lago entre ambos embalses.
La obra demandará cinco años y medio. La fecha de inauguración está estimada para septiembre de 2023 en el caso de La Barrancosa, que es más chica, y abril de 2024 para la puesta en marcha completa de Cóndor Cliff. El contrato prevé que un 23% se destina a pagar las máquinas importadas y el 77% restante se invierte en trabajo local. Las máquinas tienen un factor de rendimiento del 95,5%.

Las represas se inaugurarán a fines de 2022, según el cronograma oficial.

“

LA MONOTONÍA SE INTERRUMPE AL MISMO TIEMPO QUE EL TRANSPORTE, CON SÓLO UN PEQUEÑO CARTEL CON UNA LEYENDA: «ENERGY CHINA». AL LADO, PINTADA, UNA BANDERA CHINA. Y UNA SIGLA: CGGC. CHINA GEZHOUBA GROUP CO.

—

La inmensidad de la meseta santacruceña albergará las represas hidroeléctricas.

+

La Barrancosa en números

41
metros de altura máxima

2.445
metros de longitud

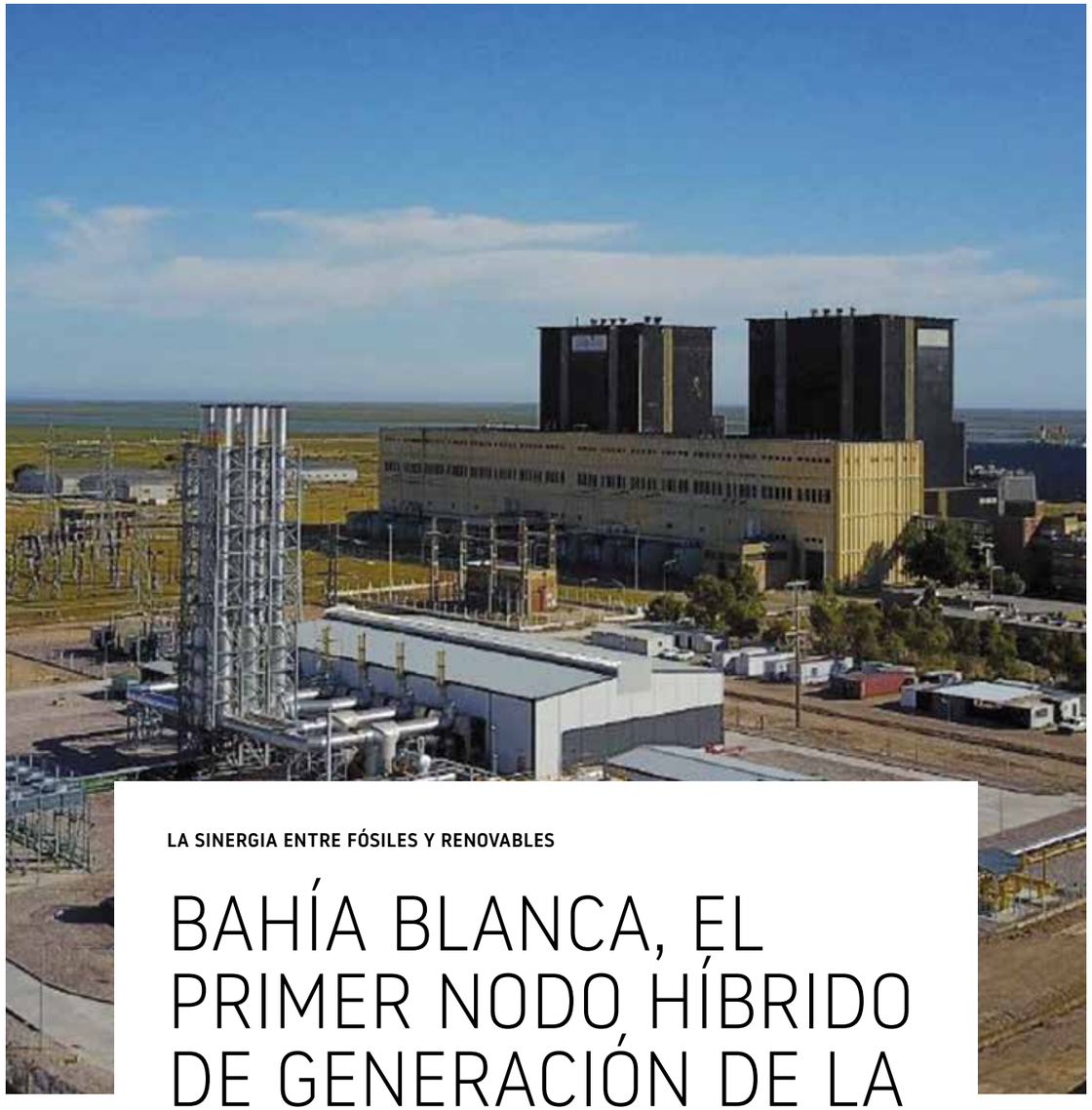
360
Mw en total, mediante tres turbinas del tipo Kaplan de 120 Mw cada una

1.780
gigavatios por hora (Gwh) generados por año, a través de esas turbinas

fracasó; recién el 21 de agosto de 2012 se abrió una tercera licitación y, un año después, la obra terminó siendo adjudicada a un consorcio integrado por la china Gezhouba (54%), Electroingeniería (36%) e Hidrocuyo (10%).
Hoy las tres firmas originales continúan, pero la crisis de Electroingeniería la forzó a reducir su participación. Los chinos controlan el 70% de la sociedad, Electroingeniería un 20% e Hidrocuyo el 10% restante.

NUEVO DISEÑO

El proyecto original contemplaba 11 turbinas en total, lo que sumaba una potencia de 1.740 megavatios e iba a permitir generar 5.246 gigavatios hora al año. Sin embargo, luego del cambio de gobierno se inició un proceso de revisión de los contratos que llevó a que el inicio de la obra estuviera paralizado durante dos años. La cantidad de turbinas se redujo a ocho y, con ese cambio, también la potencia y la energía generada. La reestructuración del proyecto contempló una baja de 2,40 metros en la altura de las represas, tal como estaban originalmente. El compromiso es que la obra no afectará los niveles del lago Argentino ni la dinámica del glaciar Perito Moreno. «El lago no sabe que vamos a hacer la presa. Se restableció el nivel de la cota, fijando nuevos mínimos y máximos del río. Tampoco se va a ver afectado el glaciar Perito Moreno porque no habrá oscilación de lago. En cuanto a la temperatura del agua, no tenemos expectativas de que la masa pueda cambiar. Y tampoco se debería ver afectada la salinidad», aseguró a *TRAMA* Fernando Zárate, director de Proyecto de IEASA.
La inversión original prevista era de u$s 4.714 millones, pero luego se redujo a u$s 4.100 millones. Se realiza una certificación mensual para pagar los trabajos y acceder al financiamiento del Banco Nación. Los organismos que realizan tareas de control son el IANIGLIA, la Secretaría de Medio Ambiente y la de Energía, el Conicet y el Instituto de Paleontología, Arqueología y Museo Feruglio, entre muchos otros. De los trabajos de control y fiscalización participa un equipo de más de 70 personas, de las cuales 25 son empleados directos de IEASA y los 45 restantes integran el personal de inspección. ×



LA SINERGIA ENTRE FÓSILES Y RENOVABLES

BAHÍA BLANCA, EL PRIMER NODO HÍBRIDO DE GENERACIÓN DE LA ARGENTINA

LA CENTRAL TÉRMICA INGENIERO WHITE DE PAMPA ENERGÍA FUNCIONA COMO *BACK UP* PARA MODULAR LA INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS DE LA REGIÓN. FLEXIBILIDAD Y RÁPIDA VELOCIDAD DE RESPUESTA, LAS CLAVES DE LAS PLANTAS TÉRMICAS DEL FUTURO.

Por Roberto Bellato

> “
> EN UN ARRANQUE RÁPIDO SE TARDA CINCO MINUTOS PARA COMENZAR LA ENTREGA DE ENTRE 3.000 Y 4.000 KILOWATTS.

EN BAHÍA BLANCA se está terminando de configurar el primer nodo de despacho híbrido de energía de la Argentina. ¿En qué consiste? En los alrededores de la localidad emplazada al sur de la provincia de Buenos Aires se lanzó en los últimos dos años la construcción de varios parques eólicos. Pampa Energía, que encabeza el ranking de generadoras eléctricas en el mercado local, hizo punta en esa tendencia. La compañía ya inauguró dos parques eólicos –Pampa II, en marzo de este año, y otro bautizado Mario Cebreiro, el año pasado– y está lanzado a la instalación de un tercero.

En total, el *holding* que encabeza Marcelo Mindlin contempla la instalación en la región de potencia renovable por 206 megawatts (Mw). Lo interesante es que, al mismo tiempo que apostó un pleno por las fuentes limpias de producción de energía, Pampa invirtió en la construcción de una central térmica equipada con motores Wärtsilä, muy cerca del puerto de Bahía Blanca.

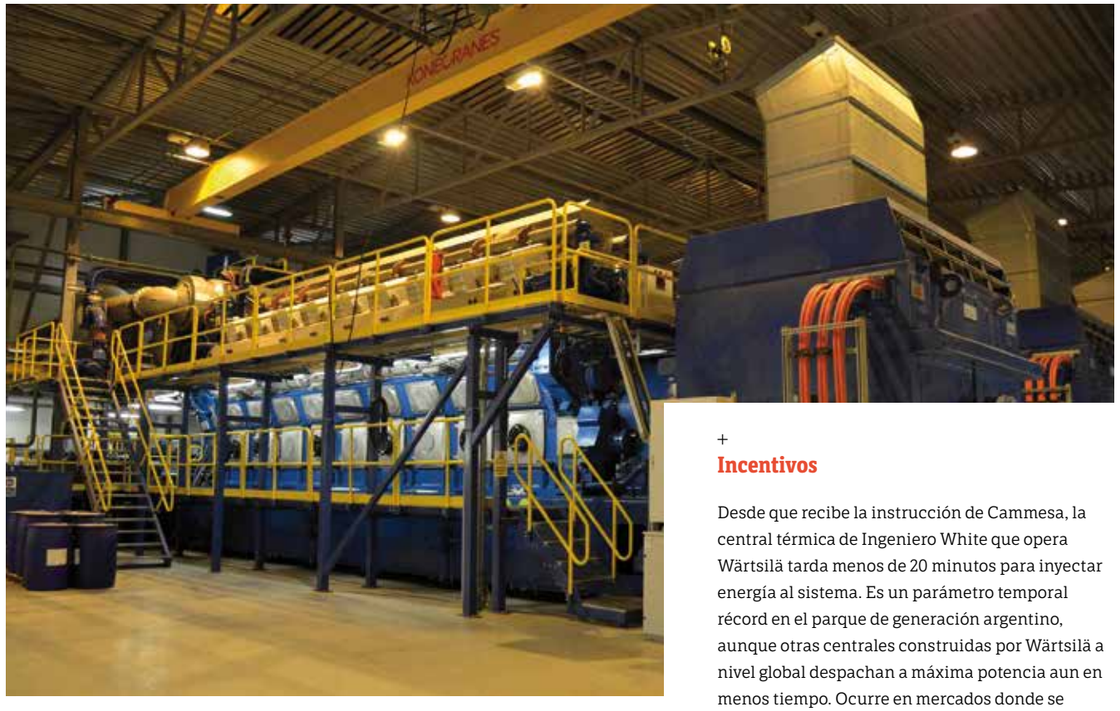
Lo que parece una contradicción, está lejos de serlo. Al contrario, forma parte de una planificación a largo plazo. Es que la antinomia «combustibles fósiles *vs.* renovables» tiene sentido sólo en el plano testimonial o en la discusión entre fanáticos. En la práctica, las plantas termoeléctricas de última generación funcionan como *back up* para contrarrestar la intermitencia de las energías renovables. Así funcionan los nodos híbridos a nivel mundial. Cuando no hay viento o sol, se despacha energía generada con gas u otros derivados del petróleo. Eso es lo que permite analizar la operación del nodo de Bahía Blanca, que incipientemente se posiciona como un *hub* tecnológico de energías renovables moduladas por termoeléctricas súper modernas.

DE RÁPIDO ARRANQUE

La central térmica Ingeniero White, propiedad de Pampa, ingresó en despacho a fines de 2017. La planta está montada en un predio lindero a la central Piedra Buena, que lleva décadas en operación. El trayecto desde el aeroparque está poblado de grandes molinos eólicos a la vera de la ruta 3. Toda una postal del momento energético que atraviesa Bahía Blanca.

En apenas 11 meses de 2017, la empresa finlandesa Wärtsilä, uno de los grandes fabricantes de tecnologías de generación del planeta, montó desde cero seis motores de tipo 18V50DF de 16,5 Mw cada uno. La potencia instalada asciende a los 100 Mw. La compañía nórdica también está a cargo de la operación y el mantenimiento.

La complementariedad con las energías renovables obligó a los fabricantes a optimizar un factor, el temporal, que hasta ahora no era considerado prioritario en el universo termoeléctrico. Para poder cubrir la intermitencia de un parque eólico o fotovoltaico, las centrales térmicas del futuro deberán ser capaces de ingresar muy rápido en operación. Allí reside una de las fortalezas de Wärtsilä, cuya tecnología tiene la capacidad de alcanzar el 100% de carga desde la señal de arranque, en un lapso menor a los 15 minutos, dependiendo de la configuración de la planta y del requerimiento del mercado. Este lapso podría ser aún menor, es decir, de menos de cinco minutos configurando los auxiliares adecuados. No por nada la central de Ingeniero White de Pampa comparte con su gemela de Pilar (sus plantas son prácticamente idénticas) el beneplácito de ser consideradas entre las centrales más veloces del sistema eléctrico argentino. «En un arranque rápido se tarda cinco minutos para comenzar la entrega de entre 3.000 y 4.000 kilowatts», afirma a *TRAMA* Dardo Caviglia, gerente técnico de Wärtsilä en la central Ingeniero White. Ambas plantas cuentan con la configuración estándar de Wärtsilä, que les permite tomar el 100% de la carga en 15 minutos. En general, los arranques rápidos no se practican frecuentemente en el mercado, ya que los contratos no cuentan con un incentivo



+
Incentivos

Desde que recibe la instrucción de Cammesa, la central térmica de Ingeniero White que opera Wärtsilä tarda menos de 20 minutos para inyectar energía al sistema. Es un parámetro temporal récord en el parque de generación argentino, aunque otras centrales construidas por Wärtsilä a nivel global despachan a máxima potencia aun en menos tiempo. Ocurre en mercados donde se aplican incentivos de precios que benefician a los generadores que arrancan sus plantas en el menor plazo posible. En EE.UU., por ejemplo, Wärtsilä opera unidades similares a las de Pilar, que sólo consumen gas y son capaces de arrancar y tomar el 100% de la carga en cinco minutos. Los incentivos económicos impulsan a que los generadores configuren sus plantas e instruyan a sus equipos de trabajo para lograr los mejores tiempos.

económico que lleve a los generadores a aplicarlos. Éste será un beneficio que se comenzará a notar cuando crezca aún más la participación de renovables en la matriz.

EN AUMENTO

«A medida que el parque eólico de la región crezca, el régimen de paradas y arranques será más intenso», aventura. El régimen de entrada y salida de servicio varía con intensidad a lo largo del año, con períodos con dos o tres paradas y arranques por día, que incluyen cambios de combustible. Allí radica otra de las bondades de los motores, que pueden operar con gas y *fuel oil*, más el gasoil como combustible de respaldo y sistema de seguridad. En un mismo día, es factible que Cammesa demande gas y luego *fuel oil*. El pasaje consume apenas entre 30 y 45 minutos. Las térmicas de mayor antigüedad que queman combustibles líquidos pueden demorar hasta cinco horas en el mismo proceso.
«De *fuel* a gas tarda un poco más. El circuito del primero debe reemplazarse completamente con gasoil, sin dejar restos. En el ciclo Otto con gas, la operación es más sensible a perturbaciones. Si se produce una disrupción en la calidad o si pierde el control, el sistema instantáneamente *switchea* a gasoil para no perder la generación. Luego se le indica que regrese a gas», explica Caviglia.
A diferencia de una central equipada con turbinas, en la que cada arranque se ve penalizado con horas equivalentes de operación que se traducen en mayores costos de mantenimiento, la tecnología Wärtsilä no registra costos adicionales por la multiplicidad de arranques y paradas, como tampoco por el despacho con combustible líquido. Es un síntoma de robustez en un sistema eléctrico que demandará cada vez más flexibilidad y dinamismo a medida que ingresen en operación los parques de energías renovables.

DESPACHO INTEGRAL

Caviglia coordina el despacho con su equipo de Operaciones y Mantenimiento, respectivamente. «Por las mañanas, nos reunimos media hora para tratar cuestiones ambientales, de recursos humanos y los hitos del día. Si bien hay una previsión del despacho, funciona como expresión de deseo. Tengo la esperanza de que, a medida que afinen las matrices de cálculo, Cammesa defina una programación semanal», expresa.
El área de Despacho de la compañía administradora del mercado mayorista se comunica con la gerencia de Pampa Energía, que, a su vez, transmite el mensaje a la gerencia de Operaciones de Ingeniero White. El directivo de Wärtsilä precisó que, además, existe un diálogo permanente con el jefe de turno de la central Piedra Buena y con la gerencia de los parques eólicos. Eso permite conocer inmediatamente vicisitudes que pueden afectar el nodo, como la ausencia de viento que demandará mayor generación de la planta, e intercambiar recursos. Es decir, se planifica integralmente como si funcionara a manera de un nodo híbrido de generación eléctrica.

MODULAR

El diseño modular de la central –que es operada por apenas 18 personas distribuidas en seis turnos de tres personas cada uno (un supervisor y dos operadores)– abre un abanico de oportunidades para dosificar el despacho. Esa versatilidad hace que la cantidad de motores activos pueda modificarse de un momento a otro sin afectar el rendimiento. «Cuando empezamos a generar, experimentamos una condición estable, funcionando al tope de la generación o nada. Hace unos días, sin embargo, [la transportista] Transba nos acercó la primera solicitud incompleta. Durante casi toda la jornada operaron únicamente cuatro máquinas al 100%, entregando 65 Mw al MEM. Sobre el final de la tarde requirieron las máquinas complementarias para cubrir el pico de demanda nocturno hasta las 22, cuando finalizó al servicio», relata el directivo, de profesión ingeniero eléctrico con pasado en la petroquímica Dow. ×

+
Ingeniero White en números

6
motores de tipo 18V50DF de 16,5 Mw cada uno

+100
Mw de potencia instalada

100%
de la carga tomada en 15 minutos, gracias a la configuración estándar de Wärtsilä

18
personas distribuidas en seis turnos de tres personas cada uno

Francisco Suárez.

FRANCISCO SUÁREZ

EL REJUVENECER DE QUINTANA

EL CEO DE QUINTANA WELLPRO, UNA DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS DE SERVICIOS DE TORRES, PUSO EN MARCHA UN PLAN DE RENOVACIÓN DE LA COMPAÑÍA CON EL OBJETIVO DE MEJORAR LA CAPACIDAD DEL PERSONAL Y REPOSICIONARSE EN EL MERCADO DEL *SHALE*.

“

UNO DE LOS PLANES FUE ACHATAR LA ESTRUCTURA GERENCIAL Y LA PUSIMOS LO MÁS CERCA POSIBLE DEL CAMPO.

QUINTANA WELLPRO, una empresa estadounidense que brinda servicios de torres, lleva más de 30 años en Argentina. Sin embargo, en 2016, desde la casa matriz se tomó la decisión de reposicionar la compañía frente a los desafíos que plantea el desarrollo de los no convencionales en nuestro país. Para tal fin, la empresa contrató como CEO a Francisco Suárez, un ingeniero colombiano de vasta trayectoria internacional en empresas de servicio y que ya había trabajado en Argentina en tres oportunidades. Instalado nuevamente en el país, Suárez puso en marcha el plan denominado «Quintana 2019», basado en tres objetivos: mejorar la calidad y la seguridad en las operaciones, maximizar el talento del personal y obtener una mayor participación en el mercado local. A tres años de la puesta en marcha de aquel plan, los resultados están a la vista: la compañía llevó adelante una profunda renovación de su estructura gerencial, redujo en un 86% la siniestralidad de sus trabajadores y cerró contrato con operadores de peso como YPF, Shell, Exxon y Wintershall. «Cada día que empieza, nuestro desafío es ser mejores de lo que fuimos ayer. Queremos ser la mejor empresa en términos de calidad de servicios, de seriedad en los negocios, de seguridad; ser buenos empleadores y una buena empresa en la sociedad en la que nos movemos. En definitiva, ser un ejemplo de compañía seria», explica Suárez a *TRAMA*.

¿Cuáles fueron los pasos que dieron para cumplir los objetivos que se plantearon hace tres años?

—

Uno de los planes fue achatar la estructura gerencial y la pusimos lo más cerca posible del campo. Establecimos esquemas de visitas de todos los gerentes, independientemente de la función que tuvieran dentro de la empresa. Otra iniciativa fue implementar estrategias de desarrollo de talentos. Creamos nuestra propia escuela de control de pozos, a la que denominamos Escuela Quintana, y que brinda capacitación técnica a todos nuestros operarios. En 2017 seleccionamos a las 18 personas que, a nuestro juicio, tenían mayor potencial de desarrollo en distintos niveles de la compañía. Nos asociamos con AON Hewitt, una empresa multinacional que se encarga de capacitaciones y con la cual pusimos en marcha un programa de desarrollo de talento, liderazgo y gerencia. Al año siguiente hicimos algo parecido pero con 80 personas, entre las que había jefes de equipos, supervisores de campo, de ingeniería y de mantenimiento. Ideamos estos programas no sólo con la intención de capacitarlos técnicamente. Queríamos crear líderes que estuvieran capacitados para tomar decisiones en momentos difíciles y en línea con nuestros valores corporativos de integridad y honestidad.

¿Cuál fue la estrategia para ganar participación en el mercado?

—

Empezamos a visitar y proponer proyectos para diferentes clientes. Hoy estamos trabajando con las operadoras más importantes de la Argentina: YPF, Shell, Exxon, Wintershall, Total, CGC, Roch. Los ejecutivos de estas empresas han ido a nuestras bases y les mostramos nuestros sistemas de mantenimiento. Les hemos manifestado que queremos hacer las cosas bien y tener estándares altos. Eso les ha gustado a nuestros clientes.

Sabemos que somos una empresa chica, pero nos medimos con estándares globales como lo hacen compañías internacionales del nivel de Halliburton, Schlumberger o Baker. Nos tratamos de medir con varas altas para poder mejorar.

Otra de las innovaciones que trajo la nueva gestión fue potenciar el Código de Ética de la compañía e implementar la «línea ética», una *hotline* en la que cualquier persona de manera anónima puede denunciar malos hábitos en la compañía. «Para esta línea ética contratamos una empresa llamada KPMG, que se encarga de recibir todas las denuncias. Las clasifica y aquellas que considera sustanciales las eleva al Comité de Ética, que integramos diferentes personas de la compañía. Desde el Comité establecemos un proceso, ponemos un investigador y le damos curso a la denuncia. Esto le ha brindado mucha transparencia a la compañía. Porque es una señal clara de que, si alguien está haciendo algo mal, tenga el rango que sea, puede ser denunciado por un subalterno.

¿Qué tipo de sanciones han establecido a través del Comité?

—

Desde suspensiones hasta despidos (esto último, por ejemplo, en el área de seguridad). Nosotros damos todas las herramientas que la persona necesita tanto en el entrenamiento como en el apoyo. También comunicamos nuestras expectativas en cuanto a seguridad. Cuando la persona, conociendo todo eso, decide no responder a los procedimientos de seguridad y comete un accidente, es una violación seria de la política de la empresa. A la gente que pone en riesgo su vida y la de sus compañeros decidimos tenerla afuera de la compañía. Es preferible eso, aunque sea doloroso, antes de que muera o mate a otra persona porque no fuimos lo suficientemente estrictos.

¿Descendieron las tasas de siniestralidad con este sistema?

—

Afortunadamente sí. Todavía no estamos satisfechos con lo conseguido, pero sí hemos tenido una reducción del 86% en los últimos tres años. El 31 de diciembre de 2016 nos medimos y dijimos: éste es el nivel de accidentalidad que tenemos y nos pusimos objetivos. La meta a fin de 2017 fue mejorar un 30% los índices. Y lo hicimos. De 2017 a 2018 lo mismo, y también lo hicimos. En la estadística mundial, queremos ubicarnos en los mismos niveles que una empresa líder. Estamos cerca, pero todavía nos falta un poco.

Quintana cuenta con 24 equipos en el país, repartidos en campos de Neuquén, Mendoza y Santa Cruz. Actualmente está utilizando el 75% de sus torres y la intención es modernizar y ampliar la flota. «Queremos comprar equipos de última

+

Quintana Wellpro en números

+30
años en Argentina

24
equipos en el país, repartidos en Neuquén, Mendoza y Santa Cruz

75%
de utilización de las torres en la actualidad

“ESTAMOS EN UN AÑO ELECTORAL Y LA EXPECTATIVA DEL SECTOR ES QUE LA INDUSTRIA PETROLERA SE MANTENGA CON LOS MISMOS DERROTEROS DE ATRACTIVO PARA LOS INVERSIONISTAS.

generación porque el mercado los está demandando para el desarrollo del *shale*. Pero antes de hacer la inversión, queremos saber cuáles son los requerimientos generales de los clientes y así definir qué equipos cumplen con la mayor parte de los estándares. Es lo que nosotros llamamos los estándares de Vaca Muerta. El *shale* ha traído una serie de requerimientos que antes no había en la Argentina y las compañías se están acomodando.

A partir de su experiencia en EE.UU., ¿qué comparación puede hacer con el desarrollo de los no convencionales en la Argentina?

—

Hay un conjunto de diferencias en el proceso que se está dando en ambos países. Por ejemplo, allá hay muchísimas más empresas de servicios en comparación con Argentina. En un campo de *shale*, el tamaño de las áreas es mucho menor, pero hay muchísimas empresas trabajando. Puede haber pequeñas compañías que conviven con otras gigantes. Acá las áreas son muchísimo más grandes y las compañías, muchas menos. Son dinámicas diferentes.

¿Esas diferencias con respecto a la cantidad de empresas que operan por área hacen que los costos sean más altos que en EE.UU.?

—

Exactamente. A pesar de que se ha ganado bastante terreno en los costos totales de perforación en Vaca Muerta, un mayor volumen de compañías de servicios, de infraestructura y de compañías operadoras hace que el mercado sea mucho más dinámico. La ley de la oferta y la demanda hace que los precios sean más bajos. En cuanto a los equipos de fractura, en Argentina todavía hay grandes necesidades. Lo mismo sucede con el gerenciamiento de la arena, pero creo que con el tiempo eso se va a normalizar. Lo importante es que Argentina sea competitiva en el producto final, que es el gas a ser exportado. En esa ecuación hay varios actores. Por empezar, está la calidad del yacimiento (la de acá es una de las mejores del mundo). Segundo, la capacidad de los servicios. Tercero, la infraestructura. Luego, el marco regulatorio, la estabilidad de los contratos y las reglas de juego.

De esos cuatro aspectos, ¿en cuál cree que Argentina está más débil?

—

Lo que se escucha con más frecuencia es que se necesita una mayor consistencia en las reglas de juego. Estamos en un año electoral y la expectativa del sector es que la industria petrolera se mantenga con los mismos derroteros de atractivo para los inversionistas, más allá de cuál sea el próximo gobierno. Eso es sumamente importante. Una compañía que vaya a hacer un programa de 15 o 20 años debe tener la certeza de que esa inversión se va a recuperar con el tiempo. ×

NORDEX

acciona Windpower

TECNOLOGÍA PUNTA HASTA 4,8 MW

Benefíciese de la fuerza de un líder mundial en energía eólica y su compromiso de reducir el costo de la energía.

Ofrecemos una tecnología versátil para un rendimiento óptimo:

- Desde 1,5 MW hasta 4,8 MW de potencia nominal
- Torres de acero u hormigón con alturas de buje de entre 84 y 137,5 metros
- Diámetros de rotor desde 116 hasta 149 metros
- Más de 4,5 GW contratados en Latinoamérica

›› Más información: www.nordex-online.com
›› Contacto: SalesLatam@nordex-online.com

—
Antonio Monteiro Román.

ANTONIO MONTEIRO ROMÁN

TODOS LOS CAMPAMENTOS EN LUGARES REMOTOS DEBEN TENER CONFORT

—

EL GERENTE DE MODULAR HOME, EMPRESA DEDICADA A LA FABRICACIÓN DE CAMPAMENTOS PETROLEROS, MINEROS Y DE INFRAESTRUCTURA, NO SÓLO CONSTRUYE LOS MÓDULOS SINO QUE TAMBIÉN GARANTIZA LA INSTALACIÓN DE REDES DE SERVICIOS.

Por Pablo Galand

EN EL AMPLIO GALPÓN que Modular Home posee en Luis Guillón, todo es hiperactividad. Chirridos de la máquina de cortar acero, ruidos de martillazos y fogonazos de soldaduras conforman la escenografía. En el medio del establecimiento, la línea de producción. Como en las fábricas de automóviles, sobre dos vías se deslizan los módulos en los que operan los obreros y que al final del camino quedarán convertidos en las viviendas que alojarán a los empleados de petroleras, mineras y constructoras que trabajan en los lugares más inhóspitos de la Argentina. Desde hace más de 40 años, Modular Home se dedica a la construcción modular. «Somos los únicos en hacer campamentos llave en mano para empresas mineras, petroleras y de infraestructura. Es decir que, además de proveer los edificios, instalamos las redes de los servicios, de tratamiento y los generadores de electricidad. De manera que, cuando nosotros terminamos la obra, el cliente puede disponer de un campamento funcionando para miles de personas», asegura a *TRAMA* Antonio Monteiro Román, socio gerente de la compañía. Modular Home ha llegado a hacer verdaderas ciudades. Por ejemplo, en Pascua-Lama construyó un campamento para 8.400 personas y en Potasio Colorado, otro para 4.000 habitantes. Además de la planta de Luis Guillón, Modular Home cuenta con otro establecimiento industrial en San Juan y tiene una capacidad de producción de cuatro módulos diarios.

¿Qué tipo de campamentos son los que ustedes ofrecen a la industria?

—

Hay dos tipos de campamentos. Por un lado, está el llamado campamento de construcción, que es el que utilizan los operarios o empresas constructoras

“

LA CALIDAD Y LA DURACIÓN DE NUESTROS CAMPAMENTOS HACE QUE TENGAMOS EN ESTE MOMENTO EL 100% DE LOS PROYECTOS DE LITIO EN ARGENTINA.

mientras se construye la obra. Y por otro, están los campamentos definitivos, que es donde habitan las personas que trabajan en una actividad petrolera o minera. En la práctica, quedan los dos campamentos. Porque en general el que fue de construcción lo utilizan los nuevos contratistas que siempre tienen las empresas.

¿Cómo es el proceso desde que ustedes ganan la adjudicación hasta que entregan las unidades del campamento?

—

Cuando el cliente acude a nosotros, ya tiene hecho el estudio ambiental de dónde va a instalar el campamento. Nosotros participamos para adaptarlo a nuestro sistema, ya sea por el tipo de construcción o por las dimensiones. Generalmente los campamentos constan de alojamientos, oficinas, comedores y lugares de entretenimiento. Además hacemos las instalaciones completas de todo lo que tiene que ver con cloacas, agua, plantas de tratamiento de afluentes o instalación de generadores.

¿Cuánto tiempo puede demorar la entrega de las unidades?

—

Depende de las dimensiones de la obra. Por ejemplo, entre los años 2010 y 2014, cuando se dieron los mayores proyectos de minería, hicimos una obra en Pascua-Lama que nos llevó tres años. Fue un campamento para 8.000 personas. Paralelamente, estábamos construyendo en Potasio Río Colorado –que era un emprendimiento de la empresa Vale– un campamento para casi 4.000 personas. Contemporáneo a esos dos, construimos para la mina Cerro Negro de Santa Cruz. Ahí hicimos 23 edificios de dos pisos. Abordamos los tres proyectos de manera simultánea. Llegamos a tener 590 operarios, de los cuales unos 400 eran de la planta de San Juan.

¿Cuáles son las diferencias entre los campamentos de construcción y los permanentes?

—

En general, las diferencias son muy pocas. Como en la realidad los campamentos nunca se desarman, la calidad tiene que ser la misma porque de lo contrario no duran. El ejemplo que tenemos ahora es que hemos tomado cinco proyectos de litio. La calidad y la duración de nuestros campamentos hace que tengamos en este momento el 100% de los proyectos de litio en Argentina. El primero con el que comenzamos a trabajar fue con el Salar del Hombre Muerto, que se trató del segundo proyecto minero que se hizo en la Argentina junto con Bajo La Alumbrera, encarado por una empresa chilena. Ese campamento que se instaló en 1996 sigue funcionando hasta el día de hoy sin inconvenientes. Y esa misma empresa nos volvió a contratar para las explotaciones que ahora tiene en litio.

¿Cuál es la vida útil de las unidades que ustedes fabrican?

—

No tenemos hecha una medición, sinceramente. Las primeras construcciones que hicimos fueron para Total en Cañadón Alfa, una planta de gas que está en Tierra del Fuego. Hace cinco años, la empresa decidió desarmar esas viviendas y donarlas a la gobernación para que se utilizaran como escuelas. Son construcciones del año ’78, que las desarmaron y las volvieron a armar y se mantienen en perfectas condiciones. Por lo tanto, sería imposible decir qué durabilidad tienen, pero sí estoy seguro de que las construcciones que hicimos en aquella época están en condiciones de

+

Futuros desafíos

Antonio Monteiro decidió fundar Modular Home porque estaba convencido de que había un nicho en el que podía incursionar y que estaba mal explotado. «Cuando yo empecé, la mayoría de las empresas que se dedicaban a los campamentos ofrecían productos de mala calidad. La única empresa que trabajaba bien estaba en Comodoro Rivadavia pero hacía módulos muy caros. Entonces nos abocamos a hacer algo competitivo en cuanto a precios y que fuera superior en calidad a lo que ofrecía el mercado», afirma el directivo.

La empresa tiene a las principales mineras y petroleras como clientas, y se encuentra en un momento de expansión. «Estamos por contratar otro galpón porque acá la línea de producción de 70 metros es corta para poner más cantidad de módulos. Podemos fabricar más rápido las estructuras y colocar todos los paneles que terminamos, pero para eso necesitaríamos 50 metros más de planta. Entonces vamos a ponerla en otro lado, para terminar de fabricar acá la parte más gruesa de los módulos y colocarlos en otra planta. De esa manera, vamos a poder pasar de elaborar cuatro a ocho módulos diarios», afirma Monteiro.

Otro de los proyectos de la empresa es aprovechar el desarrollo de Vaca Muerta. «Es probable que en el futuro instalemos una planta en las inmediaciones de Añelo. Ya hemos hecho un campamento para Schlumberger y otro para Techint en Fortín de Piedra», remata el directivo.

—

Un campamento tipo de la industria petrolera.

“

ES PROBABLE QUE EN EL FUTURO INSTALEMOS UNA PLANTA EN LAS INMEDIACIONES DE AÑELO. YA HEMOS HECHO UN CAMPAMENTO PARA SCHLUMBERGER Y OTRO PARA TECHINT EN FORTÍN DE PIEDRA.

+

Tres proyectos en paralelo

3
años en un campamento para 8.000 personas en Pascua-Lama

1
campamento para casi 4.000 personas en Potasio, Río Colorado

23
edificios de dos pisos para la mina Cerro Negro de Santa Cruz

ser usadas. Y con materiales que eran menos durables que los que se usan actualmente.

¿Cómo definen el diseño de los campamentos?

—

Los adecuamos según las necesidades del cliente. Todos los campamentos que sean en lugares remotos deben tener confort. La gente está viviendo en sitios alejados, con condiciones climáticas adversas; por lo tanto, hay que ofrecer un producto de buena calidad, ya sea éste temporal o permanente. Y todo lo que es oficina normalmente se hace de acuerdo con la cantidad de gente que hay. Nos piden lugares más abiertos con puestos de trabajo, oficinas privadas o salas de reuniones. Según lo que el cliente pide, se ajusta el edificio y se hace en una o dos plantas. El alcance va en función de la infraestructura que tenga. Hay edificios que montamos y no hacemos nada más porque ya tienen los servicios a mano. En cambio hay otros en los que nos dan el terreno pelado y nos encargamos de hacer absolutamente todo.

Las unidades de Modular Home salen de la fábrica totalmente construidas y equipadas con todos los elementos que requieren tanto una vivienda como una oficina. La única tarea que se realiza en el lugar donde se establece el campamento es la unión de los módulos y las colocaciones de uno sobre otro cuando se trata de edificios de dos o tres pisos. A su vez, para el traslado y montaje, Modular Home cuenta con las grúas que se necesitan para levantar y descargar los módulos. «El equipamiento de montaje es todo nuestro, porque cuando se lo alquila –que es lo que hace la mayoría de las empresas–, se corre el riesgo, por ejemplo, de que alguna grúa sufra un desperfecto. Y teniendo en cuenta que los campamentos pueden llegar a estar a 4.000 metros de altura y a 300 kilómetros de la ciudad más cercana, es factible que pasen 14 días hasta que finalmente se repara esa grúa. Para evitar esa situación, nosotros compramos todos los equipos necesarios. Eso también nos da una enorme ventaja frente al cliente, porque nosotros no perdemos tiempo y ellos tampoco», indica Monteiro.

¿Cómo surgió la idea de instalarse también en San Juan?

—

Decidimos levantar una planta ahí porque se trata de una provincia minera y ya veníamos haciendo varias obras en la zona. Nos instalamos a fines del año 2009, cuando iniciamos el proyecto de Pascua-Lama. Además, en aquel momento contamos con el apoyo del entonces gobernador José Luis Gioja y nosotros lo retribuimos instalando una empresa que da trabajo a la gente de San Juan. Es una planta en la que pueden llegar a trabajar hasta 400 operarios. Es mejor que la que tenemos en Luis Guillón, porque allá empezamos de cero. En cambio, la de acá la fuimos agrandando de a poco. ×

ARAUCARIA ENERGY

Av. Del Libertador 498, 15th floor, Buenos Aires, Argentina - T +54 11 52520303 - Ext 9258

NICOLÁS CREXELL

EL PAÍS NECESITA QUE LOS EMPRESARIOS APUESTEN A LARGO PLAZO

COMO PIONERO EN BRINDAR UN SERVICIO DE TRANSPORTE INTEGRAL A LAS OPERADORAS, EL PRESIDENTE DE CREXELL TRANSPORTES ENTIENDE QUE EL SECTOR PRIVADO TIENE QUE MIRAR MÁS ALLÁ DE LA COYUNTURA PARA QUE EL PAÍS LOGRE UN VERDADERO DESARROLLO ENERGÉTICO.

Por Pablo Galand

CREXELL TRANSPORTES es una empresa de servicios petroleros especializada en el desmontaje, transporte y montaje de equipos de perforación, *workover* y aparatos individuales de bombeo, entre otras actividades. Pero cuando Nicolás Crexell fundó la empresa a principios de los 90, no era muy común encontrar compañías que le ofrecieran a las operadoras un servicio integral. «Empecé en Neuquén con camiones chicos, después pasé a más grandes. Y propuse al mercado un concepto completamente diferente al resto de las empresas de servicios», cuenta a *TRAMA* el propio Crexell en el lobby del Alvear Icon Hotel, su lugar de residencia cuando permanece en Buenos Aires.

«Hasta ese momento, todas eran alquiladoras de camiones por hora. Cada operadora contrataba a cuatro o cinco empresas: una que le proveía las grúas, otra que le suministraba camiones y otra para los guinches. En cambio, yo empecé a ofrecer un servicio completo que incluía grúas, camiones y guinches, por un precio fijo. Es lo mismo que cuando una persona contrata a un arquitecto para que le construya la casa y se encargue absolutamente de todo. Ésa fue la gran ventaja que logré sacar de mis competidores. Que es más difícil, porque tengo mucha más responsabilidad que si fuera un mero alquilador de equipos. Nosotros somos una compañía de transportes de equipos de perforación y estamos atados a un precio fijo. De acuerdo con la eficiencia que tengamos, será nuestro resultado», completa el directivo, quien reparte su tiempo entre la actividad empresarial y las carreras internacionales de motos (ver recuadro).

En la actualidad, Crexell Transportes se ha convertido en un jugador de peso en el mercado de los servicios petroleros. Cuenta con 700 equipos propios, que incluyen camiones petroleros, tractores, guinches, equipos de transporte de arena, de cargas líquidas, de molinos eólicos. Tiene plantas de operación en Añelo, Comodoro Rivadavia y Mendoza, y es el principal comprador en la Argentina de la compañía alemana de grúas Liebherr.

¿Esta diversidad de servicios en lo que tiene que ver con el desmontaje, el traslado y el montaje de equipos la tuvieron desde el principio?

—

A veces el secreto del éxito es saber visualizar las oportunidades y poder convertirlas en realidad con una actitud creativa y ejecutiva. Yo había hecho otros trabajos de montaje de medios de elevación al estar muy relacionado con el tema del esquí. Habíamos realizado un trabajo con una empresa por precio fijo, a tarifa horario o a tarifa de precio colocado. Fue bastante arriesgado porque era marzo y las nevadas podían empezar muy temprano. Si el tiempo nos acompañaba, nos iba bien. Pero si venía mal, podía ser mucho más complicado y corríamos el riesgo de no terminar de montarlo. De esa época me quedó la idea. Esto que hago ahora es igual a cuando trabajé en los medios de elevación. El otro método tradicional es como un taxi: bajan la bandera y, si hay problemas de tránsito, calles cortadas, te cobran igual. En cambio, con nuestro método, si el cliente tiene que tomar un avión a tal hora, yo debo prever que puede haber un corte antes de llegar a Ezeiza. El concepto es totalmente diferente. Pero esto no lo inventé yo, así funcionan las compañías en el mundo.

Si bien su carrera profesional estuvo siempre en el sector privado, Nicolás Crexell tiene vínculos con la política de Neuquén a través de sus lazos familiares: la senadora nacional Lucila Crexell es su hermana y el ex gobernador Jorge Sapag es su tío. Esa situación le permitió a Nicolás conocer de primera mano cómo se fue dando tanto desde el punto de vista del Estado y la mirada desde la óptica empresaria el proceso de nacimiento y desarrollo inicial de Vaca Muerta.

Desde esa doble óptica, reconoce que inicialmente era escéptico con respecto a los resultados que podían obtenerse y considera que la labor del ex mandatario fue clave para que el desarrollo de los no convencionales en la cuenca neuquina hoy sea una realidad. «A mi tío Jorge lo conozco mucho y tengo una gran admiración hacia él. Sin embargo, muchas veces hemos discutido por defender posiciones distintas. Cuando él hablaba de los no convencionales y Vaca Muerta, yo no le creía absolutamente nada y se lo he dicho. Pero debo reconocer que todo lo que él pensó se hizo realidad. Los primeros pozos que se perforaron ya tienen cinco años de actividad y hoy se puede saber lo que dan. Ya sabemos que los pozos son de un buen nivel y, en algunos casos, mejores que en Estados Unidos», afirma. A su vez, Crexell cree que, en el caso argentino, la explotación de los no convencionales cuenta con particularidades geográficas y demográficas que no se dan en otras regiones. «Tenemos la ventaja de que los yacimientos están en un lugar ideal porque no hay grandes poblaciones cerca de ahí ni se estropean tierras fértiles para sacar petróleo. En los alrededores del Palacio de Versailles hay gas no convencional, pero a nadie se le va a ocurrir perforar allí. Eso pasa en muchos lugares de Europa. Tenemos la suerte de que en Argentina se da en un lugar en el que hay agua disponible y en tierras que no son muy productivas, que no modifican el medio ambiente en gran

> “A MI TÍO JORGE LO CONOZCO MUCHO Y TENGO UNA GRAN ADMIRACIÓN HACIA ÉL. SIN EMBARGO, MUCHAS VECES HEMOS DISCUTIDO POR DEFENDER POSICIONES DISTINTAS

“
CADA VEZ QUE DECIDIMOS COMPRAR EQUIPOS NUEVOS, PREVIAMENTE MANDAMOS GENTE A LA CASA MATRIZ PARA SABER CON LO QUE NOS VAMOS A ENCONTRAR.

magnitud. De todos modos, creo que el gobierno provincial tiene que ponerse muy estricto en la cuestión medioambiental», asegura.

¿Ahora es más optimista con respecto al desarrollo energético que puede alcanzar Argentina con Vaca Muerta?

—

Sí, totalmente. Argentina tiene déficit comercial y el tema energético es uno de los principales factores de ese déficit. Hoy tenemos la posibilidad real de revertir esa ecuación y, de hecho, a medida que aumenta la producción de Vaca Muerta ese déficit se viene achicando año a año. Es dinero que queda en la Argentina y que genera trabajo. Soy más optimista por eso que por la clase dirigente. A su vez, mediante nuestra empresa tenemos contacto con todas las compañías y ellas nos empiezan a llamar para traer equipamiento. El mejor termómetro de la actividad es lo que pasa con los equipos. Si yo estoy llevando equipos al puerto para embarcar, es porque se van para otro lado; hay una decisión de no producir. Ahora están viniendo nuevos equipos de perforación. Eso marca que la actividad está en alza.

¿La explotación de los no convencionales los obligó a hacer una renovación de equipos?

—

Sí, en parte. Cuando comenzaron a explotarse los no convencionales, uno de los grandes aciertos de la gestión de (Miguel) Galuccio en YPF fue traer equipos de última generación. En la Argentina había muy buenos equipos de fractura pero el parque de equipos de perforación era muy antiguo. Con una mentalidad muy moderna, Galuccio trajo 20 equipos de perforación de última generación porque es en realidad lo que genera una correcta performance del pozo perforado. Galuccio fue el que obligó al resto de las empresas a innovarse. Y nosotros sí readaptamos parte de nuestros equipos. Generalmente los que teníamos utilizaban grúas más chicas y ahora debimos ir hacia grúas más grandes.

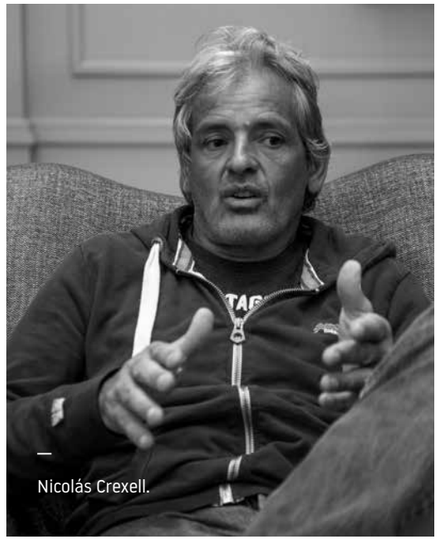
SEGURIDAD Y CAPACITACIÓN, DOS PILARES DE LA EMPRESA

Crexell Transportes tiene actualmente 1.300 empleados y para su titular hay dos aspectos fundamentales vinculados con su personal: la seguridad y la capacitación. «Una de las cosas con las que más comprometemos a nuestra gente es con la seguridad, que no debe ser tomada como una obligación ni como un eslogan sino que debe incorporarse desde el convencimiento. Nosotros trabajamos con muy buen equipamiento, pero eso debe ir acompañado de que la gente sea consciente de lo que está haciendo; de la necesidad de respetar y hacer respetar las normas de seguridad y de salud, en defensa de la integridad física y de la vida misma del personal y de terceros», afirma Crexell. A su vez, desde el Departamento de Coordinación, la empresa cuenta con un sistema satelital que le permite localizar en tiempo real todas las unidades.

«Lo implementamos hace unos pocos años y para nosotros es muy importante, porque nos permite saber *just in time* dónde está cada equipo. No podemos estar esperando la información de lo que hizo cada chofer a partir de lo que escribe en un papel. Necesitamos recabar datos permanentemente para después poder facturar y saber sobre nuestros equipos. Estamos en un 40% de desarrollo con respecto a eso, muy por debajo de lo que quisiéramos estar. Apuntamos a que en poco tiempo el sistema satelital cubra el 100% de nuestros equipos», asegura. Con respecto a la capacitación, el directivo indica que es un aspecto clave de su compañía para poder brindar siempre servicios innovadores.

«Cada vez que decidimos comprar equipos nuevos, previamente mandamos gente a la casa matriz para saber con lo que nos vamos a encontrar. La capacitación de nuestro personal es permanente. El personal, sus conocimientos y habilidades son la clave del buen servicio y la eficiencia. Por ejemplo, ahora viajan cuatro personas a la exposición Bauma para que vean todo lo nuevo que aparece con respecto a grúas y transporte de equipos especiales. A su vez, nuestros supervisores y mecánicos viajan todos los años a la casa matriz de Lebherr para estar al tanto de las últimas novedades», afirma el empresario.

A partir del impulso oficial al desarrollo de las energías renovables, en los últimos años Crexell Transportes amplió sus negocios hacia el sector eólico. «Nos encargamos de toda la logística de traslado de los molinos, desde la descarga del buque hasta llevarlo al *site* eólico. Incluso hacemos una parte del montaje», indica el empresario. «No pretendemos ganar gran mercado sino estar posicionados. Entendimos que no podíamos quedar afuera en ese negocio y que nos parece una buena iniciativa. No tenemos la grúa de 600 toneladas que sería la que se utiliza para hacer el servicio completo por una decisión mía. Nosotros creemos que hay una curva de aprendizaje para hacer todo el *mainstream*. Si hacíamos una inversión tan grande para traer esa grúa, nos parecía que no teníamos la experiencia necesaria y preferimos ir de menor a mayor. Compramos una grúa de 500 toneladas que podemos usar en todo lo que es pre-montaje. Podemos montar gran parte de la torre, aunque no sea de manera completa. Y podemos hacer todo el mantenimiento de las aspas y de cualquier tipo de molino porque nuestra grúa es muy moderna», concluye. ×



—
Nicolás Crexell.

+
Entre las motos y el esquí

La hiperactividad es el estado que mejor define a Nicolás Crexell, quien reparte sus días entre Neuquén y Buenos Aires y los permanentes viajes a Europa, Canadá o Estados Unidos. Pero no es sólo la faz empresarial lo que lo mantiene tan activo, sino también su otra pasión: el motociclismo. Y en ese terreno demuestra que es un deportista de elite, ya que compite en el Campeonato Argentino de Velocidad y el Campeonato Italiano Copa Pirelli 600 Super Sport. «De chico corría carreras de motocross y después, por cuestiones laborales, tuve que abandonar. Pero hace cinco años retomé la actividad a nivel internacional», asegura. Para Crexell, el motociclismo es el complemento ideal para su actividad empresaria. «Tiene mucho que ver con mi trabajo porque me obliga a mantener una conducta y tomar decisiones importantes en cuestión de segundos. Hace unos días, el directivo de una petrolera me preguntaba sobre el vértigo de doblar a 10 centímetros del suelo en una curva. Y yo le contesté: 'Las pasadas en la moto son tan al límite como la negociación de un contrato con ustedes'. Tanto en una actividad como en la otra tengo que tomar decisiones en las que no me puedo equivocar», afirma. Para no perderles pisada a sus rivales, Crexell suele entrenar en la mini pista de motos que construyó en la base de operaciones que tiene su empresa en Añelo.

El esquí es otro deporte en el que el empresario supo destacarse y del que también sacó provecho para su labor profesional. «Mi primer trabajo fue como instructor de esquí, a los 17 años, en la Escuela de Chapelco, que es la más exitosa de la Argentina. Mi jefe era un austríaco, un hombre muy estricto que me dio una formación que me sirvió mucho para mi desempeño posterior en la actividad petrolera. Aprendí que la disciplina y el respeto por los demás son fundamentales para cualquier actividad», asegura.

—
Diego Jerez.

DIEGO JEREZ

DEL FIN DEL MUNDO A BOLIVIA

—

HUINUL, UNA COMPAÑÍA DE SERVICIOS QUE INICIÓ SU OPERACIÓN EN TIERRA DEL FUEGO, LANZÓ SU INTERNACIONALIZACIÓN CON LA APERTURA DE UNA FILIAL EN BOLIVIA. ADEMÁS, APUESTA CON FUERZA EN LA CUENCA NEUQUINA.

LAS OPERADORAS PASAN pero Huinoil queda. Si bien no lo dice explícitamente, ésa es la conclusión a la que se arriba, luego de la entrevista que *TRAMA* mantuvo con Diego Jerez, gerente de Operaciones de esta empresa dedicada a brindar servicios de operación y mantenimiento al mercado petrolero. La fidelización del cliente es una de las características que distinguen a esta compañía en sus 27 años de vida. Por ejemplo, con la petrolera ROCH viene trabajando desde que se inició la empresa. Y a Total Austral e YPF le brindan servicios desde hace más de 20 años. Incluso han logrado una fidelización con los yacimientos, más allá de quién sea que los opera. «Nos ha pasado en Huemul, donde cambió el operador pero nosotros quedamos. Lo mismo en Tierra del Fuego: primero estuvo PAE, después Apache y finalmente YPF, y nosotros trabajamos con todas ellas. También en Santa Cruz, donde empezamos con Total, después pasó a operar Vintage y por último Sinopec, y acompañamos todo ese proceso», asegura Jerez.

¿Eso sucede porque el operador nuevo ya conoce el desempeño que tuvieron ustedes con el anterior operador?

—

Vamos a licitación, no es que nos arraigamos en los yacimientos. Pero si nos quedamos es porque evidentemente estamos haciendo bien las cosas. Con Total Austral, por ejemplo, comenzamos a trabajar en Pico Truncado. Logramos una buena relación comercial y a partir de eso nos invitaron a participar en Tierra del Fuego, donde ganamos la licitación. Claramente la confianza suma, pero no es condición suficiente. Competimos con todos, y si nuestro precio está por arriba de lo previsto quizás no tengan la necesidad de llamarnos. Lo que sí nos importa es mantener una línea de conducta. Siempre con la idea de prestar un buen servicio al cliente, ser lo más eficientes que podamos. El rubro petrolero es chico y siempre uno se vuelve a cruzar con quien ya trabajó. Y si la opción es cambiarnos por otra empresa, también apoyar ese cambio. No nos arraigamos desde un lugar negativo.

Huinoil nació en el año '92 a partir de la sociedad que crearon Santiago Jerez Campos y Roberto Gazzani, cuando ambos dejaron de trabajar en Gas del Estado, tras su privatización. Roch fue su primer cliente, quien los convocó para el transporte de cargas peligrosas, petróleo y aguas de formación en Tierra del Fuego. Dos años después, la empresa dio el primer salto de calidad al encargarse del transporte de cargas líquidas en Santa Cruz, para lo que tuvo que contratar 50 camiones que circulaban de manera permanente todos los días. Eran tiempos en los que todavía no estaba construido el actual acueducto y el trasporte de cargas era la única opción. En el año '97, Total Austral contrató a Huinoil para la atención y operación integral de una planta compresora de gas en Huemul. «Fue la puerta de entrada para que ingresáramos definitivamente al negocio de Operación y Mantenimiento. Fue una linda experiencia para ambos. Ellos debían poner la planta en condiciones para no tener que cerrar el yacimiento, pero no podían dedicarle tiempo y espacio. Por eso recurrieron a nosotros. El trabajo salió bien y a partir de ahí ampliamos en Cavados y en Pico Truncado con Total y con YPF», recuerda Diego Jerez, hijo de uno de los socios fundadores. Con un personal de 950 empleados y el desarrollo de actividades en yacimientos de Neuquén, Mendoza, Santa Cruz y Tierra del Fuego, actualmente Huinoil brinda servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de superficie, de plantas de tratamiento de petróleo y gas, y de equipos de *pulling*; tendido y reparación de líneas eléctricas; captación, compresión y tratamiento de gas; operación, atención y provisión de calderas; provisión de profesionales especializados para instalaciones *onshore* y *offshore*. «Dentro de las gamas de servicio, nosotros atendemos todo lo que abarca desde el pozo en superficie hacia adelante», resume Jerez.

La gama de servicios que ofrece Huinoil obliga a una capacitación permanente del personal. Para agilizar esta cuestión, la empresa incorporó hace dos años una plataforma de formación a la que los empleados pueden acceder a través de una tablet o un teléfono celular. «La venimos poniendo en funcionamiento para las operaciones de Neuquén y Mendoza. En la plataforma hay una biblioteca de formación a la que tiene acceso el personal. Permite hacer una capacitación bastante dirigida. Uno de los problemas que teníamos en la industria era la verificación *just in time*. Ahora, con esta herramienta, logramos tres objetivos: ser eficientes en la capacitación, evitar traslados y movilizaciones de personal, y tener la devolución en tiempo de que la persona se formó y se capacitó».

^

Xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx.

¿A qué tipo de capacitación accede el personal a través de esa plataforma?

—

Hoy tenemos subidos 12 cursos, de los cuales varios son de seguridad vehicular. También hay algunos de salud y otros de operación. La gente se involucra bastante. Hay algunos que son obligatorios y otros optativos. Depende de la tarea de la persona. Hoy les estamos diciendo que hagan todos los cursos. No es una obligación, pero les damos las herramientas para que se capaciten.

¿Cómo afecta a la compañía la actual coyuntura de volatilidad cambiaria y altas tasas de interés?

—

Nos afecta fundamentalmente porque tenemos que tener un departamento dedicado puramente a los costos. Cuando se produce una devaluación, indefectiblemente debemos transferirlo a las tarifas. Pero hay que hacerlo con mucho cuidado y de manera muy estudiada porque, si queremos ser competitivos, estamos obligados a manejarnos con márgenes muy reducidos. Es una situación distinta a la de las operadoras, que cobran el *commodity* en dólares y lo que tiene que ver con el *listing cost* le termina siendo mucho más económico.

SERVICIOS ESPECÍFICOS Y NUEVOS PROYECTOS

En el espectro de servicios que ofrece Huinoil, aparecen dos muy específicos y que están empezando a tener buena recepción en el sector.

+

Formado en el campo

Hijo de uno de los dos fundadores de la compañía, Diego Jerez representa la segunda generación de Huinoil. Lo mismo que Guillermo Gazzini, director de Finanzas e hijo del otro socio fundador. Antes de ocupar la Gerencia de Operaciones, Diego trabajó durante cinco años en los yacimientos de Tierra del Fuego donde la empresa brinda servicios a distintas operadoras. «Si bien no tengo estudios universitarios, considero que esa experiencia me convirtió en un profesional del campo», asegura. «La formación académica es muy oportuna porque da conocimiento y permite ser mucho más ágil. Pero el trabajo en la isla me sirvió para conocer de primera mano toda la gama de servicios: provisión y transporte de personal, comedores, transporte de cargas peligrosas y atención de yacimientos. Fue una verdadera escuela», añade.

Uno de ellos se vincula con la provisión de químicos, como inhibidores de corrosión, disolventes de parafina o biocidas para el tratamiento de aguas, entre otros. «Tenemos la representación comercial de REM, una empresa francesa de primera línea en todo lo relacionado con químicos. Ellos tienen convenios con universidades de Francia e investigan permanentemente para ofrecer productos innovadores. Es un nicho que estamos empezando a explotar, pero que requiere tiempo para obtener resultados. Todo lo que se refiere a químicos tiene una curva necesaria y entonces no es muy frecuente el cambio de productos. Pero estamos convencidos de que lo que ofrecemos es muy bueno y que va a dar muy buenos resultados», asegura Jerez.

El otro servicio que caracteriza a Huinoil es el mejoramiento de la performance de los equipos AIB. «Tenemos una serie de implementos de construcción propia que permite menor cantidad de horas/hombre aplicadas al mantenimiento de los equipos. Eso hace que los equipos tengan menos atención y, por lo tanto, sean más eficientes. Lo explotamos para hacer un servicio más integral», indica el directivo.

A su vez, Huinoil acaba de concretar un paso trascendental: la apertura de una filial en Bolivia. «Desde hace un tiempo nos habíamos planteado iniciar un proceso de internacionalización de la compañía», señala Jerez. «Acabamos de ganar una licitación de Total Bolivia que, si bien es pequeña, nos sirve para ir conociendo la dinámica del lugar», agrega entusiasmado. ×

LOCKWOOD
Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES

IADC
IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS
IWCF
DNV·GL OHSAS 18001 DNV·GL ISO 9001 DNV·GL ISO 14001

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 - Pin Oeste – Q8302SJR – Neuquén - Argentina
Te. +54-0299 4413782 / 4413785/ 4413855 - Fax +54 – 0299 4413832

gabino@lockwood.com.ar - marcos@lockwood.com.ar
www.lockwood.com.ar

LUCAS SALTVATORE

CUANDO EL ACERO ES SINÓNIMO DE CONSTRUCCIÓN

EL DIRECTOR COMERCIAL DE IDERO, UN GRUPO EMPRESARIO DEDICADO A BRINDAR SOLUCIONES CONSTRUCTIVAS A TRAVÉS DEL ACERO, ESTÁ CONVENCIDO DE QUE LA INNOVACIÓN Y LA DIVERSIDAD DE SERVICIOS SON LAS CLAVES PARA CRECER Y SORTEAR LAS CRISIS ECONÓMICAS.

COMO A MUCHAS INDUSTRIAS, la crisis de 2001 le pegó fuerte a Idero, una empresa familiar que en ese momento enfocaba su producción a la fabricación de estructuras de hierro para empresas petroleras y mineras. La opción más a mano era cerrar la fábrica. Pero los Salvatore, José y sus hijos Diego y Lucas, decidieron reinventarse para sacar la empresa a flote. La coyuntura les abrió una ventana: como efecto de la devaluación, Acindar dejó de importar rejillas metálicas y ellos decidieron empezar a fabricarlas en el país. «Con el apoyo de mi viejo, mi hermano y yo, creamos la empresa TDL y empezamos a explotar ese nicho», cuenta a *TRAMA* Lucas Salvatore, director comercial de la compañía. Actualmente, a través de TDM, el Grupo Salvatore es el mayor fabricante de pisos y barandas de rejilla para la industria del *Oil & Gas*, la minería y la petroquímica. Pero el espíritu innovador no se ha detenido y el grupo cuenta actualmente con seis unidades de negocio que incluyen la fabricación y montaje de soportes solares, la construcción de edificios habitacionales y también de mobiliario urbano. Cuenta con una capacidad de producción de 500 toneladas mensuales entre las tres plantas que tiene en San Miguel, Moreno y la provincia de San Juan.

¿Siempre tuvieron la idea de diversificar, de abastecer a distintas áreas?
—
Mi papá nos inculcó siempre la importancia de generar valor agregado. Pero cuando arrancamos no se sabía bien hacia dónde podía ir. Él comenzó con un taller muy precario en un pequeño galpón de 400 metros que alquilaba en San Miguel. Hoy tenemos tres plantas de producción, más de 15.000 metros cubiertos. Nunca dejamos de ser un gran taller que fue creciendo. Porque somos muy industriales, más que empresarios. Después, con las vicisitudes del país, vimos que cuando la demanda bajaba nos encontrábamos con una gran cantidad de dinero inmovilizado en maquinarias. En los años en que nos iba bien comprábamos más máquinas, pero en los que nos iba mal no había mucho para hacer porque son máquinas que no tienen un gran valor de reventa. Por lo tanto, la idea de la diversificación fue generar diferentes unidades de negocios que se alimentaran de la misma planta para, de esa manera, neutralizar los ciclos de fluctuación. Entonces, si el plasma de alta definición está cortando las bases de un galpón o el banco de una plaza, es indistinto. Lo importante es que está cortando. Generamos sinergia y tratamos de achatar lo más posible esta situación de subidas y bajadas de la actividad para que el riesgo sea menor.

¿Cómo es el proceso de producción?
—
Nosotros nos encargamos de la ingeniería, fabricación y montaje. Según la tipología del cliente puede ser que la ingeniería parta de éste, como nos pasa en el caso de Techint. La ingeniería de detalle la hacemos siempre nosotros. La modelamos en tres dimensiones. Después compramos la materia prima y por último la procesamos, cortamos y soldamos. Tenemos todas las máquinas con control numérico que están en red con la ingeniería. Arenamos, pintamos, transportamos y montamos. Hacemos todo el servicio. Hay obras que a veces monta el cliente, pero hacemos todo el proceso de la materia prima hasta la obra terminada.

¿Cuánto tiempo puede llevar desde que inician la ingeniería hasta que terminan con el montaje?
—
Depende de las tipologías de la obra. Ahora estamos haciendo 2.200 toneladas para Loma Negra y se entregan 400 toneladas por mes. Estamos realizando el Metrobus de Quilmes y el de Neuquén, y es una obra que dura cuatro meses, bastante corta. Los tiempos en el rubro metálico son muchísimo más cortos que en las obras tradicionales.

DEL *OIL & GAS* A LA ARQUITECTURA

La primera gran obra de magnitud que encaró la compañía fue en el terreno del *Oil & Gas*, y el cliente fue Techint, en Loma La Lata. Hoy, a 27 años de aquella experiencia, el Grupo Salvatore se ha convertido en jugador de peso del sector. «Casi todos los pisos de las mineras, petroleras y petroquímicas son nuestros», asegura Lucas. La empresa acaba de terminar la fabricación e instalación para dos centrales térmicas en Timbúes y también elaboró más de 750 metros

Lucas Salvatore.

+
Familia y ajedrez

Cuando terminó el secundario industrial en el Don Bosco de San Isidro, Lucas Salvatore cavilaba entre irse a Bariloche a estudiar Ingeniería Nuclear en el Instituto Balseiro o hacer uso de la beca que se había ganado para cursar en el ITBA. Pero una cena de fin de año lo llevó a decidirse por una tercera opción. «En el momento del brindis, mi viejo dijo 'que cada uno tenga el pan de cada día' y eso me pegó mucho más que ser ingeniero nuclear. Al otro día entré a trabajar en la empresa», afirma.
Paralelamente, empezó a estudiar Ingeniería Civil en la UTN y después se pasó a Ingeniería Industrial. Dentro de la organización interna, cada uno de los Salvatore tiene su función. «Mi papá está más abocado a la producción en la planta de Moreno, mi hermano se encarga de las plantas de San Juan y San Miguel y de la parte administrativa, y yo estoy en la dirección comercial y en los planes estratégicos y de desarrollo», enumera Lucas.
El básquet y el ajedrez son las otras dos pasiones de Salvatore. «El básquet lo tuve que abandonar a los 22 años, cuando me rompí los ligamentos en la primera de San Fernando. Jugaba de pivot», afirma.
En el ajedrez, su desempeño fue menos accidentado y más exitoso: se consagró bicampeón argentino en los torneos de la UTN. Lucas está convencido de que el juego-ciencia por excelencia formó parte de su formación como empresario industrial. «El ajedrez es una muy buena base para conducir una Pyme. Sobre todo con las partidas por tiempo, que se terminan definiendo en los últimos minutos. El ajedrez me sirvió para saber encontrar soluciones inmediatas ante lo inesperado».

cuadrados de pisos de rejilla para la refinería de YPF en Luján de Cuyo. De todos modos, el directivo reconoce que en la actualidad los objetivos del grupo empresario apuntan hacia otros rubros. «La que está más consolidada es el área de estructuras, que es donde hace más años estamos y donde ya nos conocen. Pero donde vemos más potencial en el corto plazo es en los parques solares y en la arquitectura», asegura Salvatore. «Podemos tanto construir viviendas como instalar un sistema de energía solar. Estudiamos durante varios años métodos constructivos, viajamos a Europa y EE.UU. para ver diferentes modelos y llegamos a la conclusión de que lo que convenía era integrar la industria existente para optimizar cosas que construimos nosotros. Hoy tenemos un acuerdo con varias industrias, que nos permite integrar la cadena y de esa manera lograr un producto competitivo y de mayor calidad», completa. Así, el Grupo apunta a la construcción de edificios y condominios, a través de la utilización del acero para las estructuras.
Salvatore asegura que el modelo que ellos ofrecen cuenta con varias ventajas en comparación con el método tradicional de construcción de viviendas. «El tipo de arquitectura que nosotros estamos ofreciendo permite que se pueda construir sobre la base de precios similares al tradicional, pero en la mitad del tiempo y con mayores niveles de calidad con respecto a la aislación. Nuestro foco está puesto en generar valor agregado para el inversor y para quien va a habitar. En Argentina, la segunda parte se fue perdiendo. Por el tipo de materiales que utilizamos, hay un ahorro energético del 50% o 60% gracias a la capacidad de aislación que tienen nuestras construcciones», asegura.

¿Ya han empezado con la construcción de viviendas?
—
Sí, estamos construyendo un edificio de 1.800 metros en Capital; estamos por cerrar uno de 4.500 metros y otro de 1.600. También un complejo de 4.800 metros en Villa La Angostura. Tenemos muy buena relación precio/producto. La particularidad de este método de construcción es que se necesita contar con el dinero rápido de parte del inversor, con lo cual no sirve para un fideicomiso. No es el negocio para eso, pero sí sirve para quien tiene el dinero en la mano.

¿Ustedes se encargan de la construcción integral?
—
Exactamente. En un principio habíamos pensado en vender únicamente la estructura, pero nos dimos cuenta de que el costo inicial de nuestras estructuras es más elevado que el de la construcción tradicional. Sin embargo, como el tiempo de construcción es mucho más rápido, nos volcamos a integrar toda la cadena para que las ventajas le lleguen al cliente final. Con estas construcciones nosotros garantizamos mejor plazo de entrega, mayor sustentabilidad, menores costos totales de obra y muchísima más previsibilidad, tanto en tiempos como en costos.

GENERAR VALOR AGREGADO

La generación de valor agregado es un concepto que Salvatore expresa en varias ocasiones a lo largo de la entrevista. «Es lo que nos impulsa a seguir innovando y crear nuevas unidades de negocio», señala el empresario. Incluso, destaca que esa concepción empresaria les ha permitido cerrar negocios impensados años atrás. «Para todo lo que es solar, logramos acordar con Acero Magnellis, de Alemania, que fabrica el mejor acero del mundo. A pesar de que somos una empresa muy chica para la magnitud con la que ellos suelen vincularse, cerraron con nosotros porque vieron que uno de nuestros mayores capitales es desarrollar cosas nuevas todo el tiempo. Confiaron en nosotros más por esa característica que por el volumen de facturación que les podemos garantizar», asegura.
El gran proyecto de la empresa a largo plazo es unificar las tres plantas en una sola de 22.000 metros cuadrados. «Ya compramos un predio de cuatro hectáreas en el parque industrial de Moreno. La idea es tenerla en funcionamiento dentro de diez años. La inversión completa está en el orden de los u$s 5,5 millones, que en parte la teníamos calzada con créditos que ahora se cayeron y estamos tratando de retomar. Es una iniciativa compleja en todo sentido, no sólo desde lo financiero sino también desde lo operativo, porque significa trasladar tres plantas a una nueva sin detener la producción».
La apuesta por la investigación y la innovación le ha generado a Idero, además de buenos negocios, grandes satisfacciones. «Desarrollamos el primer seguidor solar en la Argentina, que fue aprobado por el INTI y es el único que se construye en el país. Fue un desarrollo de dos años, con ingenieros argentinos. El resultado es óptimo porque hoy competimos con multinacionales que hace muchísimos años que lo hacen y que facturan millones de dólares. Ya entregamos uno para el parque solar Pasip en Mendoza y otro para la empresa provincial EPSE, en San Juan. ×

> “PODEMOS TANTO CONSTRUIR VIVIENDAS COMO INSTALAR UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR. ESTUDIAMOS DURANTE VARIOS AÑOS MÉTODOS CONSTRUCTIVOS, VIAJAMOS A EUROPA Y EE.UU. PARA VER DIFERENTES MODELOS.

Regina Mayor.

<

REGINA MAYOR, LÍDER GLOBAL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES DE KPMG

EL COSTO DE EXTRAER PETRÓLEO Y GAS DE VACA MUERTA ES BASTANTE ALTO

REGINA MAYOR ANALIZA LA CRECIENTE VOLATILIDAD QUE ENFRENTA EL MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y REMARCA QUE VACA MUERTA DEBERÁ SEGUIR BAJANDO SUS COSTOS PARA SER COMPETITIVA DESDE UNA PERSPECTIVA GLOBAL.

REGINA MAYOR es la máxima responsable de temas energéticos de KPMG Internacional y al mismo tiempo líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG en los EE.UU. Es una reconocida líder de opinión sobre las tendencias disruptivas que enfrentan los diversos segmentos de la cadena de valor del sector, desde el impacto de los *millennials* y los *baby boomers* en el consumo de combustibles hasta las demandas rápidamente cambiantes en el segmento de generación de energía.

¿Cómo ve la evolución del mercado global de Petróleo y Gas durante este año?

—

2018 fue un año volátil para el mercado de *Oil & Gas*. Sin embargo, la confianza de la industria sigue siendo fuerte y espero que esto continúe en 2019, aun con las preocupaciones de un crecimiento económico más débil. Los tres factores que probablemente tendrán el mayor impacto en 2019 en el mercado de *Oil & Gas* son: a) la tecnología. El uso de análisis predictivos y dispositivos conectados que impulsan la eficiencia operativa, la seguridad y el análisis de clientes determinarán cómo las compañías de *Oil & Gas* hacen negocios; b) el surgimiento de EE.UU. como productor líder mundial de *Oil & Gas* y, actualmente, exportador en crecimiento coloca a la energía en el centro de las negociaciones de EE.UU., como una palanca, pero también como una fuente potencial de fricciones. Recientemente, la Agencia Internacional de la Energía predijo que EE.UU. superará a Rusia como exportador de petróleo en tres años y desafiará a Arabia Saudita por el primer puesto dentro de cinco años, ya que la producción de petróleo continúa creciendo; y c) la incertidumbre geopolítica generada por las relaciones entre EE.UU. y China, las acciones de la OPEP y las sanciones impuestas por los EE.UU. a Irán y Venezuela.

¿La conflictiva relación de negocios entre los EE.UU. y China, y la falta de entendimiento de Washington respecto del acuerdo con Irán y Rusia, sumado a la inestabilidad de Venezuela, pueden tener un efecto negativo en el mercado de *Oil & Gas*?

—

La aplicación de aranceles está afectando los nuevos desarrollos en la costa del golfo, así como las exportaciones a corto plazo desde EE.UU. a China, tanto de petróleo crudo como de GNL. La guerra comercial entre EE.UU. y China, ciertamente, podría continuar afectando la industria del *Oil & Gas* y la economía global de manera negativa.

¿La industria está lista para asimilar el cambio de las fuentes renovables de energía en lugar de los combustibles fósiles?

—

Si bien existe consenso acerca de que su futuro recae cada vez menos en los combustibles fósiles, llegar al 100% libre de carbono puede ser poco realista. El futuro de la industria tendrá más éxito si confiamos en una combinación de fuentes de energía. Aún hay 1.000 millones de personas en el mundo sin acceso a la electricidad. Si vamos a sacar al mundo de la pobreza, todas las personas tienen que tener acceso a la electricidad; creo que parte de eso todavía vendrá de soluciones basadas en combustibles fósiles.

Siendo una mujer con un cargo internacional, ¿cómo se encuentra la industria en los temas de género?

—

No hay dudas de que todavía se requiere una acción más audaz para mejorar la igualdad de géneros en el sector de energía. Los últimos datos muestran que sólo el 22% de la fuerza de trabajo en la industria del petróleo y el gas es femenina, y menos del 2% de las firmas de petróleo y gas de América del Norte y Europa occidental son lideradas por mujeres. No obstante, se ha venido avanzando. Varias compañías globales están implementando políticas que exigen igualdad en la remuneración y nuevas normas para apoyar el crecimiento de las mujeres. Estoy particularmente orgullosa de trabajar en KPMG, un claro líder en destacar la participación de las mujeres en energía. Tanto nuestros equipos de liderazgo global como los de EE.UU. están compuestos por casi un 40% de mujeres, una estadística sin precedentes en la industria. Para mí, «diversidad» significa crear diversidad de pensamiento, incluidas las perspectivas de diferentes géneros, e «inclusión» es asegurar que todos reciban el estímulo y el apoyo necesarios para que aporten su mejor versión. Las organizaciones con este tipo de cultura están mejor posicionadas para generar innovaciones y soluciones sin precedentes ante cualquier desafío.

En los últimos dos años, los operadores estadounidenses se las arreglaron para optimizar la competitividad en los proyectos de producción de *shale* reduciendo el punto de equilibrio en los yacimientos. ¿Qué medidas debería tomar Argentina para hacer viable la explotación de Vaca Muerta?

—

El costo de extraer petróleo y gas de Vaca Muerta es bastante alto en la actualidad y, por eso,

> “
> EL FUTURO DE LA INDUSTRIA TENDRÁ MÁS ÉXITO SI CONFIAMOS EN UNA COMBINACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA.

“

TODAVÍA SE REQUIERE UNA ACCIÓN MÁS AUDAZ PARA MEJORAR LA IGUALDAD DE GÉNEROS EN EL SECTOR DE ENERGÍA.

necesitaremos ver el progreso en ese frente antes de que Vaca Muerta realmente se vuelva competitiva desde una perspectiva global. Capitalizar el recurso en la región requerirá perforar cientos de pozos, instalar plantas petroleras, construir caminos, agregar oleoductos y almacenamientos de agua, entre otros elementos. Aunque es una buena señal contar con el interés de las «*supermajors*» en la región, la escala y la repetitividad de las operaciones de perforación en última instancia harán que los jugadores tengan éxito.

¿Cuáles son los tres principales desafíos que enfrenta la industria internacional de energía en los próximos diez años?

—

El primero es la reducción de emisiones: el impacto económico del cambio climático es cada vez más claro y la presión sobre los negocios es mayor para entender y revelar los riesgos financieros que enfrentan, tanto por los efectos físicos del cambio climático como por el impacto económico de la transición a una economía de bajas emisiones. Luego está el desafío de la inestabilidad geopolítica: los mercados están susceptibles y tienden a reaccionar exageradamente frente a los mensajes políticos sobre el precio del petróleo. En tercer lugar, se encuentra la tecnología disruptiva frente a la situación actual de la industria de la energía: mientras que la tecnología puede ser beneficiosa para impulsar la industria, también plantea un riesgo en términos de cómo la mano de obra se verá afectada. La tecnología también aumenta el riesgo potencial de ciberataques.

UNA AMPLIA EXPERIENCIA

Regina Mayor realizó la Licenciatura en Ciencias en la Universidad de Cornell y la Maestría en Políticas Públicas en la Universidad de Harvard. Fue oficial en la Reserva del Ejército de los Estados Unidos e hizo una pasantía en el Pentágono como parte de la oficina de enlace de la sede suprema de Allied Powers Europe (SHAPE). Nació y se crió en Pearl City, Hawái. Se desempeñó como profesora en la Jones School of Business de Rice University. Tiene más de 25 años de experiencia en los cambios empresariales y tecnológicos de las principales compañías de energía de todo el mundo. Su experiencia en la prestación de servicios de asesoría abarca toda la cadena de valor, desde la cabeza del pozo hasta la venta minorista, y desde la planta de energía hasta la punta del quemador. Es *co-chair* de Women Corporate Directors (WCD) Capítulo Houston, la mayor organización mundial de mujeres ejecutivas, de la que KPMG es *main sponsor*. También es miembro de la junta directiva de la Cámara de Comercio de Mujeres de Greater Houston; y apoya al comité directivo en la Iniciativa de Mujeres de United Way de Houston.

LA PRODUCCIÓN SEGUIRÁ MEJORANDO

Para Diego Calvetti, socio líder de Petróleo & Gas y Minería de KPMG Argentina, si bien éste es un año electoral que, como todos, se caracteriza por generar cierta incertidumbre, es de esperar que en los próximos años siga aumentando la producción de petróleo y gas de Vaca Muerta y se vaya achicando el déficit energético que tiene el país. Con referencia a los niveles de productividad de la industria local en relación con el empleo demandado, sostiene que mientras para el crudo se estabilizó en alrededor de 30 barriles al día por empleado, para el gas se observa un incremento en torno a los 2,5 millones de m^3 por empleado al año. «Es de esperar que, sobre la base de las proyecciones oficiales y el mejor desempeño que se estima para la industria durante 2019 y los próximos años, la productividad laboral mejore de manera progresiva y sustancialmente en la medida en que se continúen materializando acciones de fomento al desarrollo de esta industria y, en un contexto en el que la eficiencia en costos es progresiva, los precios internacionales sigan dejando una importante cuota de rentabilidad para las inversiones», afirma. ×

TRAMA
VISIÓN DE PROTAGONISTAS

¡SUSCRIBITE!

Suscripción anual
$2255 final

Pagá con todas las tarjetas en la web
econojournal.com

o a través de Mercado Pago

Con las apps de
mercado libre
mercado pago

CUIT: 27149455200 - GOMA7822564 - Caja: QR #1

NOTA TÉCNICA

EL DESPEGUE DE VACA MUERTA Y LOS NUEVOS DESAFÍOS REGULATORIOS

Por Ing. Roberto S. Carnicer

Roberto S. Carnicer
Director de la Diplomatura en Ambiente, Energía, Minería e Hidrocarburos de la Facultad de Derecho. Director del Área de Energía, Oil & Gas de la Facultad de Ingeniería. Universidad Austral.

> “ARGENTINA DEBE PONER TODOS LOS MEDIOS A SU ALCANCE PARA EXPORTAR SUS PRODUCTOS COMPETITIVOS, EMPEZANDO POR LOS PRIMARIOS.

EN DICIEMBRE DE 2018, la extracción no convencional de gas natural de Vaca Muerta representó el 36% de toda nuestra producción. Este dato y el excelente desempeño de la extracción *shale* durante 2018 permiten asegurar que los no convencionales son una realidad en Argentina. Y en vistas de estos resultados, diciembre de 2018 sería la punta del iceberg de la oferta futura.

Dejando de lado la problemática de la Resolución 46/17 (incentivo a la producción no convencional) y su impacto en la evolución en el tiempo de este nuevo recurso, seguramente nadie puede considerar poco probable que en un horizonte de tres o cuatro años tengamos 40 o 50 MMm³/d adicionales promedio de producción de gas, con el objeto de cubrir nuestra demanda interna y perfilarnos como exportadores. ¿Estamos preparados para este desafío?

La llegada de estos volúmenes requiere adecuar en parte la regulación existente a esta nueva problemática.

El rol de los productores, dada la expectativa de obtener importantes volúmenes y de excelente calidad de líquidos en el gas de Vaca Muerta, ha empezado a cambiar. Algunos ya vislumbran intervenir en la cadena de valor de su producto primario: participando en el *midstream* (gasoductos de captación, concesiones de transporte) y/o en el *downstream* (procesamiento de gas, licuefacción, almacenamiento).

Argentina debe poner todos los medios a su alcance para exportar sus productos competitivos, empezando por los primarios.

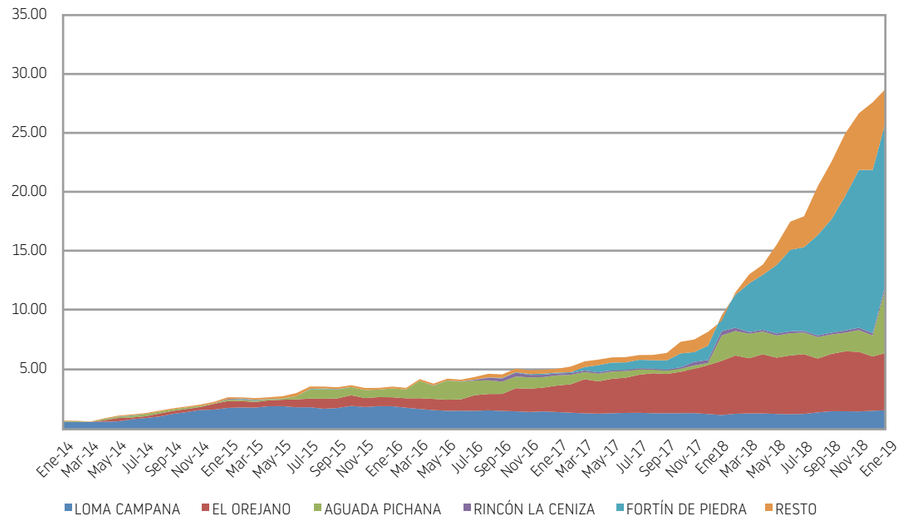
Hoy, el marco regulatorio necesita recurrir a nuevos mecanismos que blinden y protejan los niveles de inversiones requeridos para transformar a Argentina en un importante exportador de gas natural.

Por ejemplo, en cuanto al transporte de gas, es deseable que los nuevos gasoductos que nacen de inversiones privadas para alentar el suministro a largo plazo y de exportación encuentren la solución más adecuada para concretar su realización. La Ley de Gas fue una extraordinaria y eficiente herramienta para la privatización de activos del Estado en forma de concesiones.

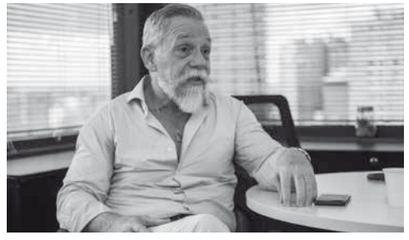
Actualmente, el escenario que se nos presenta es de inversiones para activos nuevos.

En la Ley de Gas están las limitaciones de la participación de un productor como controlante (art. 34), la exigencia de que el servicio de transporte sea abierto (*Open Access*) (art. 26) o que se regule la tarifa para la definición del costo del servicio de transporte (art. 27) en vez de un libre acuerdo entre partes. Una nueva concesión de transporte a desarrollarse con el objeto de viabilizar que la producción de gas llegue a la demanda, ya sea doméstica como de exportación, deberá tener mecanismos más atractivos para las inversiones que permitan la concreción de las obras lo más

Producción de Gas de Reservorios Shale **por Concesión y Empresa – MMm³/d**



Fuente: Capítulo IV-MINEM.



“

EL MARCO REGULATORIO NECESITA RECURRIR A NUEVOS MECANISMOS QUE BLINDEN Y PROTEJAN LOS NIVELES DE INVERSIONES REQUERIDOS.

rápido y eficientemente posible. El hecho de ser activos nuevos y la potencialidad de producción son los motivos que permitirían justificar la liberación de estas inversiones del corset de algunas exigencias de la Ley de Gas.

En cuanto a la comercialización del servicio de licuefacción, no hay regulación asociada y así debería permanecer. Concretamente, hago una analogía con el funcionamiento comercial de una planta de procesamiento de gas natural. Algunas plantas se encontrarán en el yacimiento, otras en el *hub* de gasoductos recibiendo gas de distinta procedencia y en todas ellas se generarán diversos arreglos comerciales que irán desde la simple licuefacción hasta la licuefacción y comercialización del GNL, ya sea para el mercado nacional o internacional. Este servicio de fasón deberá ser libre entre las partes involucradas. El rol de las autoridades de aplicación deberá focalizarse en la auditoría de seguridad técnica del funcionamiento de estos servicios.

Actualmente las autoridades están analizando los nuevos desafíos regulatorios que Vaca Muerta trae consigo. Tanto las partes interesadas como las instituciones académicas y universitarias deben colaborar mediante sugerencias y opiniones, con el objeto de lograr regulaciones adaptables a las necesidades y oportunidades que presenta nuestro país. Un país que tiene recursos extraordinarios y necesita urgentemente ser exportador para mejorar su balanza comercial. ×

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

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

Pan American ENERGY