Laura Ferrari
DESA

Javier Pastorino
Siemens

José Luis Manzano
Edenor

Carlos Gilardone
FDC

Claudia Boeri
SAP

UNA PRODUCCIÓN DE ECONOJOURNAL / Nº12 / AÑO 4 / ENE. 2021

#12

TRAMA
VISIÓN DE PROTAGONISTAS

LA ENERGÍA, EN *DELAY*

Tiempo de espera

POR LA INDEFINICIÓN EN MATERIA DE TARIFAS, LA CAÍDA DE LOS PRECIOS RELATIVOS, EL ATRASO EN EL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES Y LA AUSENCIA DE UN LIDERAZGO POLÍTICO CLARO EN EL SECTOR, LA MAYORÍA DE LOS ACTORES PREFIERE ESPERAR ANTES DE DAR UN PASO EN FALSO.

AdobeStock

MINDS OF ENGINEERS.
PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com

VISTA
OIL & GAS

Energía es crecimiento
Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria.
Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación
para generar la energía que el país necesita.
ExxonMobil
La energía vive aquí™

HOY SOMOS MÁS
Nuestra energía está llegando a más de dos millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego. Millones de usuarios que usan esa energía y la transforman en algo mejor.
camuzzigas.com.ar
camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

UPSTREAM
Exploración y producción de hidrocarburos,
líder en la Cuenca Austral.
CGC
MIDSTREAM
Transporte de gas en Argentina, conectando
con Bolivia, Brasil y Chile.
www.cgc.com.ar

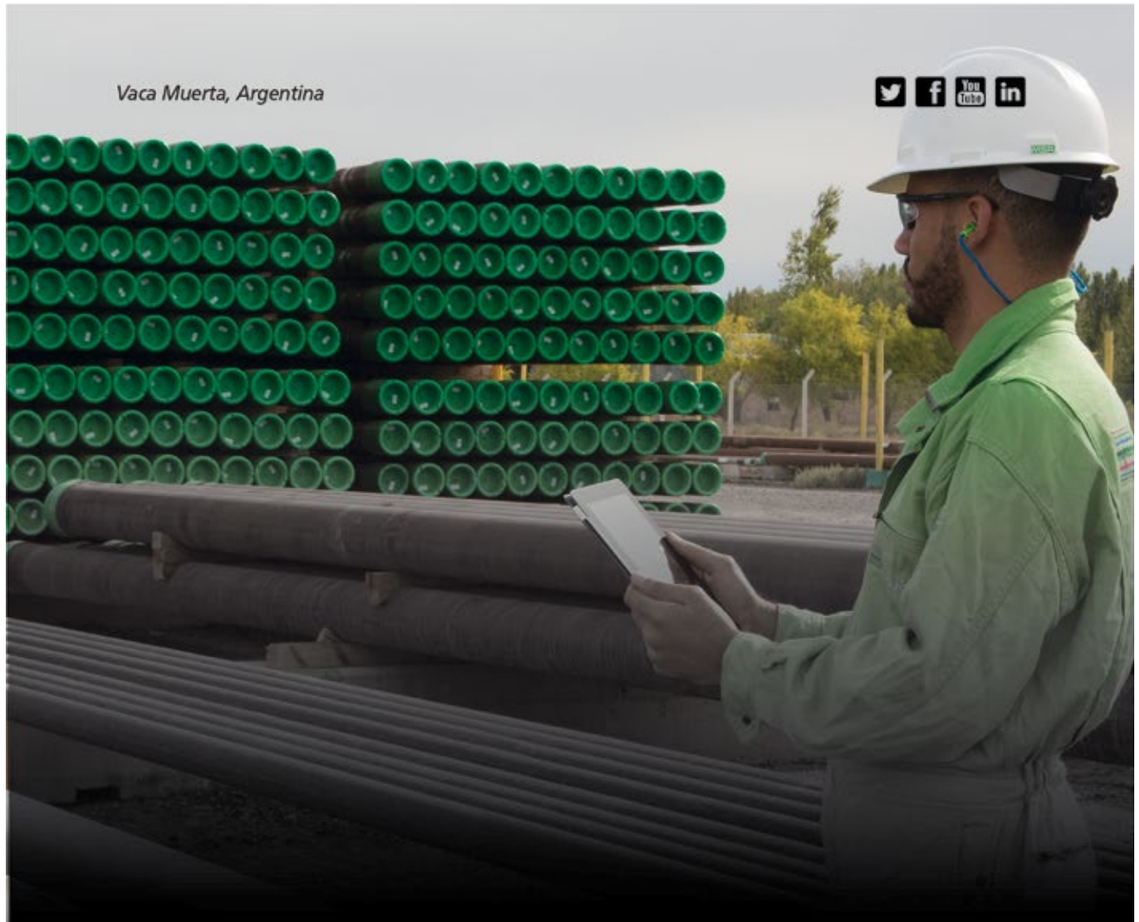
EN NUESTRO NOMBRE **HAY UNA X.**
QUE ADEMÁS DE UNA LETRA, **ES UNA MARCA.**
Y ESA **X** PUEDE SER MUCHAS COSAS.
PUEDE DEFINIR LO QUE SOS Y LO QUE NO SOS. O LO QUE FALTA SABER.
PARA NOSOTROS **ES UN PUNTO DE PARTIDA,** NO UN DESTINO.
ES LA BÚSQUEDA QUE EMPIEZA DESPUÉS DE ENCONTRAR ALGO.
CON UNA **X** ESTÁ MARCADO UN TESORO A PUNTO DE SER DESCUBIERTO.
SOMOS UNA **X** EN EL MAPA QUE NUNCA DEJA DE **MOVERSE HACIA ADELANTE.**
X CANTIDAD DE VECES INNOVAMOS E INNOVAREMOS. Y ESA EVOLUCIÓN,
CADA TANTO **SE CONVIERTE EN REVOLUCIÓN.**
ES UN CAMBIO QUE CAMBIA ALGO EN VOS.

POR ESO CUANDO SALGAS
VENÍ A CARGAR LA ÚLTIMA TECNOLOGÍA EN COMBUSTIBLE.
VENÍ ADONDE LE PONEMOS A TU AUTO O A TU MOTO
EL MISMO AMOR QUE VOS.
VENÍ A COMER RICO Y SANO.
VENÍ A PROBAR LO QUE ES SENTIRTE BIENVENIDO SIEMPRE.
VENÍ ADONDE TE CONOCEMOS.
VENÍ ADONDE CUIDAMOS EL CAMIÓN QUE USAS PARA TRABAJAR,
COMO SI FUERA NUESTRO.
VENÍ EN CUALQUIER RINCÓN DEL PAÍS EN DONDE ESTÉS.
VENÍ A LLENARTE DE ENERGÍA.
VENÍ EN AUTO, EN CAMIÓN, EN MOTO, EN BICI, A PIE, O EN MONOPATÍN.
RAZONES NO TE VAN A FALTAR.

LA X MARCA EL CAMINO A LA MEJOR VERSIÓN
DE TODO ESO QUE TENEMOS PARA VOS. VENÍ.

AXION energy

VENÍ ADONDE VAMOS



ESTAMOS DONDE SE CONSTRUYE EL FUTURO.

Nos preparamos para brindar soporte a la industria energética argentina y enfrentar los desafíos que presentan las formaciones no convencionales gracias a nuestra infraestructura y experiencia, únicas en el país. Nuestras soluciones tubulares están respaldadas por innovación constante tanto en el producto como en el servicio, buscando cada día ofrecer soluciones superadoras.

Tenaris

DESDE 1948
CONTENEMOS VALOR

13 DE DICIEMBRE: **DÍA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

ACID TRANSPORT

PILETA PARA LODOS

BULK PARA CEMENTO

PILETA TANK DIESEL RODANTE

PILETA ABIERTA

FRAC TANK

BERTOTTO BOGLIONE

bertottoboglione bboglione bertottoboglioneok bertotto-boglione

+54 (03472) 425095 - ventas@bertottoar.com - Marcos Juárez - Córdoba, Argentina

www.bertotto-boglione.com

AES Argentina
somos energía

Mejoramos vidas, acelerando un futuro energético
más seguro y sustentable.

raízen

ENERGÍA QUE MOVILIZA

Ofrecemos energía para movilizar a las personas y potenciar los negocios.
Somos un Joint Venture entre Royal Dutch Shell y Grupo Cosan de Brasil, que produce y comercializa combustibles y lubricantes Shell.
Con presencia en Brasil desde 2011 y ahora en Argentina.

www.raizen.com.ar

Licenciataria
de la marca Shell

Cumplimos 15 años de compromiso con el crecimiento del país

Somos Pampa, una empresa argentina de energía que invierte y participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad, la exploración y producción de hidrocarburos, la elaboración de productos petroquímicos y el transporte de gas.

Con confianza, compromiso y un gran trabajo en equipo, queremos festejar estos 15 años compartiendo la energía que todos necesitamos: la energía de los argentinos.

Invertimos acá porque somos de acá.

pampaenergia.com

Pampa energía

LA POST-PANDEMIA VIENE DEMORADA

QUÉ ESPERAR DE LA AGENDA ENERGÉTICA EN 2021

YA EN ENERO DE 2021 PERSISTE LA FALTA DE NITIDEZ EN LOS GRANDES TEMAS DE LA AGENDA ENERGÉTICA. TODAVÍA EN MEDIO DE LA PANDEMIA, NO ESTÁ CLARO QUIÉN EJERCE EL LIDERAZGO DEL ÁREA DENTRO DE LA COALICIÓN DE GOBIERNO: LAS TARIFAS DE GAS Y ELECTRICIDAD PERMANECEN CONGELADAS; LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES REFLEJAN UN ATRASO A LA PARIDAD DE EXPORTACIÓN. Y SE PREVÉ UNA MODESTA INVERSIÓN EN VACA MUERTA.

Por Nicolás Gandini

VARIOS EMPRESARIOS de la industria energética se ilusionaban a mediados del año pasado con construir una agenda que edificara en 2021 el desarrollo a mediano y largo plazo del sector. La post-pandemia emergería, desde esa creencia, en los primeros meses de este año cargada de frescura y aires de crecimiento. No es la fotografía que se observa en enero de 2021. La realidad, por el contrario, se presenta como una continuidad del año que se fue, con el COVID-19 aún en el centro de escena. Incierta, compleja, opaca y con escaso nivel de expectativas positivas. De un relevamiento entre líderes del mercado se desprende que lo que prima es, entre los moderados, el escepticismo. Y entre los sanguíneos, la crítica.

No va a ser, en definitiva, un año sencillo. Los pilares de la agenda actual consolidan una coyuntura gris en la que predomina la falta de certezas en los grandes temas. No está claro, por ejemplo, qué pasará con las tarifas residenciales de gas y electricidad, bastión clave para saber cómo responderán los precios relativos de la energía. Tampoco existe confirmación acerca de cómo evolucionarán los precios de los combustibles, fuente de financiamiento de YPF e, indirectamente, del resto de los productores de crudo.

La política, a su vez, se debe una discusión interna en torno a cuál será la política energética del gobierno de Aberto Fernández. La prioridad, hasta ahora y como es entendible, estuvo en la pandemia. Pero en el debe todavía está la definición de qué hacer con una industria clave para la economía como es la energética. Lo que se vislumbra, entonces, según la mayoría de los pronósticos, es una agenda sucia, espasmódica, en la que los temas se irán ordenando inercialmente en la medida en que la urgencia los convierta en ineludibles.

FALTA DE LIDERAZGO CLARO

El déficit principal que arrastró la política energética durante el primer año de gobierno de Alberto Fernández fue la falta de una conducción política clara en el sector. Apenas asumió, el presidente designó como secretario de Energía a Sergio Lanziani, quien nunca terminó de ponerse al frente del área y fue desplazado en los hechos por el ministro de Desarrollo Productivo, Matías Kulfas, quien articuló la gestión del área con dos bastoneros: Juan José Carbajales en hidrocarburos y Esteban Kipper en electricidad. Pese a ello, Kulfas nunca terminó de tener el control del área porque, desde el inicio del gobierno, Cristina Fernández de Kirchner se aseguró el control de los entes reguladores, donde puso a Federico Bernal (Enargas) y Federico Basualdo (ENRE). Ninguno de esos funcionarios reportaba a Kulfas y Bernal directamente lo desafiaba públicamente sembrando dudas en los medios de comunicación sobre la conveniencia de avanzar con el Plan Gas que Kulfas estaba impulsando.

Finalmente, a fines de agosto el presidente le quitó a Kulfas el control del área energética, que pasó a la órbita del Ministerio de Economía, y aprovechó para poner como secretario de Energía a Darío Martínez, en reemplazo del fantasmal Lanziani. Martínez contó con el visto bueno de Cristina Fernández de Kirchner, pero no logró consolidarse como el hombre fuerte del área, en parte porque los funcionarios que responden directamente a la vicepresidenta no se subordinaron a su conducción sino que recortaron el poder de decisión del secretario. El mejor ejemplo de este avance lo constituyó el DNU que en diciembre le atribuyó a los entes reguladores la renegociación tarifaria, dejando en un segundo plano a la Secretaría de Energía. Desde entonces, Bernal y Soledad Manin, la mano derecha que Basualdo dejó en el ENRE cuando asumió como subsecretario de Energía Eléctrica, son los encargados de discutir con las empresas el sendero de transición tarifaria para los próximos meses.

TARIFAS

«No se puede producir en pesos y pagar tarifas dolarizadas, vamos a desdolarizar las tarifas y seguirán el ritmo del salario y el ingreso de los argentinos», aseguró Alberto Fernández en junio de 2019, durante la campaña electoral que lo llevaría a la presidencia. Con una inflación en torno al 40%, la promesa presidencial hacía prever un ajuste tarifario en línea con la evolución de los precios o incluso un poco por debajo, si es que los salarios perdían contra la inflación. Sin embargo, durante 2020 la inflación trepó 36% y hasta octubre de 2020 el índice de salarios que publica el Indec había registrado una variación interanual de 32,9%, y las tarifas permanecieron congeladas, lo que significó una fuerte reducción en términos reales. El primer congelamiento se estableció en diciembre de 2019 a través del artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Estaba previsto que rigiera hasta marzo, pero el gobierno justificó su prórroga a raíz del impacto provocado por la pandemia. Apenas asumió, Darío Martínez dejó

en claro que la intención del presidente era avanzar con un descongelamiento a partir de enero de 2021, pero en diciembre se decidió una nueva prórroga del congelamiento por otros 90 días. Desde el gobierno afirman que se avanzará en un esquema de transición mientras se encara la renegociación de la revisión tarifaria integral, pero por ahora no hay ningún porcentaje de aumento confirmado y las primeras versiones indican que, si hay ajuste, se ubicaría muy por debajo de la inflación. Esa situación obligaría a incrementar todavía más las partidas destinadas a subsidios económicos en un contexto de crecientes restricciones fiscales. La contracara de esa política es el impacto en la calidad del servicio, pues las empresas dejaron en claro que con tarifas congeladas y costos que trepan al ritmo de la inflación es imposible invertir para garantizar el mantenimiento y la expansión del servicio.

> “EL PASIVO ACUMULADO HASTA DICIEMBRE, POR TRANSACCIONES CONCRETADAS HASTA OCTUBRE, TREPÓ A $ 142.887 MILLONES Y LA TASA DE COBRABILIDAD SE DERRUMBÓ EN APENAS UN AÑO DEL 84% AL 55%.

CADENA DE PAGOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El congelamiento tarifario tuvo como consecuencia durante 2020 un fuerte incremento de la deuda que las distribuidoras mantienen con Cammesa. El pasivo acumulado hasta diciembre, por transacciones concretadas hasta octubre, trepó a $ 142.887 millones y la tasa de cobrabilidad se derrumbó en apenas un año del 84% al 55%. Lo que hacen las compañías es dejar de pagar la energía que reciben del sistema para tratar de preservar lo más posible la situación de su caja.
Una primera iniciativa para tratar de regularizar esto fueron los artículos 18 y 19 de la ley de ampliación del Presupuesto 2020, que contemplaban créditos para las distribuidoras eléctricas. El artículo 18 les reconocía a las distribuidoras créditos equivalentes a tres veces la factura media mensual del último año que debían pagar en el Mercado Eléctrico Mayorista. A su vez, en el artículo 19 se aclaraba que esos créditos serían aplicados solo a las distribuidoras que al 20 de octubre de este año no posean deuda en el MEM o hayan adherido a un plan de refinanciación con Cammesa. Ese plan de pagos no debía exceder las 60 cuotas mensuales. Además, las distribuidoras tendrían 12 meses de gracia y deberían tener que pagar una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el MEM. El texto aclaraba, además, que la tasa de interés diferida se aplicaría a partir del 1 de enero de 2019 para la determinación de la deuda que cada distribuidora se comprometiera a cancelar. Sin embargo, cerca de la vicepresidenta consideraron que ambos artículos beneficiaban excesivamente a las compañías y el presidente los terminó vetando.
En su reemplazo se incluyó el artículo 87 de la ley de Presupuesto 2021, que creó un régimen crediticio especial para distribuidoras eléctricas con la intención de que sirva para financiar las deudas. «El régimen de regularización de obligaciones deberá establecer criterios diferenciados para lo cual deberá considerar (...) la situación social media de sus usuarias y usuarios y priorizar la obtención de un grado equivalente de desarrollo entre regiones», establece la norma, que fue pensada para reordenar la cadena de pagos del sector eléctrico y evitar que los subsidios energéticos se disparen aún más en 2021. Sin embargo, la redacción de la norma no es precisa y requerirá una reglamentación que especifique cuáles serán los criterios para asignar un crédito de mayor o menor envergadura a las distintas distribuidoras.

COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles estuvieron congelados de hecho desde el 1 de diciembre de 2019 hasta el 19 de agosto de 2020, pero en los últimos cinco meses el gobierno le dio luz verde a una serie de subas que ya acumulan 35%. El ajuste fue producto del aumento del precio de los biocombustibles, la suba de impuestos y recomposición parcial de la renta empresaria. El problema es que desde el 19 de agosto el precio del Brent trepó de u$s 45 a 55, según la cotización del pasado 18 de enero. A raíz de esa variación, pese a las reiteradas subas que se registraron en los surtidores en los últimos meses, los precios todavía permanecen entre 10% y 15% por debajo de la paridad de importación. Si se proyecta un crudo de u$s 55 promedio para este año, los combustibles deberían recomponer entre 10% y 15% para alcanzar la paridad de importación y luego acompañar una inflación que se proyecta en torno al 50%, ya que la recuperación de la economía le sumará presión a la inflación. La mayoría de los analistas coinciden en que será prácticamente imposible esperar a que el gobierno autorice un incremento en los precios de semejante naturaleza a pocos meses de las elecciones legislativas. Por lo tanto, si el precio internacional del crudo no baja, lo más probable es que el atraso en los precios se profundice.

> “LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES ESTUVIERON CONGELADOS DE HECHO DESDE EL 1 DE DICIEMBRE DE 2019 HASTA EL 19 DE AGOSTO DE 2020, PERO EN LOS ÚLTIMOS CINCO MESES EL GOBIERNO LE DIO LUZ VERDE A UNA SERIE DE SUBAS QUE YA ACUMULAN 35%.

INVERSIÓN EN GAS

El congelamiento tarifario y la demora para impulsar el Plan Gas profundizó durante 2020 el freno a la inversión, que ya había comenzado en 2019 cuando Mauricio Macri pesificó el precio del crudo. La expectativa del gobierno, según un documento oficial distribuido en diciembre, es que el Plan Gas impulse una inversión de u$s 6.500 millones hasta 2024. Además, que la recuperación proyectada de la producción derive en un ahorro de u$s 9.200 millones en divisas por las menores importaciones que se requerirán. En la industria coinciden en que el Plan Gas ayudará a frenar la declinación de la producción, pero afirman que el rebote será moderado con respecto a la actividad que llegó a tener Vaca Muerta en los últimos años. La consecuencia será una mayor tensión con los gremios. La prohibición de los despidos durante 2020 ayudó a contener la situación, pero en cuanto esa medida se levante muchas empresas tienen previsto reducir personal. ×

>
TRAMA

Nº 12 ENE. 2021
Registro de la Propiedad Intelectual: 53669687

Nicolás Gandini
Director Editorial

Marcela González
Directora

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Antonella Liborio
Pablo Galand

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”
+54911 3062 6232

JOSÉ LUIS MANZANO, NUEVO ACCIONISTA DE EDENOR

EL RENACIDO

FIGURA DECISIVA DE LA RESTAURACIÓN DEMOCRÁTICA, SU VIDA POLÍTICA QUEDÓ MARCADA POR SU PARTICIPACIÓN EN EL GOBIERNO DE CARLOS MENEM. TRAS UN EXILIO EN LOS ESTADOS UNIDOS, RETORNÓ COMO EMPRESARIO A LA ARGENTINA. DESDE EL BAJO PERFIL, CONSOLIDÓ UN *HOLDING* QUE INCLUYE MEDIOS, MINERÍA Y ENERGÍA. SU GOLPE MÁS RECIENTE: LA COMPRA DEL CONTROL DE EDENOR.

Por Armando Young

HACE CASI 30 AÑOS que José Luis Manzano se alejó de la política. Pero la sola mención de su apellido –o, para darle más pompa, su nombre completo– continúa remitiendo a su vida pública, como sinónimo de intrigas, grises y misterios.
Mendocino, de Tupungato. Médico de profesión (Universidad Nacional de Cuyo), especializado en Salud Ocupacional, no fue el Zonda de su provincia sino otro viento fuerte y cálido, el de la restauración democrática, lo que lo impulsó al Congreso. Nacido el 9 de marzo de 1956, asumió su banca de Diputado Nacional con solo 27 años. Le valió un apodo, «Chupete», que lo identifica hasta el día de hoy.
Alto, rubio, de grandes ojos claros y fanático de Charly García, su aspecto juvenil, de pelo crecido alisado hacia atrás y barba tupida, no fue impedimento alguno para volar a la misma altura (o más) que aviadores con mucho más millaje acumulado.
Audaz, astuto, locuaz y ambicioso, Manzano fue vicepresidente, primero, y presidente, después, del Bloque de Diputados del Partido Justicialista (PJ). Cualquiera que quisiera sacarle algo –un proyecto, un voto, un cargo, un apoyo, un olvido o un cajoneo– estaba obligado a sentarse a negociar a su mesa, sea del partido propio o ajeno. Mientras en las unidades básicas fue una de las caras que alzó la bandera de la Renovación del peronismo, en los comités y despachos oficiales resultó el más eficiente interlocutor del Gobierno radical.
Diálogo va, favor viene, sembró su relación con Enrique «Coti» Nosiglia. Sobre todo, a partir de 1985, cuando su álter ego misionero –indiscutido jefe de la influyente Coordinadora Radical– asumió el Ministerio del Interior, la cartera política por excelencia de un gabinete nacional.
Si en los pasillos del Congreso Manzano perfeccionó su oficio, en sus intercambios con Nosiglia desarrolló su paladar por las delicias de la *realpolitik*.
«Ambos jóvenes –Glizino y Appleman– se entendían sin siquiera mirarse», pinceló Jorge Asís en *La línea Hamlet*, novela en la que, entre muchos otros personajes de la política local de aquellos años, retrató a Henry Glizino y Joe Appleman, «operadores fríos e inescrupulosos», inspirados en esas almas gemelas de los dos grandes partidos nacionales.
La rápida afinidad entre Nosiglia y Manzano llevó a que se los coronara como los gerentes –y garantes– de un sistema al que moldearon con impaciente afán. «Es un hombre de la Coordinadora metido de casualidad en el peronismo», le dijo al radical la persona que los presentó. «Lo quiero mucho. Es mi amigo», declaró el peronista, años después de ese encuentro, sobre ese compañero de sueños y glorias compartidas.
Curioso es que cualquier perfil que arroja una búsqueda en Google refiere a Manzano como el «menemista». Pero, en rigor de verdad, no fue de los primeros entusiastas en creer en las posibilidades presidenciales del gobernador riojano. Aliado de Antonio Cafiero en la Renovación peronista, no dudó en abandonar, rápido, al entonces mandatario bonaerense para rendir sus armas ante el triunfador de la primera –y, hasta ahora, única– interna de la historia del PJ. «Siempre que traicioné, fue en nombre de Francia», se justificó alguna vez Charles Marie de Talleyrand, quien sirvió a la Iglesia, la Revolución Francesa, Napoleón y los Borbones con igual fe. «Manzano no es cafierista ni menemista: es manzanista», lo describió alguien que lo conoció como pocos en los pasillos del poder.
Como jefe de la bancada –ahora– oficialista, el mendocino debía ser uno de los artífices del eventual éxito del Gobierno de Menem, tanto durante la caótica transición –precipitada por la híper– como con el ambicioso programa que el riojano impulsó una vez instalado en Olivos. Los pilares del plan Menem fueron la apertura económica y la reforma del Estado, dos postulados antagónicos con las banderas históricas de su partido. La enorme innovación de un peronismo que ya no combatía al capital, sino que lo tentaba

“

AUDAZ, ASTUTO, LOCUAZ Y AMBICIOSO, MANZANO FUE VICEPRESIDENTE, PRIMERO, Y PRESIDENTE, DESPUÉS, DEL BLOQUE DE DIPUTADOS DEL PARTIDO JUSTICIALISTA (PJ).

“

MANZANO NO ES CAFIERISTA NI MENEMISTA: ES MANZANISTA», LO ESCRIBIÓ ALGUIEN QUE LO CONOCIÓ COMO POCOS EN LOS PASILLOS DEL PODER.

con desregulaciones y privatizaciones. Manzano fue un engranaje clave para que la maquinaria legislativa despachara, sin trabas, los paquetes normativos que necesitaba ese programa, ideológicamente tan resistido por el peronismo como por la amplia mayoría del arco político local. Fue, precisamente, durante un intercambio interno con los legisladores de su bloque por la privatización del Polo Petroquímico de Bahía Blanca –cuestionada por sospechas de corrupción– que Manzano habría dicho una célebre frase. «Solo tengo una cosa que decir: yo robo para la Corona. ¿Les quedó claro? ¿O alguien necesita alguna explicación adicional?», le atribuyó Horacio Verbitsky, entonces columnista de *Página/12*. Manzano siempre negó haberla pronunciado. Cierta o no, la definición lo estigmatizó en el imaginario popular.

Su estrella siguió en ascenso. El 12 de agosto de 1991, asumió el Ministerio del Interior. Reemplazó al salteño Julio Mera Figueroa, uno de los hacedores del «fenómeno Menem». Su designación fue vista como un triunfo de los «celestes», tribu de potencia creciente en la interna que anidaba en la corte de Anillaco. Menemistas moderados, el objetivo de los celestes era fumigar la Casa Rosada de muchos de los que habían contribuido a que el prócer de Anillaco llegara a ella, pero cuyos talentos eran virtudes en los lodazales por los que circuló el Menemóvil durante la campaña y vicios en la conformación de un equipo de gobierno.

Manzano congenió con dos coterráneos: Roberto Dromi, el ingeniero jurídico de las privatizaciones, y Eduardo Bauzá, sigiloso y eficiente poder detrás del trono. Esa feligresía se completaba con Eduardo Menem, leal espada de su hermano en la Cámara de Senadores.

El aterrizaje en el Ejecutivo le dio pequeñas revanchas personales a «Chupete». «Señor Ministro», tuvieron que empezar a llamarlo muchos que lo trataron de «mocoso insolente» y, ahora, no les quedaba otra que peregrinar a su despacho y juntar orina en la antesala, antes de unos escasos minutos de su atención.

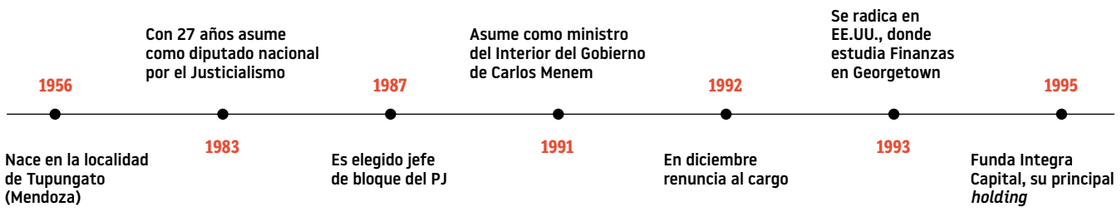
Manzano debutó en su nueva función con un asunto explosivo: el secuestro de Mauricio Macri, entonces delfín de Socma, el grupo empresario de su padre, Franco. Un caso de alta exposición y, también, sensibilidad: los culpables fueron, nada menos, que una banda integrada por comisarios de la Policía Federal, fuerza que dependía directamente de él. Secuestrado el 24 de agosto, Macri estuvo 12 días en cautiverio. Dos meses después, tras una investigación de la propia Federal, «la banda de los comisarios» –como se la conoció– fue desbaratada y se recuperaron u$s 2,4 millones de los u$s 6 millones que Franco Macri había pagado por el rescate de su heredero.

Manzano capitalizó una foto –junto a los Macri, padre e hijo, sonrientes– que bien pudo haber sido muy distinta. Tuvo la ayuda de su incondicional amigo, el «Coti», quien ya había caminado los rincones más oscuros de un ministerio que él empezaba a explorar.

Pero Interior, también, es la cartera a medida de todo iniciado en el arte de la operación política. Con la convertibilidad ya reinante, el Talleyrand de Tupungato debía desplegar todos sus saberes y oficios –los buenos y los malos– para disciplinar a los gobernadores, voluntades díscolas con, además, nulo apego a la pulcritud fiscal. Debía ponerlos en caja, a ellos y a sus cuentas. Los desmanejos fiscales, potenciados por sus excesos en el festival de deuda que la Argentina toda gozaba con la inédita apertura del mercado internacional, hacían que, ya entonces, Domingo Cavallo empezara a oír desde las provincias el amenazante tic-tac de la bomba que, una década después, explotó al uno a uno.

De buena, y necesaria, sintonía con Cavallo –desbocado como pocos para abrir frentes de pelea por todos lados–, Manzano recurrió a su repertorio completo para domesticar a los gobernadores, caudillos envalentonados por la unción popular. Acumuló antipatías por ese ejercicio dual de

EM >

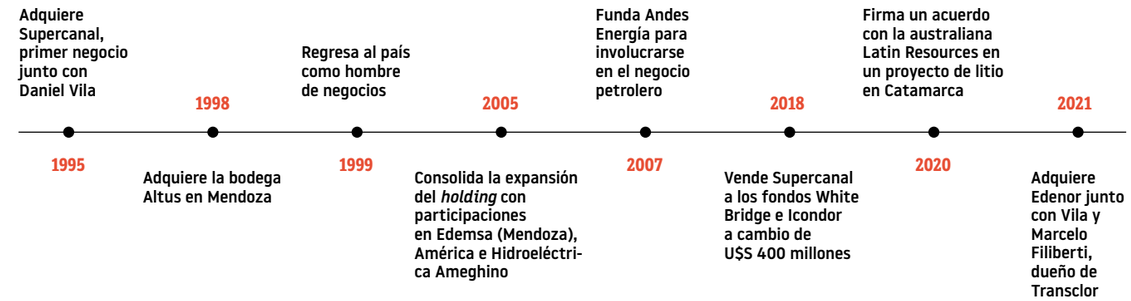


zanahorias y palos. Entre ellas, las de un joven mandatario patagónico: Néstor Kirchner, de Santa Cruz. Reacio, al límite de la avaricia, para compartir con pares irresponsables –o la Nación misma– sus preciadas regalías hidrocarburíferas.
Hizo, también, apuestas políticas. Puso fichas en algunas elecciones provinciales. Perdió, al costo de bancas para el oficialismo en el Congreso.
Tampoco fue profeta en su tierra. Debió capitular, también, a una candidatura en su terruño, tras la férrea resistencia del ex gobernador mendocino, José Octavio Bordón, a compartir boleta con él. Su errático manejo del affaire Al Kassar –la develación de que el traficante de armas sirio tenía pasaporte argentino, confeccionado en la propia Casa Rosada– empeoró su imagen frente a una opinión pública conmocionada por la falta de avances en la investigación por el atentado a la Embajada de Israel, ejecutado el 17 de marzo de 1992. Su figura ya estaba contaminada por el recuerdo del Polo Petroquímico bahiense. El desgaste fue fuerte, obra y gracia, también, de gente con pericia en el uso del bisturí mediático, que no dudó en punzar sobre flojedades de su vida personal.
«Acéptase la renuncia presentada por el Dr. José L. Manzano al cargo de ministro del Interior», se lee en el decreto 2314, sancionado el 4 de diciembre de 1992. Lo reemplazó Gustavo Béliz. Abogado, periodista, escribía los discursos de Menem desde que el riojano soñaba a lo grande en un dos ambientes de la calle Cochabamba.
De 31 años, el Gobierno pasaba del monje negro al monaguillo blanco. En el círculo presidencial, de hecho, el nuevo ministro político, hombre de comunión en cuerpo y alma con la Iglesia, tenía un apodo: «zapatitos blancos», por la pureza de sus intenciones.

LUZ, DESDE LA SOMBRA

«José Luis Manzano es un empresario argentino con un gran conocimiento acerca de la política pública en América latina y otros mercados emergentes globales. Posee una amplia experiencia en inversiones, medios, energía e industrias con emergencia financiera. Con frecuencia, participa en conferencias en todo el mundo sobre estos temas».
La barba, entrecana, está recortada, casi al ras. El pelo, más escaso y ceniciento. Pero prolijamente peinado hacia atrás, como antaño. Está de frente, con la misma mirada de cristal, y la sonrisa, astuta, ligeramente ladeada, también de antaño. Traje azul, corbata al tono. Camisa blanca.
La foto acompaña la descripción que, reproducida algunas líneas más arriba, se lee en la página web de Integra Capital sobre el presidente de esta compañía.
Integra es una firma de inversores que nació en 1995, pero como una consultora. Manzano la fundó durante su estadía en Washington. Ni bien dejó el Gobierno de Menem, el mendocino migró a los Estados Unidos. Becario de las universidades de California (en San Diego) y Georgetown, en esta última –regida por los jesuitas– obtuvo certificados en Finanzas y en Negocios Internacionales.

< EM



Completó esa formación con estudios de liderazgo en la Universidad de Oxford y, según ilustra su perfil oficial, dio conferencias «en prestigiosas universidades de la Argentina, Japón, Europa y los Estados Unidos».
Así como, en determinado momento, cambió el juramento hipocrático por *El Príncipe* de Maquiavelo, a esa altura de su vida Manzano prefirió ejercer su talento ya no en beneficio de la Corona sino del propio. A partir de entonces, Manzano –desde el más extremo sigilo y bajo perfil– se esmeró en reinventarse. Empresario exitoso, inversor inteligente, filántropo, líder social, las facetas con las que gusta percibirse el renacido.
En el albor de su exilio estadounidense, trabajó –y aprendió– del cubano Jorge Mas Canosa, influyente amigo de inquilinos de la Casa Blanca –en especial, republicanos– y ferviente militante anticastrista. En su nombre, negoció la compra de la participación que Orlando «Orly» Terranova tenía en Supercanal, operadora de televisión paga que Alfredo Vila Santander y su hijo, Daniel, fundaron en 1994. La canalizó a través de Mas Tec, una filial del cubano. Corría 1995. Poco después, Manzano facilitaría los fondos para que los Vila expandieran su negocio, a través de compras –otras operadoras de cable, radios, canales de televisión, diarios–, tanto en la Argentina como, incluso, en el exterior.
Mas Canosa falleció en noviembre de 1997. El nexo de Manzano con los Vila lo sobrevivió. El renacido consolidó con Daniel, el hijo, un vínculo sólido, inquebrantable. A punto tal que, en el Círculo Rojo, la mención de uno remite automáticamente al otro. «Vila-Manzano» o «Manzano-Vila». El orden de los factores no altera el producto, para referirse a la dupla, hábil como pocas para avanzar a paso acelerado en esa tierra prolífica de oportunidades que, sembrada de empresas endeudadas y precios de remate, fue la Argentina poscrisis de 2002. Un ecosistema en el que los ágiles empresarios nacionales serían criaturas más aptas –muchísimo más– que los ejecutivos extranjeros, de movimientos limitados por decisiones y procedimientos de sus casas matrices.
Es difícil precisar cómo está compuesto el *holding*. En los papeles, los dueños pueden ser distintos, sin que alguno de los socios tenga interés en ese negocio. Pero, siempre, están hechas a partir de un entendimiento, una sintonía fina entre ellos, en la que Manzano aporta agenda y estructuras financieras y Vila, capacidad de gestión. Un círculo cerrado que, no obstante, siempre estuvo abierto a terceros. En su momento, lo fue otro ilustre mendocino, el banquero Raúl Moneta (fallecido en 2019). Otro histórico allegado fue (es) el supermercadista Francisco de Narváez, socio en el negocio de medios y de pública ambición política. El más reciente convidado a esas aventuras es Mauricio Filiberti. Dueño de Transclor, mayor fabricante de cloro del país, fue el tercer hombre en el abordaje de Edenor.
Según su perfil oficial, Manzano es «accionista importante» de Phoenix Global Resources, petrolera con actividad en la Argentina y que cotiza en las Bolsas de Londres y de Buenos Aires.

“

EL COMPRADOR DE EDENOR FUE, EN REALIDAD, EMPRESA DE ENERGÍA DEL CONO SUR (EDELCOS). DE ESA SOCIEDAD PARTICIPAN VILA, MANZANO, FILIBERTI, LA BRITÁNICA ANDINA Y UN FONDO, EL GLOBAL INCOME FUND LIMITED.

También, se lo presenta como «inversor importante» de Interoil, exploradora y productora de petróleo listada en Oslo y que genera 1.600 barriles diarios en Colombia. Además, es el «accionista principal» de Integra Oil & Gas, «una compañía activa en la producción de petróleo que produce 4.000 barriles por día en Venezuela», se agrega.

No son los únicos activos que se leen en su CV oficial. La web de Integra también informa su participación, como accionista mayoritario, de Integra Gas Distribution, una sociedad con la suiza Mercuria Energy Trading. «Integra Gas Distribution es accionista significativo de MetroGas», se la define. Otra de sus posiciones es una bodega (Altus). Y, por supuesto, lo que usualmente se identifica como el «Grupo Vila-Manzano»: Edemsa (distribuidora eléctrica de Mendoza), la central hidroeléctrica Ameghino y el *holding* de medios América, que incluye un canal de televisión abierto, una señal de noticias y la radio La Red.

«A Vila lo conozco. Es un buen muchacho. En cambio, el otro...», bromeó, en un discurso de 2006, Néstor Kirchner, cuyas ironías desde el atril solían funcionar como advertencias. Durante buena parte del kirchnerismo, si bien sus negocios avanzaron, Manzano prefirió mantenerse en las sombras. Solo se dejaba ver bajo un reflector en esporádicas apariciones: disertaciones en conferencias internacionales, algún eventual y discreto cocktail empresarial. Siempre activo, no obstante, para retomar viejos hábitos y ser una figura acechante, magnética como pocas para quienes sospecharon ver su alquimia en candidaturas emergentes de relativo éxito electoral.

La de Macri no fue, precisamente, una de ellas. No obstante, el estrago de su gobierno, que acentuó los problemas de una economía que se achica desde 2011, preparó el terreno para que Manzano, zorro como pocos para entrar cuando muchos desesperan por huir, salga de cacería. A mediados del año pasado, conformó una *joint venture* con la minera australiana Latin Resources Limited (LRS) para sumarse a un proyecto de litio que esta empresa tiene en Catamarca. Integra se comprometió a invertir hasta u$s 1 millón como socio operador del emprendimiento, con la opción de completar un *due diligence* para tomar una participación del 10% de LRS y convertirse, así, en su mayor accionista corporativo.

En la industria minera, la firma de Manzano ya había invertido en exploración de uranio, en Chubut, y en litio, tanto en Jujuy como en la propia Catamarca.

Por esos mismos días, Manzano avanzó en otra negociación, que resultaría un antes y un después para la presidencia de Alberto Fernández. Los accionistas de la cerealera Vicentin, concursada por una deuda que roza los $ 20.000 millones, alcanzaron un acuerdo con un grupo inversor que inyectaría el capital necesario para levantar su default. La difusión de que Manzano participaba en ese consorcio de salvataje conmovió al tablero del poder e hizo saltar a la Reina. El temor a que fuera eventual accionista de uno de los principales

“

DURANTE BUENA PARTE DEL KIRCHNERISMO, SI BIEN SUS NEGOCIOS AVANZARON, MANZANO PREFIRIÓ MANTENERSE EN LAS SOMBRAS.

liquidadores de divisas del país –y la consecuente influencia que eso podría tener en la cotización del dólar– habría sido la justificación para apurar el decreto de la frustrada estatización de la empresa santafesina.

Pero, lejos de amedrentarse, Manzano decidió avanzar con otras presas. Hombre de recursos para conseguir socios, está en comunión con Daniel «Dan» Lerner, argentino que dirige el área de Créditos Corporativos Globales de CarVal, fondo al que Cargill y otros 250 inversores institucionales confiaron la administración de activos por $ 10.000 millones. CarVal financió, a mediados de 2018, la venta de Supercanal, por parte de Vila y Manzano, a dos fondos de inversión: White Bridge e ICondor, de Carlos Joost Newbery, uno de los fundadores de Movicom. Fue un ticket de u$s 400 millones.

CarVal, también, era un engranaje vital del acuerdo por Vicentin, en el que también participaría la agencia de Bolsa Allaria Ledesma. Lo es, de hecho, en la compra de Edenor.

La operación se anunció el 28 de diciembre, Día de los Santos Inocentes. A cambio de u$s 100 millones, el trío Vila-Manzano-Filiberti se quedará con el 52% de la distribuidora eléctrica; con 3 millones de clientes, equivalentes a 9 millones de usuarios, la más grande del país.

El comprador, en realidad, fue Empresa de Energía del Cono Sur (Edelcos). De esa sociedad, que convirtió a Edenor en su primera adquisición, participan indirectamente Vila, Manzano, Filiberti, la británica Andina y un fondo, el Global Income Fund Limited. Andina es la dueña de Edemsa e Hidroeléctrica Ameghino. Vila y Manzano también son accionistas en ellas. El Global Income Fund, en tanto, es uno de los vehículos de inversión de CarVal.

Manzano clavó el colmillo en Edenor después de que se le escapó Naturgy, que rechazó la propuesta de compra que hizo por sus activos. En tanto, por la concesionaria eléctrica, que pertenecía desde 2005 a Marcelo Mindlin, acordó un precio que valúa a la empresa en u$s 200 millones, cerca de un tercio por debajo de su cotización bursátil del día de anuncio de la transacción. Entre los compradores, aseguran que el precio es más que justo. La diferencia, alegan, es la deuda financiera de Edenor.

Oficialmente, Pampa Energía informó que se desprendió de la empresa para concentrarse en sus actividades centrales: generación de energía y exploración de gas en Vaca Muerta; sobre todo, a partir de su participación en el Plan Gas. Por supuesto, tratándose de dos empresarios con estilos distintos pero similares olfatos de la coyuntura, no faltaron quienes interpretaron la venta en código político. El mercado bursátil, por ejemplo: ese día, la acción de Pampa cayó más de 7% en la Bolsa porteña; la de Edenor, alimentada por la expectativa de una oferta pública de adquisición (OPA), subió en igual proporción en Nueva York. Que Mindlin quedó identificado con el Gobierno de Macri y le sería más difícil –por no decir imposible– conseguir un aumento tarifario. Que, si compra, es porque Manzano sabe que va a conseguirlo. Las versiones circularon a la misma velocidad con la que circulaban transferencias electrónicas entre las mesas de inversión. Hasta se descubrieron, incluso, resoluciones favorables incluidas en el Presupuesto 2021 por el presidente de la Cámara de Diputados, Sergio Massa, eterno crédito del dúo mendocino. La presencia de Filiberti –el mayor cliente de Transclor es AySA, presidida por Malena Galmarini, la mujer de Massa– alimentó esa suposición.

Es que, tratándose de Manzano, no es que su pasado lo condene, como en la película. Pero sí lo precede. «Voy a seguir en política toda la vida», le aseguró a *Clarín*. «¿Sabés cómo soy? Como los Titanes en el Ring. ¿Te acordás? Los tiraban abajo y ellos se subían de nuevo», se definía a sí mismo en una entrevista publicada a fines de los 90, cuando retornó al país como hombre de negocios. «A mí, del ring, me van a sacar muerto», sentenció. ×

Nuestras respuestas a sus problemas

Trabajando a lo largo de todo el ciclo de vida del pozo, somos el experto en optimización del flujo de pozos.

Combinando tecnología disruptiva innovadora con datos de alta calidad, a través de la gestión del flujo de pozos, acceso a pozos submarinos, intervención de pozos y soluciones de producción, brindando un servicio que no solo es de vanguardia sino altamente preciso.

EXPRO

LAURA FERRARI, DIRECTORA DE DESA

«HAY QUE IMPLEMENTAR MEDIDAS MACROECONÓMICAS ESTABLES, DE LO CONTRARIO LOS PROCESOS DE REVISIÓN TARIFARIA SEGUIRÁN SIENDO PARCHES»

A CARGO DEL ÁREA DE AUDITORÍA, PLANEAMIENTO Y CONTROL, LA EJECUTIVA ES UNA DE LAS LÍDERES DE DESARROLLADORA ENERGÉTICA (DESA), LA COMPAÑÍA ENCARGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE MÁS DE 1,8 MILLONES DE USUARIOS EN LAS PROVINCIAS DE BUENOS AIRES Y SALTA. EN DIÁLOGO CON *TRAMA*, REPASA LAS LECCIONES APRENDIDAS DE LA PANDEMIA Y ANALIZA CÓMO OPERAR UNA CRISIS EN UN CONTEXTO DE CONGELAMIENTO TARIFARIO.

EN >

< EN

LA PANDEMIA ACELERÓ, en algún tipo de medida, la digitalización de los procesos de gestión de la enorme mayoría de las empresas del sector energético. Para las compañías que brindan servicios públicos, esa tendencia adquirió ribetes particulares. Por un lado, porque las exhortó a masivizar canales virtuales de atención a los usuarios de gas y electricidad. Pero también porque esa transformación, que en buena medida depende de la incorporación de tecnologías (software, sistemas y equipamiento), coincide con un escenario de congelamiento de tarifas que esquilma los ingresos de las empresas.
Laura Ferrari, directora de Auditoría, Planeamiento y Control de Desarrolladora Energética (DESA), estuvo en el centro de escena de ese proceso. Mano derecha de Rogelio Pagano, principal accionista del *holding* que controla cuatro distribuidoras eléctricas en la provincia de Buenos Aires, se formó con él en Edenor, a donde ingresó como joven profesional a mediados de los 90. Cuando el CFO de Edenor dejó Pampa Energía y adquirió Edesa, la distribuidora de Salta, Ferrari dio el salto con él. Hoy conforma junto con Ivana Del Rossi, directora de Administración y Finanzas, la primera línea de fuego de la organización DESA, un grupo que brinda suministro eléctrico a más de 1,8 millones de usuarios. Es propietaria de EDESA –que ofrece el servicio en toda la provincia de Salta–, EDELAP, EDEA, EDEN y EDES en la provincia de Buenos Aires.
La directiva, de profesión contadora pública, conversó con *TRAMA* en las oficinas que la empresa tiene en Palermo, a pocas cuadras del Malba, que permanecen prácticamente deshabitadas desde el inicio de la pandemia. La entrevista, la primera que concede a un medio periodístico, se concretó vía Google Meet.

¿Qué medidas tomó DESA para adaptarse a los desafíos que estableció la pandemia?
—
Encaramos esta crisis con una visión estratégica. Nos propusimos trabajar en paralelo en tres planos. En el corto plazo, dando respuesta a las necesidades y cuidando nuestras capacidades operativas. En un segundo plano, mirando el mediano plazo y ya no solo el día a día sino también pensando formas de estabilización. Al inicio, no había un horizonte claro y resultaba muy difícil asignar probabilidad de ocurrencia a los escenarios. Así que reacomodamos acciones y planes que veníamos trabajando. Pospusimos algunos y nos enfocamos en otros. Por supuesto, no dejamos de mirar el largo plazo y de pensar en la recuperación, el aprendizaje y la capitalización de lo aprendido.
El servicio de los centros operativos de cada una de las compañías funcionó las 24 horas los siete días. También incorporamos y diseñamos protocolos de seguridad e higiene para cuidar la salud de los empleados, asegurar disponibilidad, reforzar equipos y generar centros operativos alternativos para contingencias. En el caso de las guardias y cuadrillas, reorganizamos los equipos de trabajo de campo para proteger a la población de riesgo.

¿Qué rol jugó la tecnología en todo ese proceso?
—
En el caso de las funciones centralizadas o de apoyo al negocio, DESA ya estaba enfocada en un plan de proceso de digitalización. Desde nuestra concepción como Grupo, entendemos que estamos hablando de empresas de control de costo y de tecnología. La tecnología nos permite ser cada día más eficientes, ser transparentes, trazar lo que hacemos y comunicarnos mejor con la comunidad y nuestros clientes. El teletrabajo se pudo realizar en un abrir y cerrar de ojos y lo mismo ocurrió con las funciones de *call center*. Lo logramos inmediatamente. Hubo una adaptación casi instantánea a la nueva modalidad de trabajo gracias al equipo gerencial y todo el personal de cada una de las compañías.

Antes quizá existía cierto rechazo ante el uso de aplicaciones digitales...
—
Sí, nosotros reforzamos la asignación presupuestaria en recursos que se necesitaban para cubrir la prestación de servicio y se ha logrado triplicar la atención de los usuarios a través de canales digitales. Se produjo un cambio de comportamiento por parte de la demanda.
Hubo un primer momento de crecimiento exponencial del requerimiento de plataformas digitales. Luego cayó un poco la curva y se normalizó. En comparación, tanto la factura como el canal de pago y reclamo y la consulta comercial bajo la forma

+
Diversidad y captura de talento

Laura Ferrari integra la que todavía es una nómina selecta de mujeres que ocupan posiciones de *top management* en compañías energéticas de primer nivel. «Hace un tiempo yo pensaba que insistir en la cuestión de género no era necesario y producía discriminación. Pero a lo largo de los años aprendí que debe existir esa discriminación positiva para generar espacios y alcanzar la paridad de género», reflexiona en diálogo con *TRAMA*. «Los equipos heterogéneos que tienen diversidad de género son siempre más exitosos que aquellos que son homogéneos. En nuestro sector el liderazgo es muy masculino. También en el área de finanzas. Cuesta mucho delimitar el espacio para el pensamiento femenino. Destaco que el líder de la compañía, Rogelio Pagano, busca la diversidad permanentemente y en ese sentido nos complementamos bien», agrega.

¿Se puede pensar en términos de qué aspectos positivos genera el liderazgo femenino en una crisis compleja como la actual?
—
Desde mi experiencia personal, entiendo que las mujeres podemos ser más creativas y prudentes a la hora de analizar y de pensar planes mitigantes para bajar la exposición de riesgos. Asumimos riesgos pero con un *background* más examinado, somos más cautas. La capacidad de sugerencias en ese aspecto es notoria. En cambio, el liderazgo masculino está atravesado por la intuición, lo cual también es positivo. Finalmente nace un interesante complemento entre la planificación de escenarios y la espontaneidad y la intuición en beneficio del conjunto.

En el presente parece más difícil que hace 20 ó 30 años convocar a jóvenes profesionales para que se desempeñen en el sector energético. ¿Existe una dificultad a la hora de capturar talentos?
—
Sí, hay una deficiencia en la formación y en la generación de espacios y talentos. Creo que los planes de educación en general no están bien pensados y en nuestro sector se hace difícil. Es una materia tradicional donde la mezcla de lo conceptual de unos años atrás con lo nuevo ligado a la tecnología debe complementarse. Hay un espacio no tan cubierto por los programas actuales y también es un sector inestable hace mucho tiempo, y por ende no resulta atractivo. Sin duda hay una carencia y deberíamos trabajar en eso. Porque es necesaria la renovación y la incorporación de pensamiento joven dentro del sector.

¿En tu caso la inserción en este mundo fue intencional o accidental?
—
Mi recorrido fue algo casual. Estudiaba Ciencias Económicas para ser contadora pública y trabajaba en estudios contables medianos. En un momento quise probar el mundo organizacional y existía un programa de pasantías que me llamó la atención. Busqué en el diario qué empresas ofrecían ese plan y me acerqué a un par, entre ellas Edenor. Así que allí comencé a trabajar como pasante y conocí el mundo de las organizaciones. En el 2000 tenía un rol de analista y me tocó trabajar activamente en el proceso de la primera revisión tarifaria integral de las distribuidoras nacionales. Formé parte de ese equipo y aprendí mucho. Capitalicé las experiencias y me focalicé en este sector.

EN >

“

TUVIMOS UN CAMBIO DE COMPORTAMIENTO IMPORTANTE EN LOS PRIMEROS MESES. LA DEMANDA INDUSTRIAL BAJÓ A LA MITAD MIENTRAS QUE LA RESIDENCIAL SE COMPORTÓ AL ALZA, EN ALGUNAS JURISDICCIONES MÁS QUE EN OTRAS.

digital crecieron significativamente en relación con el comportamiento previo a la pandemia. Como compañía estamos haciendo un esfuerzo para mantener la digitalización y para ayudar a la comunidad a reforzar el uso de la tecnología. Debemos tender a la modernidad en la forma en que prestamos este servicio público.

¿Se puede medir estadísticamente la migración hacia la conducta digital?

—

Sí, se puede medir. En nuestra compañía, por ejemplo, es prácticamente nula la cobranza en oficinas comerciales propias. Antes de la pandemia había un acostumbramiento de los clientes a acercarse a las oficinas a abonar. Ya queríamos disminuir eso porque conlleva riesgos asociados como la inseguridad. Pero a raíz de cierta resistencia de los usuarios, en un primer momento se generó un sistema intermedio.
Hoy la gente no necesita ir a la oficina y lo entiende perfectamente. En cuanto a los Rapipagos u otros afines, la actitud del gobierno nacional de ofrecer mecanismos más simples para bancarizar más personas, con el fin de acercarles la asignación que se generó en el contexto de pandemia, resultó de mucha ayuda. Observamos un comportamiento bastante importante que tiende a hacer uso de la digitalización. Nuestra intención es seguir promoviendo esta conducta y que perdure a largo plazo. Fortalecerla, enriquecerla y que sea más amplia, que no quede limitada a una sola transacción en particular.

En un contexto todavía signado por la pandemia, ¿dónde pondrá el foco DESA en 2021?

—

Vamos a avanzar en el esquema de incorporación de nuevas tecnologías. A pesar de la pandemia, siempre tenemos procesos rodando que tienden a eso. Desde el punto de vista de la automatización, estamos tratando de generar innovaciones. Algunas más caseras y otras más sofisticadas para obtener datos operativos en tiempo real. Esto permitirá tener eficiencia en nuestra gestión y transparencia en los procesos de soporte.
En especial quisiéramos poder encarar esquemas de inversión en tecnología ligada a la medición o telelectura remota para obtener información de consumos y comportamientos.
Si adquirimos tecnología de medición de forma masiva, podremos encontrar mejores soluciones para los esquemas tarifarios en función de los consumos. Además, podríamos dar respuesta más rápido ante eventos como cortes. Pensando en el ideal, quizá podamos operar remotamente, aunque, en este momento, eso es bastante ambicioso porque requiere una mayor inversión.

< EN

“

SI ADQUIRIMOS TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN DE FORMA MASIVA, PODREMOS ENCONTRAR MEJORES SOLUCIONES PARA LOS ESQUEMAS TARIFARIOS EN FUNCIÓN DE LOS CONSUMOS.

En Europa y Estados Unidos es una tendencia importante...

—

Sí, está en boga todo lo que tiene que ver con hacer redes inteligentes de distribución. En DESA estamos siempre atentos a los desafíos que muestra el sector en general y particularmente la matriz energética en nuestro país. Por ejemplo, ahora se le otorga espacio a la generación de energía limpia y eso repercute en la distribución. En la medida en que encontremos los espacios en que podamos seguir estando cerca de nuestras comunidades, el negocio seguirá siendo sustentable.

¿Cuál es la mirada respecto de la iniciativa global por la cual el usuario puede generar energía?

—

Podría llegar a ser una solución para ciertos casos de necesidades de demanda. Pero va a ser un método complementario a los sistemas convencionales. No es algo excluyente. Lo importante es pensar cómo rentabilizar esos proyectos para que asuman un impulso concreto. En algunos lugares es esencial habilitar esa posibilidad, aunque sin descuidar las inversiones en redes de transporte y distribución.

LECCIONES APRENDIDAS Y CONGELAMIENTO

Las empresas concesionarias de servicios públicos atraviesan una coyuntura compleja porque las tarifas están congeladas desde febrero de 2019. Desde esa fecha, la inflación acumulada supera el 85% y la depreciación del tipo de cambio está por encima del 100%. La pandemia se montó sobre esa coyuntura que ya crujía por varios flancos.

¿Qué lecciones aprendidas surgen de gestionar una compañía de servicios públicos en un contexto sanitario excepcional, que además se da en una situación macroeconómica muy compleja?

—

Destaco la gran capacidad que tenemos los argentinos para adaptarnos, ser creativos y buscar soluciones con rapidez. En nuestro caso, el proceso de toma de decisiones es ágil y gracias a eso podemos implementar medidas concretas. Es una fortaleza que se apoya en nuestra trayectoria y experiencia de muchos años. No es pura teoría, la capacidad de aprender y desaprender se visualiza en las prácticas y los resultados son positivos.
Se llevó adelante una articulación de toda la estructura. A nivel gerencial trabajamos con todas las operativas generando sinergia y aprendizaje que sirve de referencia a otras distribuidoras. Ser creativos, arreglarnos con los recursos disponibles y pensar cómo seguir día a día fue un ejercicio muy dinámico que implicó reasignar recursos y proteger la liquidez. Sobre todo, porque no sabíamos cómo iba a resultar la cobranza ni cómo iba a reaccionar la demanda.

¿Hubo cambios en el comportamiento de la demanda?

—

Tuvimos un cambio de comportamiento importante en los primeros meses. La demanda industrial bajó a la mitad mientras que la residencial se comportó al alza, en algunas jurisdicciones más que en otras. Ese fue el comportamiento en general. No podíamos cortar servicio por falta de pago y en este sentido tuvimos una actitud colaborativa con todos los reguladores, las provincias y el gobierno nacional. Además, no nos quedamos solo con las medidas vinculadas al corte por falta de pago, sino que también intentamos acompañar las necesidades puntuales e individuales en cada caso.
Por otro lado, el compromiso de los empleados es una fortaleza y una ventaja competitiva que hay que destacar. Existió un alto nivel de disponibilidad y compromiso aun cuando se modificó la forma de trabajo y se repensaron procesos.

Lograron gestionar en pandemia, pero a la crisis sanitaria se suma la compleja situación económica...

—

Es complejo. Venimos teniendo un marco regulatorio inestable en los últimos años y eso nos ha ofrecido la experiencia de poder gerenciar estas compañías equilibrando los recursos con los requerimientos de la demanda. El desafío está ahí: en pensar cómo alineamos las necesidades de crecimiento, expansión y mantenimiento de las redes de distribución *versus* el equilibrio financiero y el cumplimiento de los compromisos. En DESA incorporamos mucho los ejercicios de planeamiento, donde analizamos permanentemente las prioridades y los equipos de ingenieros transmiten muy bien las necesidades de la red que tiene la operación. Es importante el trabajo en conjunto.
En los años en que los ingresos se mantienen congelados, sobre todo en lo que hace a nuestro Valor Agregado de Distribución (VAD), el ejercicio de administrar al máximo y potenciar el capital

EN >

DESA EN NÚMEROS

3.298
EMPLEADOS

1.843.606
USUARIOS

66.357
KM DE LÍNEA OPERADOS

400
LOCALIDADES CON SUMINISTRO DE ENERGÍA (INCLUIDAS LAS COOPERATIVAS)

de trabajo de las compañías es algo que aprendimos a hacer a lo largo de los años. Si bien no podemos sostenerlo en el tiempo, porque no deja de ser un capital de trabajo y no es una fuente de largo plazo, trabajamos mucho en ese aspecto.

¿Cuáles son los principales problemas que trae aparejado operar en un contexto de ingresos congelados?

—

La dificultad aparece cuando no podemos planificar de una manera eficiente. La planificación eficiente requiere asegurar recursos que no están siempre tan seguros y más aún en un contexto económico de aumento de los precios internos. Dentro de nuestra estructura de costos tenemos un alto componente de salarios que se ajustaron en conjunto con el resto de los componentes de la macroeconomía. Dependiendo de los planes de inversión que se puedan ejecutar, también tenemos insumos dolarizados o que siguen a la inflación mayorista o minorista. Entonces los costos tienden a crecer, y si los ingresos quedan congelados, la remuneración de capital es nula y es muy difícil lograr financiamientos de mediano-largo plazo. Lo que nos queda es articular prioridades operativas y de expansión con recursos propios de la compañía maximizando el uso de capital de trabajo. Hay un estricto control de costos. La herramienta de presupuestación es una herramienta gerencial muy valiosa y colabora en alinear a toda la organización.

El gobierno está analizando la revisión tarifaria. Conceptualmente, ¿cómo debería llevarse adelante ese proceso?

—

Estamos ante modelos pensados para un contexto macroeconómico que asegure que las condiciones están dadas para desarrollar ese marco. Es muy difícil pensar en un marco para nuestro sector y toda la cadena de valor en un contexto macro tan cambiante. No imagino una definición de los parámetros del modelo de la etapa de generación cuando no está clara la base sobre la que se van a establecer las reglas de juego. Hay que implementar medidas macroeconómicas estables, de lo contrario los procesos de revisión tarifaria seguirán siendo parches y no podrán sostenerse en el tiempo. La idea es trabajar juntos y pensar un marco que resulte estable para que podamos hacer las inversiones de expansión y crecimiento que queremos. ×

CLAUDIA BOERI, PRESIDENTE DE LA REGIÓN SUR DE SAP

«LA TECNOLOGÍA HACE TIEMPO QUE ES UN ELEMENTO QUE SIRVE PARA INNOVAR Y REPENSAR LOS NEGOCIOS»

BOERI EXPLICITÓ QUÉ CAMBIOS EN MATERIA DIGITAL ESTÁN IMPLEMENTANDO LAS EMPRESAS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA ANTE UNA FUERTE NECESIDAD DE RECUPERACIÓN ECONÓMICA Y REDUCCIÓN DE COSTOS.

“

LA TECNOLOGÍA SE SUMA COMO ALIADO GENERANDO EFICIENCIA Y AYUDANDO A FORJAR UNA BUENA INTERPRETACIÓN PARA COLOCAR EL RECURSO HUMANO DONDE TENGA MÁS SENTIDO.

LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL avanza a pasos agigantados y con la pandemia se pisó todavía más fuerte el acelerador. Hablar de automatización en un contexto de profunda inestabilidad económica y laboral suscita dudas y temores. Aun así, la tecnología se ha mostrado capaz de convertirse en un espacio sobre el que construir nuevos territorios sin perder de vista los derechos laborales. Nunca neutral, la digitalización y las posibilidades que alberga están en el centro de las miradas. En diálogo con *TRAMA*, Claudia Boeri, presidenta de la Región Sur de SAP, la compañía líder del mercado en software de aplicaciones empresariales, explicitó qué cambios en materia digital están implementando las empresas de la industria energética ante una fuerte necesidad de recuperación económica y reducción de costos. Ingeniera en Sistemas por la UTN, Boeri trabajó en Oracle Corporation, Sun MicroSystems e Informix Software. En 2012 ingresó a SAP y ocupó importantes cargos regionales hasta que se convirtió, en septiembre de 2018, en la Presidente Región Sur de Latinoamérica.

¿Cuáles son los pilares que definen a SAP?

—

En principio, desde SAP entendemos que las empresas inteligentes apalancadas por tecnología pueden mejorar procesos específicos de su industria. Un segundo pilar de la compañía tiene que ver con el ejercicio de una mirada particular: una economía en red integrada a los distintos actores que conforman la cadena de valor. El tercer pilar alude a la huella de carbono y la situación de nuestro planeta y el clima. El 77% de los ingresos por transacciones en el mundo se realizan a través de un sistema SAP. Lo mismo ocurre en el mundo del petróleo, donde el 87% de las empresas son clientes de SAP. En Argentina cubrimos el sector de distribución al 100% y trabajamos con YPF, Mega, PAE, Pluspetrol y Vista, entre otras firmas. Interactuamos con todos los actores de la industria y hay un aprendizaje constante.

¿En qué aspectos la tecnología puede aportar valor a la empresa?

—

La primera tendencia que adquiere una empresa inteligente es la nube. Es decir, la adopción de tecnologías que faciliten o bajen las barreras para que los proyectos sean más ágiles y para que podamos entregar valor más rápido. Esto se ve en los distintos proyectos y prioridades que tienen las empresas en el área de datos, de colaboración con proveedores, de entendimiento de la gestión y en la operación total con los clientes. Implica todo lo que hace a la logística y la cadena de suministro. En cuanto a la fuerza de trabajo que puede ser interna o externa, a través de contratistas, y en un contexto donde se requiere optimización, la tecnología se suma como aliado generando eficiencia y ayudando a forjar una buena interpretación para colocar al recurso humano donde tenga más sentido.

El concepto de transformación digital está en boga y SAP trabaja hace mucho tiempo con plataformas digitales. ¿Cómo lidera la empresa abanderada en sistemas el actual momento de aceleración de procesos de cambio?

—

La pandemia aceleró aquello que se sabía que era inevitable. La tecnología hace tiempo que es un elemento que sirve para innovar y repensar los negocios. La mayoría de las empresas, las grandes sin lugar a dudas, tenían sus planes de transformación. También las pequeñas y medianas tenían intenciones y la mirada puesta en la incorporación de tecnología para democratizar. Este año vemos que la pandemia aceleró esa mirada y esto llevó a adelantar los planes pautados para dentro de unos años. Esa aceleración también hace repensar prioridades. Es decir, traer del futuro algún proyecto para hacerlo hoy. Es muy importante la gestión con el cliente y la cadena de suministro para que el producto y/o servicio llegue de manera adecuada. Así, se dejan para más adelante algunos proyectos a veces fundamentales, porque lo urgente le gana a lo importante.

Pasaron más de nueve meses desde que se decretó el ASPO. ¿Qué balance puede hacerse de este tiempo a nivel regional?

—

Es un tiempo en el que todas las empresas llegan a la conclusión de que es fundamental tener un *core* (núcleo) digital. Podés tener muchísimas aplicaciones, muchísimas tecnologías y hacer muchísimos desarrollos, pero si no los visualizás y no los integrás a partir de un *core* digital, la plataforma no crece. Tenemos clientes de hace muchísimos años. Sin embargo, el punto es que las tecnologías de hace más de 20 años no son las que se necesitan hoy. Entonces estamos trabajando con todos nuestros clientes en el movimiento hacia una nueva plataforma de última generación para que logren digitalizar todos los procesos de negocio. SAP trabaja en una amplia variedad de industrias y el *core* asume particularidades para cada una de ellas. Es algo que está en la mesa de todos nuestros clientes, pero, dependiendo de los tamaños, las complejidades y los sistemas legados, crear un digital *core* implica diferentes esfuerzos. Hay empresas que lo consiguen en pocos meses y en otros casos hay que pautar planes de implementación de dos o tres años. Porque tal vez colocar el *core* significa levantar un montón de otros desarrollos y modernizar tecnologías añejas, lo cual lógicamente lleva más tiempo.

Una de las propuestas de SAP consiste en la migración de la plataforma tradicional *Central Component* (ECC) hacia el sistema SAP S/4 HANA moderno, construido para la era digital. ¿En Argentina estamos preparados para dar ese salto?

—

Estamos preparados y tenemos muchos clientes que están haciendo el camino hacia la plataforma S/4. Un sistema de planificación de recursos empresariales (ERP) preparado para el futuro con tecnologías integradas que incluyen inteligencia artificial, aprendizaje automático y análisis avanzado que se ejecuta en una base de datos que ofrece velocidades de procesamiento en tiempo real.

Por ejemplo, Molinos, la compañía de productos alimenticios del Grupo Pérez Companc, ya está usando el nuevo sistema a partir de un proyecto que comenzó el año pasado. Es muy efectivo en cuanto a la gestión de recursos humanos y la automatización de la relación con empleados. Sobre todo, permite poner énfasis en el comercio para estar cerca de los clientes. En la industria energética YPF es cliente hace mucho tiempo. Este año, en su lista de prioridades la migración es una urgencia. Es un proceso que ya está en curso. Estamos listos para la transformación digital al nivel de los recursos, de los profesionales y de los clientes porque saben que es la única manera de proyectarse hacia adelante.

¿Cuánto hay por ganar en materia de eficiencia incorporando sistemas de cara a la optimización de costos que hoy es una necesidad para la industria?

—

Hay una oportunidad única, porque la tecnología existe. En el pasado las tecnologías no estaban y hoy están, con lo cual lo que tiene que haber es voluntad, recursos y sobre todo decisión para incorporar novedades. Yo veo oportunidades en distintas áreas. Lo que llamamos IoT (internet de las cosas) es muy aplicable a la industria energética en tanto sirve para digitalizar la cadena de valor. Además, las mediciones de evolución permiten saber dónde estás y qué tenés que optimizar. Hay muchas tecnologías para visualizar información y manejar esos datos ofrece la oportunidad de predecir. También veo espacio para trabajar en la automatización haciendo más eficiente el manejo de recursos en general, tanto en áreas operativas de gestión y manejo de equipamientos como en el área de recursos humanos.

SOLUCIONES POR DOQUIER

SAP ofrece productos y servicios para todos los actores de la empresa: proveedores, empleados y clientes. La suite inteligente brinda un conjunto integrado de aplicaciones que respaldan los procesos comerciales de punta a punta, mientras que la platafor-

SAP EN NÚMEROS

48
AÑOS DE EXPERIENCIA

440.000
CLIENTES EN 180 PAÍSES

101.450
EMPLEADOS DE 140 PAÍSES

21.000
PARTNERS EN EL MUNDO (*SAP PARTNER COMPANIES GLOBALLY*)

100
CENTROS DE INNOVACIÓN Y DESARROLLO

200
MILLONES DE SUSCRIPTORES EN LA BASE DE USUARIOS EN LA NUBE

“

ESTAMOS LISTOS PARA LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL AL NIVEL DE LOS RECURSOS, DE LOS PROFESIONALES Y DE LOS CLIENTES.

ma de tecnología empresarial permite realizar análisis de datos y utilizar inteligencia artificial, impulsando la innovación. En esta línea, la red de negocios de SAP digitaliza los procesos comerciales de contratación, viajes y fuerza laboral para ayudar a las empresas inteligentes a trabajar juntas. Asimismo, la problemática ambiental también se hace presente en las soluciones de sostenibilidad que incitan a los clientes a comprender y gestionar su impacto en las personas y el planeta.

¿Cuáles fueron las soluciones que pidieron los clientes del sector energético a lo largo de este complejo 2020?

—

Hoy las empresas visualizan la incorporación de tecnología a través del acceso a una plataforma gestionada para focalizarse en el negocio, en obtener resultados y no tanto en la administración técnica de los recursos. En pandemia, particularmente se requirieron soluciones para interactuar con el personal. Contamos con una suite de gestión de recursos humanos a través de la cual es posible distinguir grupos de riesgo, armar cuadrillas, células y establecer planes de reemplazo en caso de necesidad.

¿Hay mayor atención sobre la huella de carbono a nivel global?

—

Sí. Es un tema que había empezado a estar en agenda algunos años atrás. Empezamos a construir aplicaciones específicas y es un camino que se está acelerando. En este capítulo, como SAP tenemos un doble rol: de habilitador, nuestra responsabilidad es crear las aplicaciones y tecnologías para que otros lo puedan pedir y aplicar, y el rol de ejemplo. Se trata de una cuestión que años atrás no discutíamos y no teníamos soluciones específicas para este sector. Entonces, también nosotros venimos trabajando y formalizando objetivos de reducción de impacto ambiental desde 2019. Desarrollamos Climate 2021, una aplicación que parte de la medición de la huella de carbono y permite visualizar todo el ciclo de producción para ver si algo está fuera de norma. A partir de allí es posible tomar decisiones y mejorar procesos.

Las dinámicas laborales cambiaron, el trabajo es remoto y suben la demanda y la presión. ¿Cómo se ejerce el liderazgo en un momento como este?

—

Creo que se trata de buscar a través de los medios disponibles el modo de estar cerca. Un chat, un llamado, un video. Disparar la pregunta de qué estará haciendo alguien es fundamental para ver cómo me conecto y cómo estoy disponible. En nuestro caso, trabajamos mucho el eje comunicacional organizando reuniones trimestrales con todos los empleados, donde compartimos el resumen de las actividades y resultados. En uno de los informes de principios de 2019 venía una guía con la propuesta de tocar el capítulo de *mental health*. En ese momento dijimos: «¿por qué hablar de salud mental?» Y sin duda en 2020 ese capítulo significó mucho. El preguntar cómo estás y pensar cómo sostener al que está mal cobró otro sentido. En cuanto al liderazgo, como siempre digo: nunca es mucho. ×

ENTREVISTA A JAVIER PASTORINO, *MANAGING DIRECTOR* DE SIEMENS ENERGY

«ENTENDEMOS QUE HAY QUE TRABAJAR A NIVEL GLOBAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA»

SIEMENS DIVIDIÓ EN MAYO DE 2020 SU NEGOCIO LOCAL EN DOS EMPRESAS: SIEMENS ENERGY Y SIEMENS INDUSTRIAL. EN DIÁLOGO CON *TRAMA*, PASTORINO EXPLICA QUÉ PAPEL CUMPLIRÁ LA NUEVA COMPAÑÍA ELÉCTRICA Y DETALLA CUÁLES SON SUS PILARES.

“

LA SOCIEDAD SE VA A ELECTRIFICAR AÚN MÁS CON EL ADVENIMIENTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA Y ESO ES POSITIVO PORQUE LA ELECTRICIDAD ES UNA ENERGÍA EFICIENTE Y MUY LIMPIA.

A JAVIER PASTORINO el desafío de la transición energética en Argentina lo tiene entusiasmado. Los avances en materia de energías renovables y el impulso creciente de la electricidad como energía primaria en el mundo dan cuenta de que electrificación, descarbonización y rentabilidad están yendo de la mano. En Siemens entendieron que esa realidad demandaba la creación de un nuevo vehículo 100% focalizado en energía y listo para navegar por las aguas de la transición. Con ese fin, en abril realizaron una reestructuración global, dando a luz a Siemens Energy, una compañía independiente y que ya cotiza en la Bolsa de Frankfurt.

El reordenamiento del grupo también llegó a Buenos Aires. En mayo Siemens dividió su negocio local en dos empresas: Siemens Energy y Siemens Industrial. Pastorino es el *managing director* de Siemens Energy para Argentina, Chile y Uruguay. Cuenta con una extensa trayectoria dentro de la empresa y en lo vinculado con energía eléctrica en particular. En diálogo con *TRAMA*, el gerente general explica cuál es el rol que la flamante compañía cumplirá en el panorama energético de las próximas décadas e identifica las oportunidades y su potencial en Argentina y la región.

¿Qué ventajas tiene esta reorganización del grupo?

—

La decisión de Siemens de hacer un *spin off* de su negocio de energía tiene dos grandes ventajas. Desde el punto de vista de los inversores, ahora tienen una compañía 100% focalizada en energía, lo que involucra la generación renovable y convencional, aplicaciones industriales, transmisión y nuevos negocios de energía, como baterías e hidrógeno. Siempre hay estrategias focalizadas, pero acá hablamos de una compañía totalmente focalizada en energía. La otra ventaja de esta focalización es que se da por la transición energética. Por un lado, a nivel mundial hay entre 850 y 900 millones de personas que todavía no tienen acceso a la electricidad. Por el otro, habrá un crecimiento de la demanda energética total que estimamos en un 25% para 2040. Pero la electrificación de los sistemas energéticos va a ser mayor que ese crecimiento. La sociedad se va a electrificar aún más con el advenimiento de la movilidad eléctrica y eso es positivo porque la electricidad es una energía eficiente y muy limpia. Vamos a tener un crecimiento de la demanda energética y de la electrificación por encima de ese crecimiento global. Por lo tanto, el foco de esta compañía es sobre la electrificación y por supuesto que responde a poder cumplir con los objetivos de cambio climático. Para tener un mundo sostenible, no hay que superar 1,5 °C de elevación de la temperatura promedio de la tierra por sobre la era preindustrial. Hoy todas las tendencias indican que vamos a valores superiores, por lo que hay una necesidad imperiosa de trabajar desde la tecnología en esta transición energética.

Siemens es una empresa de más de cien años que acaba de tomar la decisión de crear un vehículo específicamente dedicado al tema de energía. ¿Cómo fue el proceso que llevó a Siemens a crear una compañía listada en Bolsa y qué otros objetivos tienen?

—

Fue un proceso estratégico que llevó varios años en Siemens. Nosotros vemos hoy el mundo de los negocios como ecosistemas. Hay distintos *stakeholders* y grupos de interés interrelacionándose en un mundo mucho más complejo. Para actuar en ese ecosistema se necesitan compañías mucho más flexibles, más modernas y más focalizadas. Por esa razón fue que hace unos años se creó una empresa totalmente focalizada en salud, que es Siemens Helthineers. Ahora, como segundo paso se crea una compañía totalmente focalizada en energía. Queda entonces una especie de ecosistema entre Siemens, Siemens Energy y Siemens Helthineers, pero con compañías que están claramente focalizadas en sus mercados clave, que son mucho más flexibles y mucho más dinámicas. Ese fue el motivador estratégico por el cual Siemens adoptó esta estructura.

Hizo referencia a cuatro unidades de negocios dentro de Siemens Energy. ¿Puede detenerse dentro de cada una de esas subunidades?

—

Siemens Energy tiene cuatro grandes pilares que son generación, aplicaciones industriales, transmisión y nuevos negocios de energía. Dentro de generación existe, por un lado, la generación renovable. Siemens Energy tiene la mayoría del paquete accionario de Siemens Gamesa Renewable Energy, por lo que tenemos todo el porfolio de turbinas eólicas, tanto *onshore* como *offshore*. Es un mercado claramente en crecimiento con esta penetración de las energías renovables debido a la transición energética. Por otro lado, está la generación convencional con turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados, además de la automatización, sistemas de control y digitalización de esas formas de generación. El segundo pilar es aplicaciones industriales; llevamos las aplicaciones de energía del nivel de las *utility* al nivel de los clientes industriales. El foco está puesto en los distintos segmentos industriales. Por ejemplo, en *Oil & Gas* estamos trabajando en la electrificación de todo el proceso. Hicimos un análisis de caso de negocios de electrificación de operaciones de *drilling*, de *fracking*, de *upstream*. Los ahorros por reemplazar el uso de combustibles diésel en esas operaciones serían del orden de magnitud del 50% en esa parte de la estructura de costos. Electrificar es una forma de generar energía mucho más eficiente y limpia. Otros segmentos son pulpa de papel y cemento, por ejemplo. El tercer pilar es el de transmisión. Todo lo que es soluciones para transmisión tanto en corriente alterna como en corriente continua en alta y media tensión se maneja con esta unidad de negocios. El cuarto pilar es el más incipiente y se relaciona con nuevos negocios de energía. Nos enfocamos básicamente en hidrógeno verde y ya estamos trabajando en varios proyectos piloto. Entendemos que va a ser una tecnología que con el tiempo va a tener un nivel de reducción de costos, con curva de aprendizaje y masa crítica, y de mayor penetración a medida que van bajando los costos para profundizar el proceso de descarbonización y de transición energética. Esos cuatro pilares forman Siemens Energy.

La transición en un mundo post-pandemia y en la región.

—

La pandemia impactó de lleno en la economía global y el sector de energía no fue la excepción. Las medidas sanitarias implementadas a lo largo y ancho del planeta para limitar la propagación del COVID-19 repercutieron sobre el consumo de energía, desaceleraron proyectos en obra y obligaron a revisar muchos otros que se encontraban en carpeta. No obstante, para este ingeniero industrial egresado de la UBA al frente de Siemens Energy redoblar la apuesta por la transición energética en este difícil contexto es una forma inteligente, limpia y rentable de salir de la recesión global en curso. Una apuesta que, además, tiene buenos fundamentos en la región.

Uno cree que la pandemia acelerará los procesos de descarbonización o de transición energética desde el punto de vista tecnológico. Pero desde el punto de vista económico, es tan fuerte el impacto sobre los PBI y sobre el crecimiento global que uno también cree que el objetivo inicial será recuperar ese terreno que se perdió y empezar a poner de vuelta el sistema en marcha. En ese objetivo de recuperar valor no sé cuánto espacio habrá para alojar capital en nuevos desarrollos. ¿Qué tendencia cree que primará?

—

Pienso que hay alineamiento en las dos cosas. Invertir en nuevos proyectos crea crecimiento económico, genera palancas adicionales para el crecimiento. Por otro lado, el cambio climático es real y entendemos que hay que trabajar a nivel global en la transición energética. Es un camino a transitar que ya empezó y que no tiene vuelta atrás. Hoy los casos de negocios demuestran que la descarbonización también se está dando en modelos de negocios en los que la electrificación convencional era más competitiva. Hoy existen precios de paridad en energía solar fotovoltaica o eólica que logran mejores costos que con la generación tradicional. Se genera crecimiento económico, la transición energética es necesaria para cumplir con los planes de cambio climático y el trilema energético, y los modelos de negocios están cerrando también. Veo que está todo alineado y esa tendencia es por la cual Siemens Energy también se orienta estratégicamente hacia ese proceso de descarbonización.

¿Se han fijado objetivos en materia de facturación, crecimiento o participación de mercado que permitan cuantificar los objetivos de la compañía?

—

Sí, están cuantificados a nivel global y todos contribuimos a ese nivel. Buscamos crecer más rápido que el mercado en términos de facturación. Obviamente, crecer de manera sustancial en términos de rentabilidad. Esos son los dos focos que se están

+

¿Por qué hidrógeno verde en el Cono Sur?

Por sus recursos renovables, Chile y Argentina son dos mercados óptimos para la producción de hidrógeno verde. Así lo entienden en Siemens Energy, que ya trabaja junto a Porsche en un proyecto piloto en Chile, que se espera sea la primera planta integrada, comercial, a escala industrial del mundo para producir combustibles limpios. «Chile está planteando que el hidrógeno tenga el mismo nivel de magnitud que el que tiene la minería, sobre todo en las exportaciones. Hay una agenda público-privada que está promoviendo el desarrollo de esta tecnología», explica Pastorino. En Argentina, «a mediano plazo es algo totalmente viable para hacer porque tenemos recursos de energía renovable, pero sobre más cantidad de superficie».

+

El ejemplo del vóley

Pastorino juega al vóley desde los 10 años y lo sigue practicando como forma de esparcimiento. Pero el deporte representa para él más que eso. «El vóley me dio una formación espectacular en términos de pertenecer a un grupo, de la cultura del esfuerzo para tener determinados logros, de generar competitividad». En Siemens lleva más de 20 años aplicando esa formación en su trabajo cotidiano. Una formación que fue desarrollando a la par de su formación técnica secundaria y luego durante su etapa en la Universidad de Buenos Aires y en el máster de negocios de la Universidad Austral. «El vóley fue una parte esencial de la formación y es algo que trato de inculcar a mi familia y mis hijos».

“

SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, QUE ES NUESTRA COMPAÑÍA DE ENERGÍA EÓLICA, VE UN POTENCIAL ENORME EN SEGUIR DESARROLLANDO ENERGÍAS RENOVABLES.

poniendo a nivel global porque, con el crecimiento de la facturación y un aumento importante del *profit* hacia el año 2023, que es en donde trazamos el primer *milestone*, se apuntalará el crecimiento del precio de la acción.

¿Conceptualmente a qué se refiere cuando habla de poner el foco no solamente en la facturación sino también en el incremento de la rentabilidad?

—

Estamos mirando a nivel global cómo son nuestras operaciones. Al tener una compañía 100% focalizada en el negocio de energía y con mucha más flexibilidad, que es lo que el mercado está requiriendo, reordenás tu operación para ser más flexible y más competitivo, generando un círculo virtuoso de más facturación por ser más competitivo. Al ampliar la masa crítica aumenta el negocio de servicios, y es un círculo virtuoso que realimenta la rentabilidad. Ese es un poco el racional de la nueva compañía.

Desde lo estratégico y pensando a futuro, ¿cuál de estos cuatro pilares o ejes que sustentan la estrategia de Siemens Energy piensa que van a tener más aperturas o mayores oportunidades en el país?

—

Argentina siempre fue un mercado estratégico para Siemens. Ya hace muchos años que tenemos una presencia muy grande en áreas de generación, en áreas de *Oil & Gas*, en áreas de transmisión. A nivel Latinoamérica, Argentina está dentro de los principales mercados foco, junto con Brasil y México. Veo potencial de crecimiento en todos los pilares. Empezando por generación, la visión en el proceso de transición energética es que en el corto plazo el gas natural seguirá siendo el combustible o hidrocarburo de transición. Los renovables tienen intermitencia y generan a veces inestabilidades de red, con lo cual se necesita un *back up*, que en el corto plazo lo cubrirá el gas natural. Si lo comparamos en generación de huella de carbono, el gas natural es menos de la mitad que el carbón, menos del 35% de lo que es un combustible líquido. Dentro de los hidrocarburos es por lejos el más limpio. Conceptual y globalmente vemos una penetración de las energías renovables, con el gas natural como combustible de transición y como *back up*, hasta el desarrollo de alternativas en lo que es almacenamiento, como baterías o hidrógeno, que irán profundizando el proceso de descarbonización. Pero todo esto va a llevar décadas. En el caso de Argentina, tiene el mejor viento del mundo y el mejor sol del mundo. Siemens Gamesa Renewable Energy, que es nuestra compañía de energía eólica, ve un potencial enorme en seguir desarrollando energías renovables. En términos de gas, si bien hoy parecería que la capacidad instalada alcanza para cubrir los picos de demanda, en cuanto se genere reactivación vamos a estar otra vez muy justos. Por otro lado, vemos que el país tiene cierta capacidad instalada con eficiencias bajísimas, con lo cual existe la posibilidad de un recambio tecnológico a tecnologías de gas mucho más eficientes, como los ciclos combinados. Otra oportunidad en gas es en algunas aplicaciones de cogeneración; esto es usar generación con gas, pero con el excedente de los gases de escape se puede generar vapor para procesos industriales, por ejemplo. La eficiencia es altísima. En *Oil & Gas*, Argentina con el recurso de gas que tiene y Vaca Muerta, por ejemplo, es algo que también podemos aprovechar. En aplicaciones industriales la electrificación del *Oil & Gas* en Vaca Muerta es algo que tenemos como prioridad. En la parte de transmisión, con la capacidad instalada que se creó en los últimos años, más los proyectos en el corto y el mediano plazo, se generará la necesidad de mejorar la red de transmisión en alta tensión. Respecto del cuarto pilar, el hidrógeno es algo muy incipiente en Argentina y en el resto del mundo. Pero con los vientos de alta calidad que tenemos en el sur del país veo un potencial a mediano plazo de desarrollar una industria de hidrógeno verde acá también. Estamos empezando a sembrar las primeras semillas para pensar en ese mediano plazo en temas de hidrógeno. En los cuatro pilares vemos oportunidades en Argentina. ×

PARA MEJORAR LOS FACTORES DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS

«ES NECESARIO QUE LA INDUSTRIA TRABAJE EN EL ENTENDIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE RESERVORIO DE VACA MUERTA»

A PUNTO DE CUMPLIR 20 AÑOS EN EL MERCADO, FIELD DEVELOPMENT CONSULTANTS (FDC), REFERENTE EN EL PAÍS EN EL ÁREA DE INGENIERÍA DE RESERVORIOS Y PRODUCCIÓN, ROBUSTECE SU PROPUESTA INTEGRAL CON EL MONTAJE DE SU PROPIO LABORATORIO DE TERMODINÁMICA DE FLUIDOS DE RESERVORIO (PVT) Y EL DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA DE INTERPRETACIÓN DE DATOS PARA OPTIMIZAR LA TOMA DE DECISIONES EN EL NEGOCIO PETROLERO.

Por Nicolás Gandini

EN >

“

OBSERVAMOS QUE HOY EN DÍA HAY INFORMACIÓN PERO POCO PROCESAMIENTO Y PROYECCIÓN A FUTURO. EN FDC TODA LA VIDA NOS DEDICAMOS A HACER PRONÓSTICOS, ESE ES NUESTRO FUERTE.

Gilardone

CARLOS GILARDONE Y CARLOS ‘CHARLY’ CANEL, fundadores de Field Development Consultants (FDC), se reencontraron en Punta Arenas, en el extremo sur de la patagonia chilena, en enero de 2002. Se habían conocido inicialmente a principio de los 90 trabajando para Quintana Petroleum en el descubrimiento del primer petróleo volátil de Argentina; Carlos como ingeniero *junior* mientras que Charly era el consultor estrella en fluidos de reservorio. Unos meses antes del reencuentro, Gilardone había regresado a la Argentina después de pasar cuatro años expatriado en Houston. En el corazón petrolero de EE.UU. se especializó en ingeniería de simulación, la que predice el comportamiento de los reservorios de hidrocarburos. Como es usual en la vida nómade de los petroleros, también pasó un tiempo en México abocado al desarrollo de campos maduros de Pemex. Tenía apenas 31 años cuando, de la mano de una propuesta contractual de Enap (la petrolera estatal de Chile) para la optimización de sus principales campos gasíferos, encaró la operación retorno.
En Argentina transcurría la apoteosis de la Convertibilidad, que explotaría en diciembre de 2001 provocando la que, hasta la pandemia, había sido la peor crisis económica de la historia. El reencuentro profesional con Canel, ex director de Simulación y Termodinámica de YPF y uno de los referentes históricos en el área de Fluidos y Transporte de hidrocarburos, sucedió bajo ese contexto histórico.
«El gerente de Enap quería realizar tres estudios importantes en unos campos gigantes de Punta Arenas. Les explicamos que el proyecto implicaba dos años de continuidad e inmediatamente nos dieron contrato. Así arrancamos», recuerda Gilardone en diálogo con *TRAMA*, quien fue entrevistado en las nuevas oficinas que la empresa compró y remodeló en Martínez, al norte del conurbano, cerca del conocido corredor gastronómico de Dardo Rocha.
«Nos fue muy bien, nuestra metodología y nuestro software daban buenos resultados. Para nosotros fue uno de los mejores proyectos. Además, los yacimientos eran nobles y respondieron inmediatamente cuando se plantearon mejoras en sus instalaciones», complementa Canel, director del área técnica de FDC.

ENFOQUE INTEGRAL

FDC ofrece una amplia gama de soluciones ligadas al entendimiento del subsuelo. Posee cuatro líneas de negocio principales: Ingeniería de Reservorios y Producción, Fluidos de Reservorio, Software y Capacitación.
Adicionalmente al desarrollo de los productos propios, desde hace 20 años representan en Latinoamérica a la empresa de software francesa Kappa Engineering, dando soporte técnico de sus productos. A partir de 2018, Kappa se convirtió en accionista de FDC a través de la adquisición del 50% del paquete accionario.
Ingeniero en Petróleo del ITBA y con un máster en Economía de Petróleo y Gas, Gilardone está enfocado en las disciplinas de ensayo de pozos y la simulación numérica, las cuales permiten pronosticar el comportamiento de un reservorio. Fue profesor del Posgrado de Ingeniería de Reservorios de la UBA durante 14 años y actualmente es el titular de la materia Análisis de Transientes de Presión en el ITBA.
Especialista en Fluidos y Transporte de hidrocarburos, Canel se encargó históricamente de los estudios de termodinámica y

+

Laboratorio de primer nivel

Field Development Consultants (FDC) instaló en la planta baja de sus oficinas de Martínez un moderno laboratorio que cuenta con equipamiento de primer nivel. La estrella es la celda PVT400 comprada a los franceses de Sanchez Technologies (CoreLab), que estudia los fluidos de reservorio a distintos valores de presión, volumen y temperatura (PVT). Este equipo es el más moderno en su clase. Puede realizar estudios de fluidos en una presión de hasta 1000 kg/cm² y 200 °C para volúmenes de 400 cm³. Solo Petrobras, en su centro de investigación (CENPES), posee un equipamiento similar. El laboratorio también cuenta con dos cromatógrafos Perkin Elmer para la caracterización de gases y líquidos, equipos de Reología, Viscosímetros y un equipo especializado para la caracterización de parafinas.
«Las presiones de Vaca Muerta son altísimas. Las celdas existentes en Argentina están bastante limitadas en valores de presiones a los que pueden alcanzar. Antes los yacimientos tenían como máximo 400 kilos por centímetro cuadrado de presión, pero los nuevos campos no convencionales alcanzan en algunos casos más de 700», explica Carlos Canel, *technical director* de FDC y ex director de la histórica unidad de Termodinámica que YPF poseía en Investigación y Desarrollo de Florencio Varela.

¿Cuáles son las principales características del equipo?
Carlos Gilardone: Principalmente la precisión, la repetitibilidad de los ensayos y sus altos estándares de seguridad. Estos equipos existen hace 50 años, pero ninguno cuenta con la tecnología que presenta esta máquina ni el nivel de seguridad. El rango de presiones (hasta 1.000 kg/cm²) y temperaturas (hasta 200 °C) está pensado fuertemente para los reservorios No Convencionales. Adicionalmente posee una cámara con la que se puede visualizar lo que ocurre dentro de la celda en tiempo real, permitiendo observar con altísima precisión el punto de burbuja. Y para los Gases Retrógrados posee un detector láser de punto de rocío, lo que deriva en una altísima precisión en los estudios de gases.
Además, todos los experimentos se manejan a través de una computadora: el movimiento del pistón, la inyección del fluido y las rampas de calentamiento, entre otras opciones. Para adquirirla fue clave el respaldo del presidente de Kappa (accionista de FDC), Olivier Houzé, quien nos exhortó a comprar el mejor equipo del mercado.

Carlos 'Charly' Canel

análisis nodal. Charly también es profesor del Posgrado de la UBA desde hace más de 25 años.
«En el intercambio se aprende mucho. Siempre digo que el 70% de lo que sé lo aprendí de Charly y el 30% restante en EE.UU., donde trabajé cuatro años en una empresa de ingeniería en Houston», afirma Gilardone, *managing director* de FDC, que en 2020 dio un salto de calidad al incorporar equipamiento de laboratorio de primer nivel.
Respaldada por su accionista Kappa, la empresa –que realizó trabajos en toda América, el norte de África y lugares remotos como Turkmenistán– adquirió equipos para realizar estudios de PVT (Presión, Volumen, Temperatura). «Analizar en celda PVT lo que pasa con el fluido es clave para caracterizarlo y modelarlo; la caracterización de fluidos es una parte vital en el entendimiento de todo lo que ocurre desde el reservorio hasta la refinería», señala Canel.
Al mismo tiempo, FDC acaba de presentar en el mercado una plataforma de análisis e interpretación de datos para entender el comportamiento de los pozos perforados en Vaca Muerta y otros *plays* de la Argentina en los últimos años. Sobre la base de estadísticas del Capítulo IV de la Secretaría de Energía, la empresa realizó un desarrollo en Python que modela y cruza variables de producción con otras que son propias de la economía del negocio. «Hoy en día hay información disponible pero que está poco procesada y con escasas proyecciones a futuro. En FDC toda la vida nos dedicamos a hacer pronósticos, ese es nuestro fuerte», destaca Gilardone mientras repasa en la pantalla las distintas interfases que ofrece la aplicación diseñada por la empresa.

> “EL *SHRINKAGE* (ENCOGIMIENTO) ES UN PROBLEMA FRECUENTE. POR ESO ES TAN IMPORTANTE ESTUDIAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN UN LABORATORIO.
> **Canel**

¿Cómo fueron sus comienzos en el área de ingeniería de Reservorios y Producción?
—
Carlos Canel (CC): Empezamos a trabajar con YPF cuando aún no había softwares. Existía un solo programa que adquirió Schlumberger cuando compró Baker Jardine. Yo había programado muchas rutinas de cálculo de Análisis Nodal y Termodinámica cuando estaba en YPF. Y al principio era eso lo que usábamos y vendíamos.
Carlos Gilardone (CG): Sí, después, en los 90, apareció un producto revolucionario de la desarrolladora Petroleum Experts que integró de forma analítica toda la información del reservorio, de pozos y redes de superficie. Antes había productos por separado. Asimismo, este software sustituyó el uso de simuladores numéricos, dando respuestas mucho más rápido sobre el comportamiento de los reservorios con la producción.

Es decir que el desarrollo de Petroleum Experts también elevó la vara para ustedes...
—
CG: Sí, nosotros nos enfocábamos en un producto denominado Nobalpro (Nodal, Balance y Pronósticos) y en BACO (Balance de Materia Composicional) que aún tenemos y con ese software hicimos toda la optimización del desarrollo de Loma La Lata, incluyendo la compresión de media y baja presión y muchos de los proyectos de El Portón para YPF. Se trata de un programa que acopla las ecuaciones de estado con los modelos de balance de materia y con lo que pasa en las instalaciones de superficie.

Carlos Gilardone

Históricamente nosotros desarrollábamos nuestro propio software de cálculo en función de nuestras necesidades para los proyectos en los que trabajábamos. Generalmente nuestros clientes veían su utilidad y terminaban comprándolo para su uso interno. Mucho de esto se terminó cuando las empresas estandarizaron el software a ser utilizado por toda la compañía.

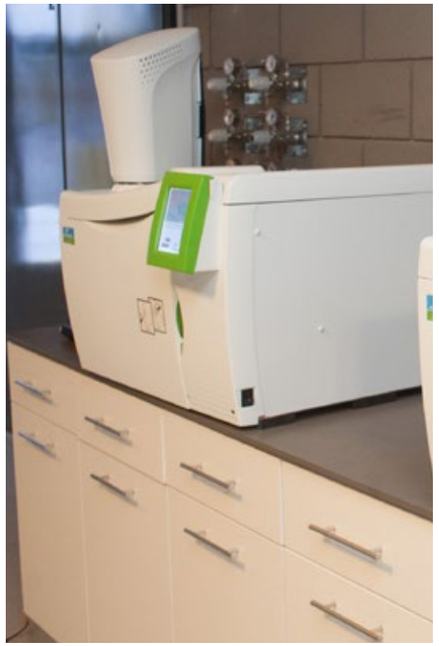
¿Cómo fueron esos primeros pasos trabajando para Enap?
—
CG: Enap tenía campos muy productivos pero que no habían sido optimizados para la etapa de producción en baja presión. Corría el año 2001 y tenían que satisfacer una curva de demanda firmada con Methanex que vencía en 2009 y que, de acuerdo con sus propias estimaciones, no iban a poder satisfacer, por lo que tuvimos que realizar los estudios de reservorio e instalaciones de superficie en el menor tiempo posible. Recuerdo que les propusimos instalar 20.000 HP de compresión y cambiar la forma en la que operaban mediante el uso de unidades portátiles en los campos, lo cual era un proyecto de tal magnitud para una empresa como Enap que tuvimos que presentar nuestras propuestas y pronósticos frente a la plana máxima de la compañía.

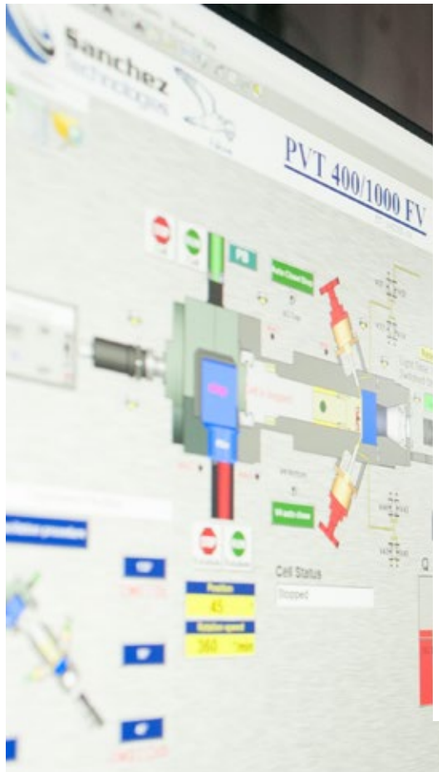
¿Cómo se entrelazan los estudios del subsuelo, el análisis de datos de producción y el fortalecimiento del área de laboratorio que encararon el año pasado?
—
CC: Te lo explico con un ejemplo. Lo que está pasando en muchos desarrollos conjuntos de Vaca Muerta es que la producción que mide el socio operador en la boca de pozo es distinta de la que mide otro socio en otro punto de las *facilities*. Hay un tema de transferencia de custodia y la pregunta es: ¿quién tiene razón? El *shrinkage* (encogimiento) es un problema frecuente. Por eso es tan importante estudiar el comportamiento de los fluidos en un laboratorio.
CG: En el caso de los hidrocarburos, simplificadamente, cuando baja la presión desaparece líquido. Entonces, los datos que surgen cuando se realiza una medición del pozo en alta presión (por ejemplo, a 80 kg/cm²) difieren de los que se recogen cuando el fluido entra en una tubería y baja la presión para poder moverse y llega a la batería con 20 kg/cm². La cantidad de liquido es distinta porque se evaporó. Lo que sucede en Vaca Muerta es que hay mucha pérdida de líquido que se convierte en gas. Por eso las discusiones de *shrinkage* son cada vez más comunes.

¿Cómo se hace para arbitrar esas discusiones?
—
CG: Hay que estudiar el fluido, ver cómo se comporta cuando bajan la presión y la temperatura. Hay modelos de ecuaciones de estado que describen ese comportamiento y se trabaja en base a eso. Asimismo, está la cuestión de seguridad, porque el petróleo que va a al tanque libera gas que es más pesado que el aire. Eso queda flotando en el ambiente y ante una chispa que se genere te quemás con una llama. En Vaca Muerta hubo varios accidentes por este motivo.

La producción en Vaca Muerta es por primaria. La Argentina tiene amplia experiencia en procesos de recuperación secundaria y también, aunque en menor medida, de terciaria.

EN >





+

Plataforma de datos

FDC desarrolló en Python y Power BI una aplicación que permite interpretar información relativa al comportamiento de los pozos perforados en Vaca Muerta y en otros *plays* hidrocarburíferos del país. Actualmente es desarrollado por un equipo interno de dos ingenieros en Petróleo y un programador, dirigidos por Carlos Gilardone.
A partir de la información generada por la Secretaría de Energía se realizan cálculos en forma automática de Pronósticos de Producción, Recuperación Última (EUR), todo tipo de correlaciones entre la extensión lateral de los pozos y cantidad de fracturas *versus* EUR, etc.
La plataforma a su vez da un paso adelante y genera modelos de evaluación económica que se actualizan periódicamente, permitiendo a cualquier operadora entender rápidamente los *economics* de cada bloque, campo o grupo de pozos de Vaca Muerta.
En base a estos estudios, FDC relevó los pozos horizontales de petróleo perforados en el *shale* neuquino entre 2014 y octubre de 2020. «Los resultados han sido muy diversos pero muestran que la curva de aprendizaje, si bien ha sido costosa, ha comenzado a rendir sus frutos en forma consistente a partir del año 2018», destaca Gilardone. Según sus estimaciones, hoy el 80% de los pozos perforados son rentables.

¿Es la primera vez que observan en Vaca Muerta niveles de productividad que pueden alcanzar el objetivo económico?
—
CG: Existen dos cuestiones fundamentales para definir el objetivo económico. La productividad, por un lado, y el riesgo, por otro. Llamamos económico al momento en que 8 de cada 10 pozos alcanzan la rentabilidad esperada. A partir de 2018 se revirtió la tendencia que había y se incrementó la productividad debido al aumento de las etapas de fractura y la longitud de los pozos. Eso es lo que buscan las grandes empresas, reinvertir con bajo riesgo.

En plays no convencionales de Estados Unidos también hay un listado de pozos que no son rentables. La clave está en tener una masa crítica de pozos que permita encarar una inversión más allá de que el 15% ó 20% de los pozos no se re-paguen. ¿Esto es conceptualmente así?
—
CG: Claro, hay un pozo promedio y otros que están muy por encima del promedio. Cuando hacemos el estudio englobamos los pozos de todas las operadoras y evaluamos esa masa crítica. Inicialmente tomamos la decisión de mirar Vaca Muerta en su conjunto sin entrar en el detalle de las empresas, aunque hay algunos pozos, como los últimos que perforó Vista Oil & Gas, que lograron una producción muy superior al promedio.

¿Existe espacio para seguir elevando el rendimiento de los pozos?
—
CG: Todavía hay mucho por optimizar. Hay que pensar que un pozo similar con la misma cantidad de fracturas en Estados Unidos cuesta la mitad que acá. Aun así, se está aprendiendo mucho y se ven los avances. Es necesario que la industria trabaje en el entendimiento de los fluidos de reservorio para mejorar los factores de recobro de hidrocarburos y estudie lo que está pasando. La productividad de Vaca Muerta es extraordinaria. Hoy es negocio y se puede seguir creciendo.

EN >

“

DESDE FDC ESTAMOS APOSTANDO PARTICULARMENTE A LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN VACA MUERTA UTILIZANDO MODELOS DE REINYECCIÓN.

Gilardone

¿Se puede optimizar la recuperación de hidrocarburos en campos no convencionales?

—

CG: Desde FDC estamos apostando particularmente a la recuperación mejorada en Vaca Muerta utilizando modelos de reinyección. En términos simplificados, el proceso de reinyección consiste en tomar un pozo que está en producción, cerrarlo y reinyectarle gas durante un plazo cercano a los 30 días y abrirlo nuevamente. De esta forma, el reservorio recupera energía y el fluido se hace más liviano debido a la mezcla del gas inyectado con el petróleo del reservorio.

En el país, el primer proyecto de reinyección de gas en un yacimiento *tight* de gas y condensado se realizó en el campo Estación Fernández Oro (EFO) de YPF. En este caso, el objetivo es vaporizar la fracción de líquidos que queda entrampada en el reservorio debido a la Condensación Retrógrada.

En Estados Unidos avanzaron con muchos pilotos de reinyección en yacimientos de gas y petróleo y nos invitaron a participar de uno de los foros a raíz del proyecto que hicimos en EFO. En gran medida, todo depende del precio del gas que se inyecta, del que se obtiene y también del precio de acreaje. Cuando se empieza a acotar el acreaje disponible, se empieza a pensar en la reinyección. Todavía es algo muy novedoso y poca gente tiene experiencia concreta salvo las grandes empresas americanas, pero nosotros le vemos mucho potencial hace tiempo. Los resultados que estamos obteniendo en nuestros estudios indican recuperaciones incrementales que pueden alcanzar entre un 30% y un 45% adicional de petróleo sobre los valores de primaria. Esto implicaría pasar de factores de recobro de 15% a 25% sobre el mismo pozo.

Hay una multiplicidad de características y procesos para analizar. Por ejemplo, en los sistemas de producción, ¿es aplicable?

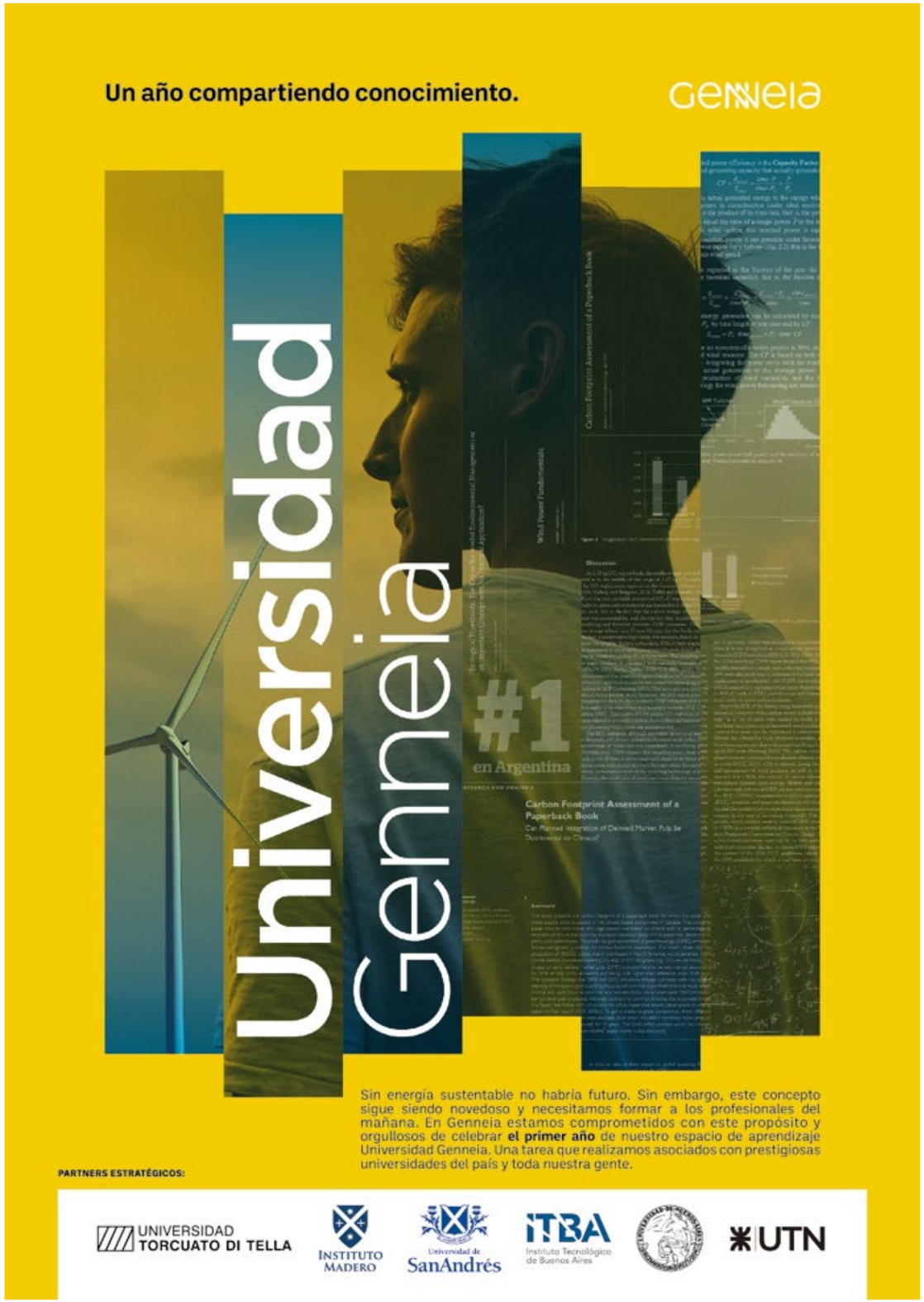
—

CC: Exacto. Por ejemplo, el yacimiento La Ribera, en Vaca Muerta, tiene un fluido extraño. Cuando produce gas y condensado y el líquido va al tanque, se congela toda la instalación debido al efecto Joule-Thomson por el cual el líquido, al perder presión, pierde temperatura.

Es decir que algunos de los campos de gas presentan este problema...

—

CG: Sí, nos llamaron para estudiar el fenómeno y encontrar la solución. La dinámica consta de tomar una muestra, traerla al laboratorio, analizar en celda qué pasa con el fluido, caracterizarlo y modelarlo. Cuando se obtiene el modelo de ecuaciones, es posible simular todo tipo de procesos de expansión y calentamiento intermedio para que el enfriamiento sea menos violento. ×



LUIS FELIPE KESSLER, VP DE SCHNEIDER ELECTRIC

«EN EL MEDIANO PLAZO, ARGENTINA VA A SER EL MAYOR PROVEEDOR DE GAS EN LA REGIÓN»

EL DIRECTIVO CONSIDERA QUE POR EL POTENCIAL GASÍFERO QUE OFRECE VACA MUERTA, ARGENTINA CUENTA CON EL COMBUSTIBLE QUE LIDERARÁ LA TRANSICIÓN Y PUEDE CONVERTIRSE EN EL PRINCIPAL PRODUCTOR DE LA REGIÓN, PERO ADVIERTE QUE PARA ESO ES NECESARIO ADOPTAR CUANTO ANTES LA TECNOLOGÍA ADECUADA QUE HAGA SUSTENTABLES Y COMPETITIVOS LOS PROYECTOS.

Por Roberto Bellato

+
Un trotamundos que la pandemia confinó a su hogar

Luis Felipe Kessler lleva más de 20 años en Schneider Electric. Durante ese tiempo desempeñó funciones en los diferentes lugares del mundo en los que la compañía tiene presencia. Pero a partir de la integración con Areva pasó a desempeñarse como máximo responsable del negocio del *upstream* en América Latina y el Caribe. Como a muchos ciudadanos de todo el mundo, la aparición del coronavirus le modificó radicalmente su modo de trabajo. «Hasta antes de la pandemia viajaba dos semanas completas por mes, pero ahora llevo nueve meses sin salir de mi casa», asegura. «La nueva realidad generó situaciones que eran inéditas hasta ahora en mi vida, como por ejemplo almorzar todos los días en mi casa con mi esposa y mi hijo de 15 años», añade.

Kessler es un gaúcho de pura cepa. Nació en Porto Alegre, se graduó de ingeniero en la Universidad Federal de dicho estado y es hincha fanático de Gremio, «el único equipo grande de la ciudad», afirma, para minimizar a Internacional, su eterno rival. Con todo, mantiene lazos muy fuertes con Argentina. «Mi luna de miel la pasé en Mendoza y los 25 años de casado los celebré en Buenos Aires. Argentina me parece un país excepcional y deseo fervientemente que recupere la senda del crecimiento. Tiene todas las condiciones a nivel de recursos humanos y potencialidades económicas para lograrlo», remata convencido.

SCHNEIDER ELECTRIC es una empresa líder a nivel global en la gestión de la energía y la automatización. En los últimos años se ha especializado también en la digitalización de las operaciones en pozo en la industria del *Oil & Gas*. La transición energética hacia la reducción de las emisiones de carbono y los efectos colaterales que generó la pandemia obligaron a las operadoras a acelerar los procesos de digitalización y Schneider se ubica a la vanguardia a la hora de ofrecer este tipo de soluciones. A través de una videoconferencia desde Porto Alegre, *TRAMA* dialogó con Luis Felipe Kessler, vicepresidente de la compañía en el *Upstream* para Latinoamérica y el Caribe. El directivo considera que por el potencial gasífero que ofrece Vaca Muerta, Argentina cuenta con el combustible que liderará la transición y puede convertirse en el principal productor de la región. Pero justamente entiende que para eso es necesario adoptar cuanto antes la tecnología adecuada que haga sustentables y competitivos los proyectos.

¿Cómo observan desde Schneider el proceso que se está dando con la transición energética?

—

En los próximos años, la transición energética va a ser muy evidente. Tiene que ver con la reducción del uso de *fuel oil* y la transición hacia las energías renovables, fundamentalmente eólicas y fotovoltaicas. Pero también vemos que en el pasaje hacia las renovables en forma plena, el gas va a ser el combustible de la transición. Hay muchos actores importantes que empiezan a presionar por ese cambio. Primero están los inversionistas. Cada vez se hace más difícil conseguir financiamiento para proyectos que no son limpios. En lo que tiene que ver con los mercados, observamos que va a haber mucho más incentivo a buscar el gas que el petróleo y de intentar mover la economía con el gas. Este es un dato importante para Argentina con Vaca Muerta. También vemos que en el caso de los empleados es cada vez más difícil convencer a un talento nuevo para convocarlo a un proyecto de *Oil & Gas*.

Y en ese camino de transición, ¿qué soluciones está ofreciéndoles Schneider a sus clientes?

—

Nosotros presentamos soluciones a nuestros clientes considerando tres objetivos: ahorrar energía, electrificar y descarbonizar. A partir de esos pilares, nos encargamos con nuestros expertos de ofrecer un porfolio completo de transparencia desde el punto de medición hasta la nube. Damos soluciones para medir y reducir el uso de energía, producir más con menos y empezar el cambio hacia la digitalización y la operación remota, reduciendo la cantidad de gente en el campo, lo que mejora tanto la parte de sustentabilidad como la de seguridad. Para todo esto tenemos un área de servicios de sustentabilidad que ayuda al cliente a medir a cuánto estamos en términos de sustentabilidad. Por ejemplo, si un cliente opera con una planta en Vaca Muerta, se puede medir la emisión de carbono y a partir de ahí trazar un plan de reducción. También nos encargamos de cuestiones más disruptivas, como cambiar procesos que históricamente son hechos con *fuel oil* o con gas. Las bombas de profundidad que se usan mucho a gas pasan a estar electrificadas. Claro que ahí hay que tomar un cuidado muy importante. Cuando se electrifica el proceso, hay que pensar a qué energía se está acudiendo para esa electricidad. Tiene que ser energía limpia. Vamos a ver cada vez más plantas electrovoltaicas en los campos *onshore*. Cada vez más la energía tiene que ser eólica o foltovoltaica o hidroeléctrica. Tenemos que proveer energía limpia y así se puede electrificar el campo a lo máximo que se quiera, porque estará contribuyendo fuertemente a la reducción de dióxido de carbono.

¿Qué cambios de estrategias ven que están llevando adelante las petroleras a partir de las nuevas condiciones que impuso la pandemia?

—

Vemos que en el mundo del petróleo hay cuatro tendencias. La primera tiene que ver con las condiciones actuales del precio del petróleo y todas las crisis que pasamos desde principios de 2020. Vemos que las compañías están protegiendo al máximo el cash para retomar las inversiones cuando las condiciones mejoren. La segunda es la transformación digital, que es inevitable y que se aceleró con el coronavirus. Se empiezan a implementar estrategias para tener menos gente en el campo, por una cuestión de dificultad de acceso y también de seguridad y del costo de operación que va a tener que ser mucho menor. Para esto la digitalización es clave y a su vez está muy vinculada con la transición energética, que es la tercera tendencia y que se aceleró a partir de la pandemia. El cuatro desafío es la fuerza laboral, que cambió notablemente. La gente que hoy está entrando al mercado del *Oil & Gas* no conoce otra forma de trabajo que no sea el monitoreo remoto. Cuando uno le dice que tiene que hacer un Excel o una planilla para una fiscalización, se siente un poco aburrido. El tipo de trabajo que prefiere es que se pueda conectar directamente con su iPad o su iPhone, y tiene la información del equipamiento y hace lo que tiene que hacer.

Al inicio destacaba que en este período de transición energética va a haber más incentivos para buscar el gas que el petróleo. Teniendo en cuenta las enormes reservas que contiene Vaca Muerta en gas, ¿cree que a la Argentina se le abre una ventana de oportunidad superior al resto de la región?

—

Hay dos cosas a considerar. En el corto plazo tenemos un problema de rentabilidad. Hoy un proyecto en Vaca Muerta, comparado con Permian (Estados Unidos), está mucho más complicado de monetizar rápidamente. Pero a mediano plazo, veo a Argentina como un gran actor, porque va a ser el mayor proveedor de gas de la región. Brasil tiene gas en las aguas profundas, pero el costo de sacarlo es muy alto. Por lo tanto, Argentina puede ser un actor proveedor de gas tanto para Chile como para Brasil. Si adopta rápidamente la tecnología, como lo ha hecho la gente de Permian, Argentina puede ser competitiva

EN >

“

EN EL PASAJE HACIA LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN FORMA PLENA, EL GAS VA A SER EL COMBUSTIBLE DE LA TRANSICIÓN.

globalmente. Una cuestión que sufrimos en América Latina es que nuestros costos son más elevados, tenemos dificultad de que la tecnología avance con rapidez. Pero en la industria del gas, sin dudas, Argentina va a ser un actor muy importante en los próximos años. Tiene las reservas y no hay limitaciones porque la tecnología está disponible. Solamente tiene que acelerar los procesos para acceder lo antes posible a operaciones remotas y proyectos de sustentabilidad que le permitan ganar en competitividad y consecuentemente en desarrollo.

TIEMPO DE INTEGRACIÓN Y EXPANSIÓN

A partir de la alianza y compra de otras empresas, Schneider amplió la oferta a sus clientes con soluciones cada vez más integrales. Por ejemplo, junto con la empresa McDermott está desarrollando diseños de plantas en el *upstream* para reducir las emisiones de gases en más del 70% y con un aumento mínimo de costos durante la vida útil del campo. A su vez, a partir de la compra de Aveva, una empresa de software líder a nivel mundial, Shcneider ofrece soluciones de hardware y software convergentes. «Esta integración le permite al cliente tomar decisiones de manera mucho más rápida porque posee toda la información en tiempo real. Cuando se construye esa inteligencia de datos, debajo de eso permite tener una capacidad de gerenciamiento y optimización de todo el proyecto. A la vez, permite comparar con lo que se había proyectado, con lo que era esperado de cada equipamiento. Muchas veces sucede que en un mismo campo hay pozos que rinden mucho mejor que otros. Entonces esto brinda información para hacer los ajustes que sean necesarios. Esto hoy va a cambiar mucho la forma de integración del proyecto», asegura Kessler.

¿Les aumentó la demanda de estos procesos de digitalización a partir de la pandemia?

—

Sí, claramente. El sector del *Oil & Gas* fue el primero que se automatizó. No hay una planta que no esté bien automatizada. Desde 2018 hubo una tendencia natural a empezar a incursionar en proyectos de digitalización y control remoto, pero la pandemia aceleró enormemente esta tendencia, ante la imposibilidad de enviar gente al campo. Eso obligó a hacer cosas de manera remota. Nosotros hicimos servicios remotos, validación de proyectos de equipos en nuestra fábrica con el cliente remoto. Dos años atrás esto era inaceptable por el cliente, que quería ver todo en persona. Hoy comprende que es igual. Con dos cámaras y un software tiene acceso a lo mismo que si estuviera en el lugar. Creo que en el futuro vamos a hacer mucho de este tipo de inspecciones visuales. Otra cosa que se hace son inspecciones con drones, con inteligencia artificial, para detectar vaciamientos, corrosiones. Con los equipos de Schneider ya está disponible el acceso virtual. Con un software, desde el iPad o el iPhone se pueden monitorear las tendencias térmicas de los equipos. Esto lo estamos haciendo con muchos clientes.

¿Esta situación de la industria del *Oil & Gas* que demandan estos servicios de digitalización le permitió a Schneider atravesar mejor la pandemia que el promedio de lo que fue el sector?

—

Si vemos cómo está la situación de Schneider hoy, tuvimos una performance globalmente muy buena. Lo que vemos es que en el futuro próximo, como contamos con esta herramienta disponible, tenemos la capacidad de estar al frente con respecto a muchas empresas de la competencia en lo que tiene que ver con los procesos de digitalización. Se ha avanzado muy rápido. Hemos pasado muy bien la pandemia y vemos un futuro muy bueno para la compañía. Estamos muy presentes en todos los países en lo que tiene que ver con la provisión de sistemas eléctricos, automación y los servicios. Tenemos proximidad con la planta del cliente para responder lo más rápido posible. Pero, además de eso, tenemos un avance muy importante en lo que es la digitalización y sustentabilidad. Esos dos aspectos nos permiten ser hoy una empresa que tiene una muy buena posición para ayudar al cliente en esta transición, que va a ser muy rápida. Creo que la pandemia aceleró los procesos. Por ejemplo, en Vaca Muerta vamos a ver en muy corto plazo plantas solares alimentando plantas *onshore* de gas y petróleo. El mix hay que hacerlo lo antes posible, porque el resultado de sustentabilidad, junto con el resultado económico, van a estar muy asociados. ×

JUAN LORENZO, DIRECTOR COMERCIAL DE BVS

«NUESTRA CLAVE ES ESTAR CERCA DEL CLIENTE Y SER FLEXIBLE A SUS NECESIDADES»

A PARTIR DE LAS RESTRICCIONES QUE IMPUSO LA PANDEMIA, LA COMPAÑÍA DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS LOGRÓ GENERAR UNA SINERGIA CON SUS CLIENTES PARA ACELERAR LOS PROCESOS DE DIGITALIZACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS Y GARANTIZAR LA EFECTIVIDAD DEL TRABAJO REMOTO.

Por Pablo Galand

“

LA INDUSTRIA ENERGÉTICA Y LA MINERA NO SON DE LOS SECTORES QUE MÁS TECNOLOGÍA HAN INCORPORADO, PERO TAMPOCO ESTÁN ENTRE LOS QUE MENOS LO HAN HECHO. SE ENCUENTRAN EN UN LUGAR INTERMEDIO.

BVS TECHNOLOGY SOLUTIONS es una empresa 100% argentina, creada en 2003 y destinada a brindar soluciones tecnológicas, desde el diseño hasta el soporte, dentro del marco que genera la convergencia digital. A lo largo de su historia, BVS fue consolidando alianzas con socios estratégicos que son líderes mundiales en el diseño y la fabricación de servicios de tecnología. Es así como en la actualidad cuenta con el nivel de *partner gold* habilitado por la marca Cisco, líder a nivel mundial en la fabricación de equipamiento de telecomunicaciones y diversas tecnologías. Adicionalmente, BVS es *partner* certificado ante Dell EMC, uno de los mayores desarrolladores de equipamiento informático del planeta.

En sus inicios, la empresa se volcó a brindar sus servicios en el negocio del *broadcasting* y los medios de comunicación. Pero en los últimos años inició un proceso de diversificación de su cartera de clientes y comenzó a generar soluciones para otros mercados, entre los que figuran el de *Oil & Gas* y la minería. A su vez, llevó adelante un proceso de expansión regional y actualmente tiene presencia en Chile, Uruguay y Paraguay. «Nos dimos de cuenta que nos estaba faltando una visión 360º del negocio y por eso sumamos al equipo personas con mucho conocimiento del mercado energético. Eso nos permitió tener la visión del otro lado del mostrador y de esa manera generar una oferta mucho más amplia», señala a *TRAMA* Juan Lorenzo, director comercial de BVS.

Las restricciones que impuso la pandemia de coronavirus profundizaron la sinergia entre BVS y sus clientes, y en el caso específico del sector energético, las empresas se vieron necesitadas de recurrir a soluciones que garantizaran el trabajo a distancia y la operación de yacimientos, *facilities* y plantas de forma remota. «Ayudamos al trabajador remoto que está en un campo o en una refinería para que pueda maximizar su control dentro de su lugar de trabajo. Hay un montón de herramientas de soporte tecnológico que hoy están a la mano de cada uno para poder realizar la operación de manera más productiva y más segura. Eso es lo importante que tiene este mercado: cómo proteger el activo humano ante cualquier accidente y ahora le sumamos las restricciones que impone el COVID-19», indica el directivo.

¿Cuáles son los mayores desafíos que hoy les plantea el sector de *Oil & Gas* a la hora de ofrecer soluciones a los clientes?

—

Las condiciones que impone la nueva normalidad llevan a que el trabajador esté alejado de lo que era su habitual lugar de trabajo. Por lo tanto, hay que ayudarlo dándole el mayor soporte. Ahí hay una complejidad que hay que empezar a trabajar con distintas herramientas. Nuestro gran desafío es poder reducir la complejidad con dispositivos de asistencia remota. Por ejemplo, generar dispositivos de seguridad que permitan localizar a una persona que se está moviendo por lugares peligrosos, que estén cercanos a un horno del que deben estar a una distancia mínima de cinco metros. Hoy la persona tiene un manual que le dice que no puede estar a menos de esa distancia. Pero yo lo puedo hacer a nivel tecnología. Entonces me olvido del manual y me olvido del factor humano, y con eso puedo evitar un montón de accidentes. A su vez, si llegara a producirse uno, con nuestras soluciones puedo saber si hay personas dentro de una mina o dentro de un pozo y actuar en consecuencia.

Teniendo en cuenta que la tecnología avanzó muchísimo en los últimos años, ¿a la industria energética y minera le falta incorporar tecnología disponible o el desafío pasa por utilizar la tecnología con la que ya cuenta y encontrar nuevas soluciones?

—

La industria energética y la minera no son de los sectores que más tecnología han incorporado, pero tampoco están entre los que menos lo han hecho. Se encuentran en un lugar intermedio. Yo diría que la tienen presente, pero no adoptada en un 100%. Y por otro lado, surgen restricciones para la adopción de esa tecnología relacionadas con

EM >

reglamentaciones que se dan en nuestro país. Hablo, por ejemplo, del rol que tienen los sindicatos y donde empieza a jugarse un tema que roza lo legal-sindical. Es una cuestión compleja que hay que ir trabajando fuertemente para demostrarles que las tecnologías no son para controlar a las personas sino para que no tengan accidentes. Cuando logamos demostrar los beneficios, ahí comienzan a adoptar la tecnología de manera más consciente. Creo que esa parte es la que hay que empezar a trabajar y que hace que se demoren más las decisiones. Pero cuando podemos hacer las demostraciones y ven el valor agregado que aportan estas tecnologías, enseguida se abren los caminos. Todavía está costando un poco. El tema del COVID-19 ayudó muchísimo a vencer esas resistencias. La adopción de tecnología hizo que se aceleraran los procesos y que quizás lo que estaba previsto hacer en tres años se haya hecho en uno.

¿En qué aspectos ven que se aceleró ese proceso?

—

Lo vemos fundamentalmente en los indicadores de venta. Ahí observamos que veníamos vendiendo a un ritmo y que de golpe ese ritmo se triplicó. Lo vemos también en la demanda de notebooks para manejarse de forma remota. Tengamos en cuenta que al prncipio de la pandemia atravesamos un período de dos o tres meses en los que nadie sabía qué iba a pasar. Pero desde hace un tiempo comenzó a activarse y aparece una demanda adicional por las condiciones que impone la nueva normalidad. A nivel mundial, se produjo una aceleración de cinco años en uno en los procesos de incorporación de tecnología. Es posible que acá el ritmo sea más lento, pero claramente estamos notando que es un dos en uno o un tres en uno.

De toda la gama de soluciones que ofrece BVS, ¿cuáles son las que generan una sinergia perfecta con la industria petrolera o minera?

—

Creo que lo principal pasa por el tema de la seguridad. A partir de las condiciones que impuso la pandemia, una planta de recursos pasó a estar mucho más distribuida y ahí el tema de la seguridad se volvió mucho más crítico. Antes de la pandemia estaba todo más concentrado. Esto es como si en una casa antes había una sola puerta de entrada y de pronto pasa a tener distintas puertas. Esta nueva normalidad hizo que la seguridad pase a tener un rol mucho más protagónico en todo el mundo del *Oil & Gas*. Y además, con la conexión IT, ahora se logra tener monitoreadas cuestiones que antes no lo estaban, como válvulas, medidores y hasta personas. Cuando se comienza a conectar todo a la red, el tema de la seguridad pasa a ser preponderante y lleva a una situación en la que todos tienen que hacer. La solución tiene que ser una protección de punta a punta. Para eso estamos muy apoyados en la marca Cisco. Ellos tienen un programa que se llama Talos, con el cual todos los elementos que se conectan en la red del cliente permiten detectar el error que se produzca en cualquier lugar del planeta en tiempo real. Otro servicio que estamos empezando a trabajar con la industria del *Oil & Gas* y la minería tiene que ver con el almacenamiento. Eso nos obligó a acelerar

“

ENCARAMOS EL NEGOCIO A PARTIR DE TRES PILARES: ESTAR CERCA DEL CLIENTE, SER FLEXIBLES Y TENER UNA INGENIERÍA DE ALTO NIVEL.

los procesos de oferta de modelos. Por la pandemia había una necesidad muy grande de las empresas y comenzamos a armar ofertas financieras, donde les vendíamos los servicios por gigabites. Si el cliente necesitaba 6 gigas, nosotros le armábamos el equipo que necesitaba para cumplir con esa demanda. Y después, a medida que iba necesitando mayor capacidad, íbamos aumentando la cantidad de gigas. Fuimos adaptándonos y actuando rápido para poder ofertar un servicio desde el día uno de la pandemia y a partir de ahí generar un círculo virtuoso.

SOLUCIONES A MEDIDA

Al ser *Partner Gold* de Cisco, BVS ofrece la solución Cisco Power Iaas, que implica la provisión como servicio tanto de la infraestructura de base como de los sistemas de almacenamiento, *routers*, *firewalls* y servidores, sobre los cuales los clientes pueden montar sus aplicaciones y servicios.
Dentro del mercado de soluciones tecnológicas, BVS tiene la particularidad de ofrecer una capacidad computacional con escalabilidad bajo demanda, en un esquema de pago por uso mensual y en pesos. De este modo, el cliente puede alquilar capacidad e infraestructura en el momento en que lo necesite, sin invertir en la compra de equipos y sistemas de almacenamiento, y despreocupándose, al mismo tiempo, de la conectividad y seguridad física de los equipos.
Para desarrollar todas estas soluciones, BVS cuenta con un staff de más de 100 profesionales. «Encaramos el negocio a partir de tres pilares: estar cerca del cliente, ser flexibles y tener una ingeniería de alto nivel», indica Lorenzo. «Contamos con un equipo muy robusto, tanto en lo comercial como en ingeniería. Las dos áreas tienen que ser muy sólidas para que se retroalimenten. Esas fueron las claves para que en cuatro años ganáramos los premios al mejor *partner*, algo que nunca había sucedido en la historia de los *partner* de Cisco. Desde ese lugar fuimos incorporando otros mercados y empezamos a expandirnos hacia otros países. Abrimos BVS en Chile, Paraguay y Uruguay. En Chile estamos triplicando la inversión para tener una presencia regional cada vez más fuerte», completa.

En un año tan marcado por los condicionantes que provocó la pandemia, ¿qué respuestas pudieron dar a sus clientes?
—
La conclusión que sacamos en 2020 es que logramos actuar rápidamente ante los nuevos desafíos que planteó la pandemia. Pudimos estar cerca de los clientes, ayudándolos en las urgencias y en las estrategias a largo plazo. En eso fue importante sentarnos con ellos, porque quizás no contaban con el respaldo financiero para llevar adelante las inversiones tecnológicas necesarias, pero fuimos diseñando soluciones a medida para salir de la urgencia y al mismo tiempo seguir trabajando junto con ellos en una estrategia a largo plazo. Eso es algo que me deja muy conforme con respecto a este año a la hora de trazar un balance. Veo que fuimos muy exitosos en esta adaptación que hicimos con los clientes. ×

GRUPO ALBANESI
ENERGIA A SU ALCANCE
www.albanesi.com.ar

MARÍA TETTAMANTI, DIRECTORA GENERAL DE CAMUZZI GAS

«ES FUNDAMENTAL TRANSMITIR CON CLARIDAD POR QUÉ ES NECESARIO AUMENTAR LAS TARIFAS»

LA PRINCIPAL EJECUTIVA DE LA MAYOR DISTRIBUIDORA DE GAS NATURAL DEL PAÍS SE MOSTRÓ DE ACUERDO CON SEGMENTAR TARIFAS EN RELACIÓN CON EL PODER ADQUISITIVO, PERO DESTACÓ QUE ES EL ESTADO EL QUE DEBE DETERMINAR CÓMO SEGMENTAR.

Por Antonella Liborio

“

CREO QUE YA ES HORA DE SENTARNOS CON LAS AUTORIDADES PARA ACORDAR UN ESQUEMA DE SEGMENTACIÓN Y DETERMINAR EL TIEMPO NECESARIO PARA PODER IMPLEMENTARLO.

LA DIRECTORA GENERAL de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur, María Tettamanti, remarcó la necesidad de avanzar con el descongelamiento de las tarifas para garantizar la calidad del servicio y se mostró de acuerdo con segmentar en relación con el poder adquisitivo, pero aclaró que «las distribuidoras no contamos con información para segmentar a los usuarios por ingresos o capacidad de pago». En diálogo con *TRAMA*, la principal ejecutiva de la mayor distribuidora de gas natural del país destacó que es el Estado el que debe determinar cómo segmentar y remarcó la importancia de tomar medidas con tiempo para adaptar los sistemas de las empresas de manera adecuada. Asimismo, remarcó que el inevitable avance en términos de digitalización debido a la pandemia sirve ventajosamente al objetivo de la reducción de costos.
Tettamanti es licenciada en Economía por la Universidad Nacional de La Plata y comenzó a trabajar en el área comercial de Camuzzi Gas Pampeana en 1995. Luego ocupó importantes cargos en Albanesi y en la petrolera Total Austral. Fue durante muchos años directora comercial en Metrogas y posteriormente en Gas Meridional SA, y en mayo de 2017 regresó a Camuzzi, empresa que abastece de gas natural a más de 2 millones de usuarios en siete provincias: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Es tiempo de pensar cómo van a evolucionar las tarifas de electricidad y gas, y aparece en agenda –no exenta de vaivenes y conflictos de intereses– la necesidad de implementar un esquema tarifario que contemple las distintas realidades socioeconómicas de los usuarios a nivel nacional. Desde el punto de vista de las distribuidoras, ¿están dadas las condiciones para avanzar en esa dirección?, ¿cuáles son los desafíos a tener en cuenta?
—
Es una pregunta atinada porque muchas veces se planean esquemas tarifarios sin tener en cuenta que luego hay que llevar esas decisiones a la práctica. Hoy es posible, gracias a la disponibilidad tecnológica, efectuar distintos esquemas. Lo hemos hecho en el pasado. Es muy importante definir con tiempo cuál va a ser el esquema para que las distintas distribuidoras (que no poseemos las mismas flexibilidades ni los mismos sistemas de facturación) tengamos tiempo de adaptar los sistemas para implementar el esquema en tiempo y forma. En cuanto a la información, debe brindarla el Estado nacional. Las distribuidoras no contamos con información para segmentar a los usuarios por ingresos o capacidad de pago. La única información que tenemos es el nombre del titular, el domicilio, los consumos históricos y el cumplimiento de pagos. Creo que ya es hora de sentarnos con las autoridades para acordar un esquema de segmentación y determinar el tiempo necesario para poder implementarlo.

La segmentación de consumidores requiere tiempo, capacidad de gestión e interacción del sector público y el sector privado, entre otras cuestiones. Hoy estamos en una etapa germinal...
—
Yo estoy de acuerdo con segmentar las capacidades de pago de los usuarios en una situación como la actual, pero la segmentación no es sencilla y hay que tener en cuenta muchos factores. No debemos olvidar la economía en negro en tanto permite visualizar que la información de los usuarios es muy parcial. Alguien le puede decir al Estado que cobra la jubilación mínima, pero tiene propiedades o rentas en negro. Por eso es importante estudiar con tiempo el criterio de segmentación.

El Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) empezó a evaluar la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de 2017-2022 de cada una de las distribuidoras y transportistas. Mientras tanto, el gobierno instaló en agenda la necesidad de avanzar hacia un descongelamiento tarifario que ya lleva dos años. ¿En qué quedó ese proceso de revisión y qué comunicación existe con el ente regulador?
—
Con respecto a la RTI, el ente hizo una revisión y elevó un informe al Ministerio de Producción. Todavía no hay noticias de evolución. En cuanto al establecimiento de nuevas tarifas y el inicio de un nuevo proceso de RTI, sabemos que se está pensando en establecer un esquema de transición a partir de marzo/abril, pero no tenemos definiciones del ente regulador que indiquen con precisión cuándo se iniciará el proceso y cuál va a ser la metodología de establecimiento de las nuevas tarifas. Para las distribuidoras es fundamental comenzar con estos procesos. La tarifa de transición de la mano de la asistencia económica necesita con urgencia recomponer los ingresos del sector. Principalmente para hacer las inversiones de seguridad y confiabilidad que necesitamos para brindar un servicio de la calidad que el marco regulatorio nos exige. Nos tenemos que poner a trabajar ya mismo para que se defina la nueva metodología y empezar a transitar el largo proceso.

El secretario de Energía, Darío Martínez, habló recientemente de segmentar en tres el universo de usuarios: un segmento de clientes de menor poder adquisitivo sobre los que no impactarían aumentos, un sector intermedio con capacidad para abonar una tarifa un poco mayor y un tercer eslabón que tendría la capacidad de pagar una tarifa que se asemeje a los costos reales de la energía. ¿Esto es realizable?
—
Entiendo que una segmentación uno a uno es compleja y si se hace por barrios también es difícil, porque no hay homogeneidad de poder adquisitivo al interior de todas las áreas. Por supuesto que hay algunas zonas más homogéneas, pero aun así no se está exento de dejar excluido a alguien que necesita el subsidio y viceversa. Se trata de la segmentación más sencilla para las distribuidoras, pero es la menos perfecta en cuanto a la información que aporta. Entonces tenemos que hablar con el gobierno para ver lo posible dentro de lo ideal. Es importante la actualización del margen bruto de las distribuidoras. Por eso, es indispensable que quienes puedan pagar lo hagan, porque las distribuidoras ya no tenemos recursos para seguir operando con el grado de calidad que requiere el servicio.

Las tarifas de gas están congeladas hace casi dos años, el tipo de cambio de la última vez que se definió el esquema tarifario rondaba los $ 41 y hoy trepó hasta el doble. Además, la inflación alcanzó una cifra superior al 75%. ¿Cuán necesario es gestionar una asistencia financiera que les permita oxigenar esta situación de presión?
—
Hay que hacerlo inmediatamente. Entramos en el período en el que menos ingresos tenemos por la estacionalidad en nuestras ventas. Los meses de menos ingresos para las distribuidoras van desde enero hasta abril. Entonces ocurre que se conjuga una baja tarifa con una facturación también baja y un incremento en los costos. Necesitamos con urgencia la implementación de un sistema de asistencia financiera hasta que empecemos a tener mayores ingresos que paguen los usuarios vía tarifas.

La buena comunicación será vital...
—
Sí. Es fundamental transmitir con claridad por qué es necesario aumentar las tarifas. Se realizan encuestas y la gente dice que no está de acuerdo con el aumento de tarifas. Y es un problema, básicamente porque esa no es la pregunta. Lo que tenemos que preguntar es si conviene seguir pagando las tarifas de hoy y quedarse sin luz, o pagar un aumento razonable para lograr que se opere con seguridad y que más clientes dejen de usar garrafa y se incorporen al sistema. Esa es la pregunta clave.

“

LO QUE TENEMOS QUE PREGUNTAR ES SI CONVIENE SEGUIR PAGANDO LAS TARIFAS DE HOY Y QUEDARSE SIN LUZ, O PAGAR UN AUMENTO RAZONABLE PARA LOGRAR QUE SE OPERE CON SEGURIDAD.

La pandemia trastocó los órdenes y durante el primer momento del aislamiento preventivo las oficinas comerciales estuvieron cerradas. ¿Fue esencial acelerar los procesos de digitalización? ¿Se creó valor en este sentido?

—

Empezamos a trabajar de forma distinta. El mayor desafío fue la atención al público. Veníamos desarrollando una oficina virtual con anterioridad y fuimos avanzando con la cantidad de trámites que se pueden realizar de forma digital. Hoy en día no hay trámite que no se pueda hacer a través de la oficina virtual. En un contexto en que se hizo necesario apelar a la tecnología para todo, hasta para verse con la familia, incluso los más reacios abrazaron la digitalización con más fuerza que antes. En Camuzzi tenemos más del 60% de nuestros usuarios digitalizados.

¿Y en términos de costos?

—

La clave para que las tarifas sean lo más bajas posibles, pague quien pague, es que los costos sean bajos. Si nosotros queremos que el servicio no le cueste mucho a la sociedad, tenemos que bajar los costos y la incorporación de tecnología es clave. Si las empresas invierten en tecnología para permitir la accesibilidad a canales digitales, tenemos que permitir que la atención personalizada sea cada vez menor, de lo contrario se duplican los costos. Si pago el mantenimiento y la actualización de los sistemas y además tengo que mantener la misma cantidad de espacios y personal para atender al público, terminamos aumentando los costos. En nuestro caso no despedimos a una sola persona. A medida que la gente se va jubilando no recomponemos el puesto libre y lo reemplazamos por un sistema mucho más eficiente y de menor costo. En este punto es indispensable que nos acompañen el ente regulador y las asociaciones de usuarios. Porque no se puede pretender costos altos y tarifas bajas.

En el sector de gas se evidencia el desafío de robustecer las redes de distribución y sumar nuevos usuarios. ¿Está la oportunidad de trabajar en esa agenda en 2021?

—

Sí, debemos trabajar en ese sentido. Pero para hacer tales inversiones necesitamos recursos. En los últimos años, desde que inició la RTI, en Camuzzi se invirtió y se reforzaron los sistemas de distribución. Algunos con gasoductos, como es el caso de La Pampa y Tierra del Fuego. En gas no hay cortes para el residencial porque es muy engorrosa la apertura. Si hay falta de gas o de transporte, se corta el servicio a las industrias. Hay que hacer inversiones permanentes. De lo contrario, las ciudades no pueden crecer más en materia de gas porque las nuevas incorporaciones desbordan la capacidad de la red. Por otro lado, la demanda crece, con lo cual hay que evitar los cuellos de botella porque, por supuesto, queremos tener más usuarios. Por último, quiero agregar que hablar con valentía es el camino. Tenemos que trabajar juntos y generar políticas de Estado para este sector. Desde el inicio de la privatización, las distribuidoras tuvimos un solo período tarifario completo, después siempre fue truncado por congelamientos. Por eso sostengo fuertemente que hay que sentar las bases para implementar un sistema tarifario que perdure en el tiempo. ×

TEÓFILO LACROZE, PRESIDENTE DE RAÍZEN ARGENTINA

«PARA VACA MUERTA, TAMBIÉN SERÍA IMPORTANTE EXPORTAR PETRÓLEO INDUSTRIALIZADO, NO SOLO CRUDO»

LA LICENCIATARIA DE SHELL EN EL PAÍS INVERTIRÁ U$S 715 MILLONES HASTA 2023. PARTE DE ESE DESEMBOLSO ES PARA AMPLIAR CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE LO PRODUCIDO EN LA FORMACIÓN NO CONVENCIONAL. «SERÍA MUY IMPORTANTE QUE EL *DOWNSTREAM* TAMBIÉN PARTICIPE EN LAS DISCUSIONES POR UNA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS», SOSTUVO.

Por Juan Manuel Compte

Teófilo Lacroze

PROTAGONIZÓ una de las escasas noticias positivas que la comunidad de negocios recibió en 2020. A mediados de octubre, Raízen, licenciataria de Shell en el país, anunció un programa de inversiones por u$s 715 millones. El desembolso, que se ejecutará hasta 2023, se destinará al desarrollo de una nueva línea de producción de combustibles, al aumento de la capacidad de procesamiento de su refinería de Dock Sud, a distintos proyectos vinculados con la modernización de unidades y procesos, y a la mejora de eficiencia energética e incorporación de nuevas prácticas ambientales.

La empresa, sociedad 50-50 entre el grupo brasileño Cosan y la propia Shell, lo informó con un acto en su destilería, a donde se apersonaron Alberto Fernández, el gobernador bonaerense Axel Kicillof y el entonces intendente de Avellaneda, Jorge Ferraresi, actual ministro de Desarrollo Territorial y Hábitat de la Nación. Fue, también, la primera aparición pública del año de Teófilo Lacroze. Ex CEO de Shell en el país, el ejecutivo continuó al frente de la operación de *Downstream*, luego de que, en abril de 2018, Raízen le comprara en u$s 925 millones los activos de refinación y comercialización en la Argentina a su socia angloholandesa.

Ejecutivo de trayectoria y conocimiento en el sector, Lacroze tuvo un 2020 movido, prácticamente como todos sus colegas. A la incertidumbre de arrastre por el marco político y económico del país, se potenció el desplome de precios internacionales con el que abrió el año y los efectos posteriores de la pandemia, particularmente dañino para las empresas petroleras –sobre todo, de refinación–, punzadas por ese tridente letal conformado por el congelamiento de precios, el derrumbe de la demanda por la cuarentena –de hasta el 90%, al inicio del aislamiento– y la obligación de continuar funcionando, por tratarse de una actividad esencial. Incluso, cuando no había petróleo para procesar, por la parálisis que, desde el último trimestre de 2019, hubo en los campos.

> “
>
> EN LOS MÁS DE 100 AÑOS DE SHELL EN LA ARGENTINA, FUE LA PRIMERA VEZ QUE TUVIMOS QUE CERRAR LA REFINERÍA DURANTE 30 DÍAS DE FORMA PROACTIVA POR LA FALTA DE COMBUSTIBLE PARA PROCESAR. UNA REFINERÍA ES FÁCIL DE CERRAR Y MUY COMPLEJA DE REABRIR.

«Fue un escenario inédito», describió Lacroze, con un tono que mezcló resignación y cierto alivio, durante su participación del Energy Day, que organizaron *EconoJournal* y *TRAMA*. «En los más de 100 años de Shell en la Argentina, fue la primera vez que tuvimos que cerrar la refinería durante 30 días de forma proactiva por la falta de combustible para procesar. Una refinería es fácil de cerrar y muy compleja de reabrir», graficó.

En abril, ni bien se decretó la cuarentena, la demanda de combustibles de Raízen cayó un 80%, precisó. Para fines de 2020, ya se había recuperado. Pero, todavía, estaba 25% abajo contra los volúmenes pre-pandemia, con más despachos de naftas que de gasoil.

Durante ese tiempo, señaló, Shell debió pagar el barril criollo a u$s 45 y, congelamiento de precios mediante, lo vendía a u$s 35 en surtidor. «Además, sufrimos el incremento de costos que significó continuar operando en contexto de COVID-19, dado que somos un servicio esencial», acotó.

Durante todo ese tiempo, trabajó con una meta: que la demanda se recuperara al 90% de pre-pandemia, algo que ya había ocurrido en otros países. «El desafío era llegar a ese nivel. A fin de año, ya hubo una reactivación que no se había dado en el trimestre previo. Hubo segmentos en los que ya estuvo al 95% (gasoil) y otros, como aviación, al 20%. Aviación, asfaltos y marine están muy golpeados por la pandemia», describió.

Después del cimbronazo inicial, las petroleras, a partir de mayo, empezaron a reanudar su producción. Pero lo hicieron estimuladas por el mercado externo, a medida que el precio internacional mostró síntomas de recuperación. Eso, que favoreció a las integradas, perjudicó a las que solo tienen operación de refinación.

«El abastecimiento de crudo para el mercado interno es un problema. Porque, a veces, nos proveen el excedente de lo destinado a exportaciones de crudo», observó Lacroze.

Para el ejecutivo, es clave que los precios domésticos estén relacionados con los costos. «No pretendo que el Estado me ayude a compensar los incrementos. Pero sí que haya un camino de libre mercado, con capacidad de trasladar todos los aumentos de costos a los precios», argumentó. «Eso es algo que, en las discusiones, muy poca gente entiende», aseguró.

El CEO de Raízen agregó que esa claridad es vital para la ejecución de su plan de u$s 715 millones en inversiones. «Necesitamos tener un negocio rentable. Para eso, es clave el sendero de traslado de aumentos de costos a precios. Es necesario», remarcó.

Según Lacroze, las únicas demandas que una empresa como la suya le hacen a la macro son tres: «Un marco regulatorio claro, el acceso a divisas (que es muy complejo) y una presión impositiva compatible con nuestro negocio».

En tal sentido, considera que el segmento de *Downstream* debería participar en las discusiones que hay en torno a una nueva ley de hidrocarburos. «Sería muy importante que el *Downstream* esté incluido en la norma», opinó Lacroze. «Hoy, nuestro gran desafío es el acceso a las divisas. Es muy difícil obtenerlas para pagarles a nuestros proveedores. Eso es muy complicado para poder cumplir con las etapas de nuestro plan de inversiones», advirtió.

El ejecutivo remarcó la necesidad de abordar la industria energética como un todo. «Varias de las inversiones que hacemos ahora son para poder procesar el crudo que se produce en Vaca Muerta. Para el desarrollo de la formación, también es importante poder exportar producto industrializado, no solo crudo. Hay que mirar la industria petrolera de forma integrada. Si se compartimenta, una medida que podría parecer beneficiosa para algún segmento en particular puede terminar perjudicando a la industria como un todo», apuntó, haciendo referencia a que, a la mesa de discusión con el Gobierno, se están sentando solo las productoras o, en todo caso, las petroleras integradas, cuyos intereses pueden darle cierto sesgo a la norma que resulte redactada. ×

LA VISIÓN DE LOS LÍDERES DEL *UPSTREAM*

DESAFÍOS PARA INCREMENTAR LA COMPETITIVIDAD DE VACA MUERTA EN 2021

IULIANO DE YPF, DE NIGRIS DE EXXONMOBIL, GAROBY DE VISTA OIL & GAS Y HOCK DE PLUSPETROL COINCIDIERON EN QUE EL FOCO ESTARÁ PUESTO EN LA EFICIENCIA Y EN LA REDUCCIÓN DE COSTOS. TAMBIÉN ESTÁN DE ACUERDO EN QUE EL PRECIO DEL BARRIL INTERNACIONAL DE PETRÓLEO SE UBICARÁ ENTRE LOS U$S 40 Y 50 Y ANALIZAN SUS INVERSIONES SOBRE LA BASE DE ESTE ANÁLISIS.

LOS PRINCIPALES PRODUCTORES de hidrocarburos buscan dejar atrás un año duro marcado por la crisis profunda que provocó el coronavirus. Uno de los principales desafíos para este 2021 es ser más competitivos en el *upstream*. En un contexto complejo por lo que todavía genera la pandemia y por las propias características del mercado argentino, cuatro ejecutivos de las principales operadoras con fuerte presencia en los no convencionales de Vaca Muerta coincidieron en que el foco para el año que viene estará puesto en la optimización de recursos, la eficiencia en las operaciones y la reducción de los costos en el desarrollo no convencional. En el panel de *Upstream* del Energy Day, evento organizado por *EconoJournal* y *TRAMA*, expusieron Pablo Iuliano, vicepresidente de *Upstream* No Convencional de YPF; Daniel De Nigris, *country manager* de ExxonMobil; Juan Garoby, COO de Vista Oil & Gas; y Gustavo Hock, director de Operaciones de Pluspetrol.

EXPECTANTES

El disparador del panel fue el nivel de actividad que las productoras proyectan para 2021. Pablo Iuliano, de YPF, remarcó que «estamos apuntando fuerte a dos ejes fundamentales: la productividad de los pozos y la reducción de costos. Es decir, hacer las cosas de manera más eficiente y rápida y con organizaciones adaptadas a esta realidad de la pandemia y los desafíos del futuro. Nuestra visión estratégica es recuperar el *core* de la compañía, que es la producción de petróleo y gas. Tenemos un *cluster* central de desarrollo de petróleo con muy buenos rendimientos, pero debemos seguir trabajando en bajar los costos por pozo y alcanzar mejor eficiencia». Y agregó:

Pablo Iuliano

> NUESTRA VISIÓN ESTRATÉGICA ES RECUPERAR EL *CORE* DE LA COMPAÑÍA, QUE ES LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.
>
> **Pablo Iuliano (YPF)**

«Estamos en un costo de desarrollo de entre u$s 8 y 9 por barril, dependiendo la zona. En Permian (Estados Unidos) tienen mejores costos que estos, pero la verdad es que creemos que los podemos alcanzar».

Daniel De Nigris, de ExxonMobil, que tiene siete bloques no convencionales en distintos estados de desarrollo, señaló que «lo que necesitamos para adelante es tener un marco de estabilidad en aspectos de competitividad con otros mercados. Cuando hablamos de exportaciones en el mercado internacional, hay reglas como el precio, las formas y plazos de entrega que ya están establecidas. Tenemos que generar una serie de elementos que nos permitan competir en forma permanente con ventas a clientes que puedan ser previsibles en el tiempo. En este marco, es importante tener un régimen con precios asociados a los mercados internacionales».

Por su parte, Juan Garoby, de Vista Oil & Gas, sostuvo: «En la ventana de petróleo todo lo que es optimización de costos de desarrollo se vio apalancado fundamentalmente por una mejora en la productividad de los pozos en su EUR (la sigla con la que se denomina a la cantidad total de hidrocarburo que producirá el pozo a lo largo de su vida útil), en su recuperación final y en la optimización de tiempos y costos de perforación y completación en la construcción de pozos».

Y añadió: «También se mejoró mucho en el espaciamiento entre etapas, ya que originalmente se hablaba de 100 metros de espaciamiento y hoy creo que todos estamos entre los 50 y 60 metros. Es decir, pozos de 2.500 metros terminan con 50 etapas, y de 3.000 metros, con 60 etapas».

Gustavo Hock de Pluspetrol subrayó que «para desarrollar La Calera (un bloque de *shale oil* con gran cantidad de gas asociado) hay factores importantes a tener en cuenta: la macroeconomía, qué va a pasar con el consumo y los precios, el marco regulatorio y lo que suceda con la pandemia. La particularidad de La Calera es que está en la ventana de gas y petróleo, y nos da una ventaja para acondicionar el plan de desarrollo de acuerdo con los planes de promoción del gas o el mercado del petróleo. Podemos jugar con el desarrollo hacia el este o el oeste y las distintas combinaciones».

PRECIOS Y COMPETITIVIDAD

Los referentes de YPF, ExxonMobil, Vista y Pluspetrol comparten que el año que viene el precio del barril internacional de petróleo se ubicará entre los u$s 40 y 50 y, a partir de allí, analizaron sus inversiones.

«Estamos confiados en poder ser competitivos con el nivel de precios actuales. Creemos que en el futuro va a estar entre u$s 40 y 50 por barril, no vemos que vaya a ser mejor que eso y nos tenemos que preparar para ese desafío. Tenemos bloques dentro de nuestros desarrollos masivos que nos permiten contar con costos competitivos a estos niveles de precios. El desafío es llevar esto al resto de la cuenca de forma sistemática», remarcó el vicepresidente de *Upstream* No Convencional de YPF.

Iuliano también subrayó: «Tenemos que apuntar a una ventana en la cual nuestros proyectos puedan funcionar con un *break even* (umbral de rentabilidad) inferior a u$s 30. Este es el objetivo que nos hemos planteado para Vaca Muerta, siempre con la visión y objetivo de largo plazo, y convertir a YPF en una plataforma que nos permita exportar petróleo de una manera sustentable. El reciente Plan Gas 2020-2024 nos pone nuevamente en carrera. En principio, vamos a desarrollar dos campos que tenemos testeados para abastecer el mercado argentino y seguir trabajando para que en un futuro podamos exportar GNL, pero para esto tenemos que ser competitivos con los costos y lograr el *break even* de gas por debajo de u$s 1,5 por millón de BTU».

Daniel De Nigris

Gustavo Hock

De Nigris indicó que la estrategia del desarrollo no convencional en Vaca Muerta viene atada a que para ExxonMobil Argentina es el primer lugar fuera de Norteamérica con progresos de desarrollos de este tipo. «Estamos trayendo esa experiencia de más de 50.000 pozos operados en Norteamérica con una empresa que es líder en no convencionales en Estados Unidos y que opera en todas las cuencas», aseguró.

Con respecto a Argentina, sostuvo que «nuestra posición está balanceada en las ventanas de crudo, condensado y gas. Esta posición balanceada nos permite, de alguna manera, ir traccionando aquellos bloques que es más económico desarrollar. Dentro de los siete bloques, tenemos cinco que están bajo concesiones de 35 años. Nuevamente, también en la ventana de *oil*, tenemos el bloque Bajo del Choique-La Invernada, con una nueva inversión este año, Los Toldos II Oeste, un área en una zona en la que hay menor desarrollo de actividades de crudo pero con buen acceso a Oldelval, donde tenemos participación. Dentro de las ventanas de condensado, tenemos los bloques Los Toldos I Sur y Pampa de las Yeguas, donde somos socios con YPF, y no quería dejar de mencionar que en diciembre de 2018 hemos incorporado a nuestros bloques en la Cuenca Neuquina a un socio estratégico de ExxonMobil a nivel mundial, Qatar Petróleo. Tenemos una posición concreta de más de 300.000 acres».

«El próximo objetivo va a estar dado en tener condiciones estables de competitividad. Este negocio, con períodos de concesiones de largo plazo, tiene volatilidades de corto plazo como la que estamos pasando, que no es solo en la Argentina sino a nivel mundial», agregó.

En el camino hacia la competitividad, Juan Garoby sostuvo que «con el escenario de precios actual estamos bien, pero desde el punto de vista de costo de desarrollo sería mejor un precio mayor. El *break even* de un *single wells* nos da por debajo de los u$s 40 por barril, pero hay que sumarle el resto de las facilidades. Entre u$s 40 y 50 nos da el *break even*». Y agregó que «hace unos pocos años nos costaba justificar una acumulada de 1 millón de barriles y hoy estamos en una acumulada mayor a 1,5 millones de barriles. Los pozos hoy son más largos, con ramas laterales que superan tranquilamente los 2.500 y 3.000 metros. Obtuvimos avances en la geonavegación, el posicionamiento de los pozos es clave. Al mismo tiempo, se optimizaron los diseños de fracturas y fuimos hacia diseños bastante menos complejos de lo que eran antes».

También subrayó que «en Bajada del Palo, luego del parate de la actividad de 2020 volvimos a niveles bastante altos. Estamos planificando mantener para 2021 un crecimiento sostenido. Estamos considerando mantener un equipo de perforación y un set de fractura de manera permanente durante todo el año».

«En cuanto a los pozos, tenemos equipos de última tecnología. Estamos haciendo telemetría, que nos permite tener ingeniería online y esto nos ha ayudado a optimizar mucho los tiempos de perforación. Estamos analizando el contexto, tanto macro como local. El Plan Gas es un factor importante. Tenemos actividad y tenemos los equipos para sostener el plató de producción», afirmó Hock, de Pluspetrol, quien comentó que el área La Calera tiene recursos por 370 millones de barriles y 8 TCF de gas.

AVANCES EN LA PERFORACIÓN

El ejecutivo de YPF describió que «cuando sellemos el acuerdo de sustentabilidad de Vaca Muerta con los sindicatos, vamos a tener alrededor de 10 u 11 equipos de perforación, tanto en gas como en petróleo. De la mano de la reducción de costos vamos a poder perforar más pozos, estamos pensando en perforar 15% ó 20% más de pozos de lo que fue 2019 con el mismo capex. Estamos

Juan Garoby

“

EN BAJADA DEL PALO, LUEGO DEL PARATE DE LA ACTIVIDAD DE 2020 VOLVIMOS A NIVELES BASTANTE ALTOS. ESTAMOS PLANIFICANDO MANTENER PARA 2021 UN CRECIMIENTO SOSTENIDO.

Juan Garoby (Vista)

pensando en crecer en producción en un 30% o 40% con respecto a lo que fue este año». «Revisamos casi el 65% de los contratos de YPF para ser más eficientes y realmente es un trabajo que nos permitió encontrar ineficiencias y nos abrió la puerta para proyectar costos por pozos de entre el 20% y 30%», concluyó Iuliano.

En cuanto al diseño de los pozos, De Nigris comentó que «en Bajo del Choique-La Invernada, donde tenemos puesto el foco, estamos en todos los *pads* con pozos de más de 3.000 metros de rama lateral con 50 etapas de fractura y con muy buenos resultados y productividad. Tuvimos producciones de 2.500 barriles por día; esto no solo muestra un deriskeo de la zona donde estamos trabajando, sino una primera pata para una competitividad de largo plazo, que es la producción». Y agregó que «en la cuenca, por los distintos bloques que tenemos, no hay un diseño del que puedas hacer una copia y repetirlo en todos los lugares en el mismo intervalo. Son muy buenas las distintas señales de productividad que tenemos en los diferentes lugares de la cuenca que ponen a Vaca Muerta como un recurso de calidad mundial. Pero en función del lugar donde uno tiene los bloques y la cantidad de pozos, vamos generando distintos niveles de desarrollo y diseño para los lugares que operamos. Por ejemplo, lo que es el diseño de cañerías de producción va a ser el mismo, pero a medida que vamos viendo los distintos lugares de la cuenca notamos que los intervalos son diferentes, las secciones laterales tienen distinta complejidad de perforación».

Por su parte, Juan Garoby, de Vista, enfatizó que «acabamos de terminar de perforar un *pad* y de completar otro. Son cuatro pozos por *pad* de 2.800 metros cada uno y perforamos cuatro pozos en menos de 85 días, lo que da un promedio de 21 días por pozo y hace muy poco tiempo estábamos viendo cómo bajar los 30 días. En terminación de pozos estamos entre ocho y nueve etapas por día por pozo. Acabamos de terminar un *pad* de 196 etapas en solo 23 días, lo que da ocho etapas y media por pozo, cuando en dos o tres años no se podía superar las tres o cuatro etapas por día. Los costos cayeron en el último tiempo, nosotros estamos entre los u$s 8 y 9 el barril también».

Desde Pluspetrol, Hock indicó que «todavía no tenemos un volumen importante de pozos, pero sí logramos transitar una buena parte de la curva de aprendizaje y estamos en indicadores similares a los de la cuenca, con pozos de 2.000 ó 2.500 metros con 40 etapas de fractura y con muy buena productividad. Hoy podemos llevar La Calera a un plató de 30 millones en cinco o diez años. Estamos estudiando el nuevo plan de producción para ver si podemos llevar a La Calera a un nivel que en la compañía creemos que tiene que estar».

HORIZONTE EXPORTADOR

Pablo Iuliano, de YPF, resaltó que «estamos en condiciones de crecer y abastecer el mercado local, ese es nuestro desafío. Pero, además, armar una base sustentable de producción exportable.

El crudo de Vaca Muerta no es conocido, hay que instalarlo y hacerlo conocer en todo el mundo».

Por último, De Nigris también se refirió a las posibilidades de incrementar exportaciones: «Tenemos que ser muy competitivos en ese marco exportador en lo que son los aranceles, pero también en todo el circuito logístico, es decir, poder llegar lo más eficientemente posible al punto de embarque y con la posibilidad de exportar». ×

EcoStruxure™
Innovation At Every Level

Con nuestras soluciones integradas EcoStruxure, mejoramos la eficiencia energetica, la seguridad y la performancede su negocio

GNL y Gas
Hacemos posible el 60% de la producción mundial de GNL.

Refinería y Petroquímica
Nuestras soluciones de seguridad y control permiten ejecutar la refinería más grande del mundo.

Terminales
Combinamos la automatización de procesos y la experiencia en infraestructura eléctrica con servicios integrales.

Soluciones Mar Adentro
Ayudamos a refinar un 30% del crudo a nivel mundial.

Instalaciones Terrestres
Ayudamos con el 80% del mercado de producción y operación en instalaciones terrestres.

Tuberías
El 80% de los operadores de tuberías más grandes del mundo confían en Schneider Electric.

se.com/ar

Life Is On | Schneider Electric

JOSÉ MARTÍNEZ DE HOZ, PABLO RUEDA Y TOMÁS LANARDONNE

«EL DEBATE SOBRE LA LEY DE HIDROCARBUROS ES OPORTUNO PORQUE DA LA POSIBILIDAD DE GENERAR UN CONSENSO DE LARGO PLAZO»

—

LOS ABOGADOS DEL ESTUDIO MARTÍNEZ DE HOZ & RUEDA ENTIENDEN QUE PARA ATRAER INVERSIONES SE REQUIERE UN MARCO REGULATORIO QUE GARANTICE CREDIBILIDAD.

“

LA DEROGACIÓN DEL DECRETO 1053 GENERA DUDAS CON RESPECTO A POR QUÉ LO QUE OCURRIÓ CON ÉL NO PODRÍA REPETIRSE CON EL PLAN GAS O CON CUALQUIER OTRO PROYECTO.

José Martínez de Hoz

EN UNA COYUNTURA en la que Argentina necesita inversiones extranjeras para industrializar sus reservas hidrocarburíferas, el marco regulatorio comienza a jugar un rol preponderante a la hora de brindarles garantías a los potenciales inversores. Dentro del sector energético, el estudio Martínez de Hoz & Rueda es una referencia ineludible a la hora de plantear temas jurídicos y regulatorios. *TRAMA* conversó con los socios fundadores de dicho estudio, los abogados José Martínez de Hoz, Pablo Rueda y Tomás Lanardonne, quienes analizaron qué tipo de legislación debe dictar la Argentina para promover el desarrollo energético y qué experiencias regionales exitosas pueden tomarse como referencia a la hora de diseñar un nuevo marco jurídico.

El Gobierno planteó a través del secretario de Energía, Darío Martínez, que tiene intención de enviar al Congreso una nueva Ley de Hidrocarburos para promocionar inversiones en el sector. ¿Qué ejes cree que indefectiblemente tienen que estar incluidos en un proyecto de esta naturaleza?

—

José Martínez de Hoz: Creo que debe contemplar cuatro pilares fundamentales. El primero es la posibilidad de exportar gas y petróleo en forma libre y no en forma interrumpible, básicamente por las necesidades y urgencias locales de corto plazo. Sin eso no hay proyecto de exportación viable, no hay nadie que vaya a hundir cientos o miles de millones de dólares si esas condiciones no están dadas. Asociado a eso está la segunda pata, que es la eliminación de los derechos de exportación. Es absolutamente impensable un proyecto de esta naturaleza con esas condiciones. Sean altos o sean bajos, la mera posibilidad de tener derechos de exportación que alteren la ecuación económica es fulminante. Además, termina encareciendo la competitividad del proyecto. La tercera pata es la famosa libre disponibilidad de divisas. Esta es otra cuestión absolutamente crucial. No hay forma de que se pueda desarrollar una inversión de estas características sin libre flujo de entrada y salida de capitales. El cuarto pilar puede ser leguleyo pero no es menos importante, y más en un país con la debilidad institucional que tiene la Argentina: contar con un foro neutral internacional para resolver las potenciales disputas que puedan surgir.

Algunos referentes del sector toman el caso de Camisea, en Perú, como un ejemplo de marco regulatorio que incentivó la llegada de inversiones. ¿Es aplicable para la Argentina ese caso?

—

Pablo Rueda: El caso de Perú conviene compararlo porque es muy parecido al de Argentina. Es un país que inició un proceso de atracción de inversiones con una historia de extrema volatilidad y rompimiento de compromisos. Con esos antecedentes, lo que hizo Perú fue reformar la Constitución. De esta manera, les dio a los inversores garantías jurídicas de raigambre constitucional, con derechos adquiridos a un marco regulatorio con garantías cambiarias y firmeza de autorizaciones de exportación. Todo, en un contrato entre el Estado y el inversor con arbitraje internacional. Esto no representó ninguna entrega de Perú, todo lo contrario. Significó la oportunidad que tuvo el país para desarrollar su mercado, sacar gente de la pobreza y generar riqueza.

Hay algunas cuestiones que generan cortocircuitos, al margen de lo jurídico. Por ejemplo, el no cumplimiento del pago de la deuda prevista por el decreto 1053/18. ¿Qué sensaciones creen que generan en el mercado del gas ese tipo de acciones?

—

JMH: Creo que en el afán de ser positivos y que las cosas salgan adelante no decimos lo que se necesita. Además de la creación de un marco jurídico adecuado, hay que tener en cuenta las cosas que no hay que hacer. El no cumplimiento del pago de la deuda prevista por el decreto 1053 fue una coincidencia muy desafortunada con el Plan Gas 4, porque las similitudes entre el decreto 1053 y el Plan Gas son bastante evidentes. Y en definitiva, la derogación del decreto 1053 en la Cámara de Diputados, en la Ley de Presupuesto, genera dudas con respecto a por qué lo que ocurrió con ese decreto no podría repetirse con el Plan Gas o con cualquier otro proyecto. Por eso es importante el concepto de seguridad jurídica en el sentido de estabilidad de reglas de juego, de previsibilidad y de transparencia. Y eso también se traslada al tema fiscal. Con la actual administración se crearon 14 impuestos. Además de afectar la competitividad de la economía argentina, genera un problema de credibilidad porque demuestra que la variable de ajuste son los impuestos que afectan los proyectos en curso y la economía. Estas son las cosas en las que es importante ser cuidadosos para no afectar el ambiente de inversiones.

Hay proyectos para exportar gas primero hacia Chile o Uruguay y en una segunda etapa quizás a Brasil u otros mercados. ¿Dónde creen que tiene que estar puesto el foco a la hora de diseñar un marco regulatorio que pueda cubrir este tipo de exportaciones?

—

PR: Hay dos elementos fundamentales. El primero es crear un marco jurídico vía contratos de inversión que garanticen que esas grandes inversiones, con costos hundidos que se necesitan para hacer proyectos de inversión, van a ser respetadas. En un ámbito no solo regulatorio energético sino también cambiario y fiscal. Y lo segundo es solucionar el tema de la demanda prioritaria. Las grandes crisis que hubo en la Argentina en el mercado mayorista del gas se dieron a partir de devaluaciones que impactaron en lo que es el mercado mayorista de gas, incrementando el precio que debía pagar la demanda prioritaria o vía una regulación que congeló los precios a los cuales podían vender el gas los productores. El problema de la demanda interna hay que solucionarlo como condición para cualquier desarrollo del negocio exportador. Porque si no se tiene un remedio para los problemas que puede haber en el mercado interno, siempre se termina destruyendo el mercado exportador.

¿Qué balance hacen en términos regulatorios de lo que fue el funcionamiento del barril criollo?

—

JMH: Tengo una visión crítica del barril criollo. Creo que fue una decisión desafortunada, que metió ruido en el sistema. En los meses de abril, mayo y junio, los productores no integrados tenían dificultades para colocar su producción. Y muchas más dificultades pasaron a tener con un precio de barril a u$s 45. Esto en definitiva causó problemas en el mercado, causó reclamos de las provincias y el saldo que nos deja es de batallas legales entre las compañías petroleras y las provincias por las regalías. El otro impacto que dejó, en línea con lo que considero no hay

+

Los perjuicios del «compre provincial»

Con el objetivo de fomentar la industria local, algunas provincias petroleras dictaron regulaciones que privilegian a empresas locales a la hora de prestar servicios a las operadoras. Sin embargo, en algunas circunstancias, iniciativas de este tipo generan efectos colaterales no deseados, ya que entran en contradicción con resoluciones o leyes nacionales o también generan escenarios que terminan afectando la productividad de los proyectos. Tomás Lanardonne es Manager de la Oficina Neuquén dentro del estudio Martínez de Hoz & Rueda, y por lo tanto conoce bien lo que sucede con este tipo de normativas en la Cuenca Neuquina. «En un país con diez provincias productoras; si cada una establece una ley de compre local, convierte la situación en un caos», afirma.

Para el letrado, regímenes de este tipo son anticonstitucionales, ya que «la Constitución Nacional prohíbe las aduanas internas y promueve el comercio entre las provincias». Incluso, destaca que hay jurisprudencia de la Corte Suprema que busca restringir estos regímenes locales. «El proyecto de ley de Neuquén de modificación del Compre Neuquino básicamente prevé que tiene que otorgarle el contrato a una empresa de servicios neuquina a pesar de que oferte un precio 15% superior al de una empresa rionegrina. Esto encarece los proyectos y afecta la productividad. Está muy bien incentivar la industria local y esto se discute en todo el mundo, pero generalmente se hace en función de consensos, a través de medidas como bajar impuestos, brindar facilidades financieras. Se promueven mecanismos de zanahoria, no de palo, como terminan generando muchas veces este tipo de resoluciones», considera Lannardone.

“

EL PROBLEMA DE LA DEMANDA INTERNA HAY QUE SOLUCIONARLO COMO CONDICIÓN PARA CUALQUIER DESARROLLO DEL NEGOCIO EXPORTADOR.

Pablo Rueda

que hacer, fue incertidumbre en el mercado. Nuevamente, cuando hay dificultades se rompen las reglas de juego. Lo que hizo el decreto 488, en definitiva, fue un aumento de las regalías. Calculó ese 12% que era ficticio, artificialmente más alto que el precio real, lo que redunda en un aumento de la tasa efectiva. Creo que esto fue una mancha más a la estabilidad y al cumplimiento de las reglas de juego por parte del Estado argentino.

Uno de los capítulos novedosos que tiene el Plan Gas 4 es el Valor Agregado Nacional. Sin embargo, genera incertidumbre saber cómo va a funcionar ese capítulo que busca garantizar la participación de empresas nacionales en el desarrollo de proyectos en el *upstream*. ¿Qué opinión tienen acerca de los desafíos regulatorios que generan este tipo de decisiones?

—

PR: Mi visión es que está armado muy ligeramente. Parece haber sido escrito a las apuradas ya que está lleno de contradicciones y genera muchas dudas que afectan innecesariamente el éxito del Plan Gas. No me parece un proyecto serio de promoción de la utilización de recursos locales en la industria. Tiene contradicciones en lo que hace a lo que es nacional, regional y local. Genera choques con otras normas. Creo que es una parte del Plan Gas a la que le faltan un montón de definiciones.

Estamos en un momento en el que el país necesita generar divisas para cumplir con sus obligaciones de deuda y lograr un balance comercial adecuado para que haya estabilidad cambiaria. ¿Creen que estamos en condiciones de dar vuelta la página a pesar de todas las turbulencias y las dificultades macroeconómicas?

—

JMH: Creo que acá se aplica lo de querer es poder. No hay ninguna maldición que pese sobre la Argentina. No hay ninguna razón por la que el país no pueda tomar las decisiones correctas. Creo que el tema pasa por priorizar el mediano y largo plazo por sobre el corto plazo. Por la urgencia fiscal creamos nuevos impuestos que apenas mueven la aguja de la recaudación, pero hacen que las grandes empresas argentinas se estén yendo del país. O por lo menos que las que no se van piensen cuatro veces antes de invertir. Nuevamente la Argentina tiene que parar la pelota, tiene que pensar a dónde quiere ir. Creo que es oportuna la propuesta del secretario de Energía de debatir una nueva Ley de Hidrocarburos porque da la posibilidad de generar un consenso de largo plazo. Y cuando hablo de un consenso hablo de un consenso multipartidario. Más allá de las diferencias de opinión que puedan tener los partidos sobre la economía, me parece que nadie puede no coincidir en la necesidad de desarrollar Vaca Muerta y el negocio de la exportación hidrocarburífera. Es importante tener la cabeza fría y darse cuenta de que en la medida en que sigamos priorizando las urgencias fiscales de corto plazo vamos a sacrificar el crecimiento de la Argentina, vamos a sacrificar la salida de esta crisis tremenda en la que estamos. Esto solamente se puede hacer con políticas de Estado que gocen de un amplio consenso. Este es el momento para hacerlo. No esperemos más. ×

LA VISIÓN DE WALTER LANOSA DE GENNEIA Y MARTÍN GENESIO DE AES

GENERACIÓN: DESAFÍOS DE UN SEGMENTO CLAVE CON UN MARCO REGULATORIO POSTERGADO

AMBOS EMPRESARIOS COINCIDIERON EN LA NECESIDAD DE APROVECHAR LA COYUNTURA ACTUAL, EN LA QUE LA OFERTA SUPERA LA DEMANDA AUN EN LOS PICOS DE CONSUMO, PARA DISCUTIR UN NUEVO MARCO REGULATORIO QUE OTORGUE ESTABILIDAD EN EL LARGO PLAZO, CON EL FIN DE INCENTIVAR LAS INVERSIONES Y MEJORAR LA EFICIENCIA DEL SISTEMA.

“

ES IMPORTANTE QUE PARA QUE HAYA INVERSIONES EN EL SECTOR TAMBIÉN HAYA ACCESO A LAS DIVISAS.

Martín Genesio

“

TENEMOS QUE PONERNOS DE ACUERDO ENTRE TODOS PARA TRATAR DE GENERAR UN MARCO REGULATORIO QUE PERMITA QUE LAS INVERSIONES VENGAN.

Martín Genesio

EL SEGMENTO DE GENERACIÓN evidencia en la Argentina una sobreoferta que incluso supera los picos de la demanda. Además, hay proyectos de generación que van a comenzar a operar en poco tiempo y sumarán todavía más potencia. Sin embargo, mucha de esa energía es ineficiente y, por lo tanto, cara. En el panel sobre «Generación eléctrica» del Energy Day, evento organizado por *EconoJournal* y *TRAMA*, participaron Martín Genesio, presidente de AES Argentina, y Walter Lanosa, CEO de la compañía Genneia, quienes coincidieron en la necesidad de mejorar el marco regulatorio y eficientizar la capacidad que tiene el sistema, aunque remarcaron que también es indispensable contar con una macroeconomía estable.

Martín Genesio indicó que en la actualidad hay un 20% de capacidad de reserva teniendo en cuenta las indisponibilidades del sistema. «Uno puede decir que el sistema está sobrado y que hay más potencia instalada de lo que la demanda necesita. En los últimos años hubo inversión para aumentar la capacidad instalada del sistema. Se sumaron unos 7.000 Mw nuevos de capacidad instalada y todavía quedan algunos más que van a terminar entrando en los próximos meses, lo que va a llevar la cifra a 9.000 Mw, y eso reforzó el sistema de generación con respecto al pico de demanda. Además, la demanda en 2020 cayó bastante debido a la pandemia. Esa combinación entre el crecimiento de la oferta y la caída de la demanda hace que el sistema esté sobreinstalado», remarcó.

Luego Genesio aseguró que el sistema es ineficiente y eso lo vuelve un sistema caro. Es un sistema que está sobrado, pero con capacidad ineficiente, principalmente en los picos, que hace que en esos momentos sea caro. Esto sin dudas nos lleva a discutir tarifas. Argentina posee tarifas elevadas, pero tengamos en cuenta que estamos pagando un sistema relativamente ineficiente y caro».

EL FOCO EN LA REGULACIÓN

Al ser consultado sobre qué se puede hacer para que el sistema sea más eficiente, Genesio sostuvo que «entre todos debemos tener una discusión para llegar a actuar bajo un marco regulatorio que permita nuevas inversiones». «Hoy en día el marco regulatorio que tenemos en el sector eléctrico no es un marco regulatorio que esté pensado para que las inversiones vengan sino para mantener un costo del sistema en una media y no mucho más que eso. Tenemos que ponernos de acuerdo entre todos para tratar de generar un marco regulatorio que permita que las inversiones vengan. Creo que la oportunidad temporal que tenemos para eso es única, porque hoy el sistema no está en un estado crítico en el cual no estemos cubriendo la demanda en los picos ni tengamos problema para cubrir los costos, aunque hoy buena parte de los costos se cubren con subsidios. Estamos cubriendo los costos y estamos superando con capacidad instalada el pico de demanda. Por lo tanto, eso genera una situación bastante óptima para discutir un marco regulatorio que nos permita eficientizar lo que hoy tenemos por sobre el pico máximo de demanda», remarcó.

Walter Lanosa señaló, por su parte, que «tenemos la pandemia, pero también la situación macroeconómica que incide no solo en la energía, sino en cualquier sector de la economía. Por eso, creo que esta administración tiene la posibilidad de revisar la regulación, planificar a futuro evaluando las diferentes potencialidades que tiene el país y buscando mecanismos no de sanciones sino de incentivos positivos, que significa buscar energía accesible a todos y con un valor competitivo».

«Las energías renovables demostraron en el último tiempo que pueden ser un vector de crecimiento y desarrollo de la matriz energética argentina», agregó.

Cuando se los consultó sobre qué cambios deberían impulsarse para que los generadores comiencen a reemplazar máquinas viejas por energía más eficiente, Genesio remarcó que «lo que hay que dar es una buena visión de largo plazo. Las discusiones puntuales con respecto a pagos por capacidad, pagos por energía, pagos por nueva tecnología e incentivos a un tipo de tecnología en particular son discusiones que van a venir, pero lo que hay que dar es una visión de largo plazo y sostenerla, para que las empresas puedan decidir si invierten».

Lanosa también subrayó que «tenemos que crear marcos regulatorios fuertes y sólidos, como de alguna manera fue el programa RenovAr o el Plan Gas que se lanzó. Veo difícil que se hagan inversiones nuevas, genuinas, si no se estabiliza la situación macroeconómica del país».

En coincidencia, Martín Genesio sostuvo que para que la Argentina cuente con generación más barata «hay que hacer muchas cosas, pero para empezar todos los actores tenemos que movernos bajo un marco regulatorio que permita este tipo de inversiones. Hoy el marco regulatorio del sector eléctrico no está pensado para que las inversiones vengan, sino que está para mantener el costo del sistema en una media. Creo que la oportunidad temporal que tenemos para discutir el marco regulatorio es única para entrar en una segunda etapa, que es eficientizar la capacidad que poseemos en el sistema sobre el pico de demanda». Además, remarcó que la Argentina tiene un enorme potencial para la energía eólica, el hidrógeno, la solar en el norte, para los ciclos combinados, con lo que puede desarrollar Vaca Muerta. Creo que la regulación tiene que basarse en las potencialidades y no tanto en compararse con otros países. Pero es importante que la macroeconomía no sea un obstáculo para que las inversiones vengan».

EFICIENCIA

Lanosa describió que «las energías renovables pueden competir sin beneficios adicionales con la generación térmica, sin lugar a duda. Los costos de las inversiones bajaron y la eficiencia en la producción se incrementa año tras año, y aparecen alternativas como el *storage* (almacenamiento) que permiten dar previsibilidad a las energías renovables. Justamente, hoy más que nunca replantearse una regulación para el sector eléctrico es una necesidad para mirar el futuro, para aprovechar las nuevas tecnologías y para redefinir el lugar adonde tendrían que ir las inversiones, considerando todo el potencial en recursos naturales».

Además, el ejecutivo comentó que «el problema de las renovables hoy está en que hay una cantidad de proyectos que están paralizados por el contexto de pandemia y la macroeconomía. En condiciones normales, la Argentina puede producir la misma energía renovable al mismo

EM >

“

LAS ENERGÍAS RENOVABLES DEMOSTRARON EN EL ÚLTIMO TIEMPO QUE PUEDEN SER UN VECTOR DE CRECIMIENTO Y DESARROLLO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA.

Walter Lanosa

nivel de eficiencia, calidad y costos que los países vecinos». También contó que el parque eólico Chubut IV de Genneia está muy avanzado y en estos momentos están ensayando pruebas en los aerogeneradores. La compañía calcula que, en la medida en que la pandemia lo permita, entre diciembre y enero de 2021 debería estar concluyendo el parque.

Por su parte, Genesio indicó que «es importante que para que haya inversiones en el sector también haya acceso a las divisas. Es muy difícil que las empresas hagan inversiones trayendo dólares al país y que después esos dólares no puedan ser repatriados a los actores que destinaron esos fondos». Además, añadió que «estamos con una tarifa pesificada y congelada hace nueve meses. Si bien entendemos el momento en que se tomó la decisión de posponer la fórmula de ajuste (a fines de marzo de 2020), necesitamos que esta vuelva a estar dentro de la tarifa ya que si no el negocio de generación no es sostenible, porque tenemos costos en dólares y una tarifa en pesos».

POST-PANDEMIA Y TELETRABAJO

Los líderes de las compañías también analizaron las modificaciones laborales y la nueva modalidad del teletrabajo en las compañías. Walter Lanosa subrayó que «en la post-pandemia, o cuando los contagios no se multipliquen como ocurre ahora, creo que todas las empresas van a empezar a adoptar de alguna manera más o menos importante el teletrabajo. En nuestro caso, ya habíamos iniciado esa experiencia (antes de la pandemia de COVID-19) y logramos una muy buena eficiencia a la distancia, teniendo en cuenta las complicaciones naturales. Me parece que para que esto funcione vamos a tener que evaluar para el mediano plazo inversiones en el sector de las telecomunicaciones, porque dependemos de ellas». «En el futuro tenemos que ver la cuestión legal y la reglamentación de la ley que se aprobó este año. También el tema de las ART respecto de cuándo puede volver a trabajar una persona que era sospechosa y cuándo no. En nuestro caso específico, creo que vamos hacia un sistema de teletrabajo importante», concluyó Lanosa.

Por último, Martín Genesio resaltó: «En este tema venimos trabajando y preparándonos previamente, por supuesto sin saber lo que iba a pasar. Veníamos digitalizando la empresa desde hacía dos o tres años. Lo que descubrimos con mucha alegría es que la eficiencia de la compañía no se perdió, e incluso la incrementamos. La empresa está con *home office* desde marzo y sigue funcionando de manera normal. Lo que creo que va a pasar con esto en el futuro, además de las discusiones legales, es que vamos a tener algo muy distinto de lo que teníamos antes de la pandemia. Respecto de las leyes, creo que la nueva modalidad de trabajo se está pensando para mejorar la calidad de vida de la gente». ×

bvs
TECHNOLOGY
SOLUTIONS

Networking IT/OT • Soluciones IoT • Ciberseguridad industrial • Monitoreo de infraestructura industrial •

info@bvstv.com - www.bvstv.com

GABRIELA AGUILAR (EXCELERATE) Y OSVALDO DEL CAMPO (GALILEO)

DESARROLLOS Y EXPERIENCIAS PARA AVANZAR CON LA INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS

LOS EJECUTIVOS DE DOS EMPRESAS PRODUCTORAS DE GAS LICUADO PLANTEAN QUE ESTABILIZAR LA DEMANDA Y CONSEGUIR PRECIOS COMPETITIVOS SON LOS PRINCIPALES DESAFÍOS PARA LOGRAR EL DESARROLLO DE ESTE FLUIDO.

EL DESARROLLO DE VACA MUERTA le da sustento al sueño de que Argentina pueda convertirse en un país exportador de gas, con peso en la región, pero para eso es necesario profundizar un proceso de industrialización que algunos actores ya vienen transitando, como Excelerate Energy Argentina y Galileo Technologies. Gabriela Aguilar, gerenta general de Excelerate Energy, y Osvaldo del Campo, presidente de Galileo, compartieron uno de los paneles del Energy Day, organizado por *EconoJournal* y *TRAMA*, para dar testimonio de sus experiencias y conversar sobre los desafíos que se le plantean a la Argentina en el sector energético.

Galileo desarrolló una tecnología que permite recuperar el gas y convertirlo en GNL, directamente desde la boca de pozo. Al transportar ese GNL en forma terrestre, posibilita conectar localidades o establecimientos industriales que no cuentan con gas natural. «Tenemos una flota de unidades de licuefacción que están operando en varios pozos en Mendoza y en Neuquén. Estamos produciendo GNL directamente a partir del pozo, que es obviamente el gas con menos restricciones y mejor ecuación económica que hay en el mercado», señala Del Campo. «Creemos firmemente en el mercado regional de GNL. Entendemos que el mundo está atravesando una coyuntura bastante compleja. Hay sobreoferta en algunos mercados, mientras que gran parte de la región tiene una demanda insatisfecha muy grande. Me refiero, por ejemplo, al sur de Brasil, Uruguay y Chile. En todos esos lugares nuestra red de flotas está empezando a abastecer este tipo de mercados. Es decir que salimos desde puntos que están fuera del sistema y vamos hasta clientes que también están fuera del sistema», agrega.

Desde hace poco más de un año, Excelerate viene trabajando junto con Transportadora Gas del Sur (TGS) para desarrollar una terminal modular de licuefacción en el puerto de Bahía Blanca. Actualmente, el proyecto se encuentra en una etapa de análisis técnico y para su viabilización mucho tendrá que ver lo que ocurra en el mercado de gas en los próximos meses. «Antes de la pandemia, el precio del GNL ya estaba atravesando una coyuntura de valores muy inferiores a los que supimos tener en otros tiempos. De todos modos, percibimos que los precios se están recuperando, lo mismo que la demanda. Pero la realidad es que vamos a ver precios globales en el GNL de entre u$s 5 y 7 en los próximos años, lo cual hace que la toma de decisión para el desarrollo de proyectos de licuefacción tenga que ser muy bien analizada, ya que queda un margen de ganancia muy estrecho para el productor y para industrializar ese gas natural», indica Aguilar.

Otro elemento que, según ella, pesa a la hora de poner en marcha este proyecto conjunto con TGS está vinculado con la necesidad de lograr una estabilidad en la demanda de GNL.

«La estacionalidad que presenta Argentina con respecto a la demanda hace que el productor tenga dificultades para mantener un perfil de producción estable durante todo el año. Tenemos que ver qué solución le podemos brindar al productor en este sentido. Porque el hecho de no encontrar un mercado durante el verano hace que el precio se canibalice y genere un efecto cascada negativo en cuanto a los ingresos a nivel nacional y provincial, en referencia a las regalías derivadas. Por lo tanto, lo primero que hay que buscar es una solución de estabilidad de producción a lo largo de todo el año», considera la ejecutiva de Excelerate.

Precisamente, Del Campo destaca que la utilización de tecnologías como la que viene desarrollando Galileo aporta soluciones hacia una confluencia de precios. «Realmente es muy importante que los precios tiendan a confluir con los valores internacionales y creo que esto solo se va a dar a través de volúmenes constantes en el año. Porque está claro que si el productor tiene que atender solo la demanda de invierno se le hace muy difícil reducir los costos. Pero si la demanda tiende a ser plana, como lo es el transporte que estamos promoviendo nosotros, esto de alguna manera va a acercar posiciones y va a permitir un gas natural que confluya hacia valores internacionales», afirma.

Con respecto a las razones que llevaron a Galileo a producir la licuefacción en boca de pozo, Del Campo enumera una serie de factores. «Hay pozos descubiertos que nunca se pudieron poner en producción por su lejanía con los gasoductos más cercanos. Con nuestra tecnología les permitimos a las petroleras monetizar el gas de esos pozos, que de otra manera tendrían valor cero. La segunda cuestión tiene que ver con las emisiones. El *flaring* del gas asociado cada vez es menos tolerado por el mundo. Por eso a varios productores les estamos licuando el gas en la boca del pozo para evitar el venteo de ese gas. Después, ese GNL termina en aplicaciones de consumos propios o, en algunos casos, es reinyectado en el ducto. Este gasoducto virtual que nosotros desarrollamos como concepto es una extensión de los gasoductos. Se pueden conectar dos puntas que están totalmente fuera del sistema o una punta que está fuera del sistema con el sistema en sí mismo. Abre un abanico complementario de toda la infraestructura que ya existe en el país», sostiene Del Campo.

De todos modos, el presidente de Galileo reconoce que todavía queda un largo trecho por recorrer para expandir la producción y el transporte del gas licuado. «El desarrollo del GNL es una experiencia y, por ende, nos enseñó muchas cosas que hay que ir mejorando. En todo lo que tiene que ver con vehículos de potencia intensiva, el GNL abre un montón de alternativas. Y lo que estamos haciendo es tratar de que el GNL tenga el trato que los profesionales de este tipo de combustibles necesitan, que tiene que ver con una predictibilidad en los puntos de abastecimiento. En ese sentido, estamos por lanzar un programa de gran cantidad de estaciones de GNL en todo el país, y fundamentalmente soluciones vehiculares concebidas desde fábrica para el uso de GNL. Entonces hoy en el mercado se pueden conseguir hasta cinco fabricantes de camiones que están ofreciendo vehículos ya nacidos como GNL, testeados en todo el mundo, con un alto nivel de confiabilidad. La combinación de ahorro, con disponibilidad de puntos de carga, con soluciones de vehículos confiables y eficientes va a lograr una masificación del GNL», asegura Del Campo.

Para el titular de Galileo, el desarrollo del gas depende, en gran parte, de lograr una expansión regional. «Hay que pensar en un corredor biooceánico y en la demanda de transporte que hay en toda la región. Y eso incluye la hidrovía. Hay un programa muy grande que está motorizándose a partir de los actores de la industria naval y de un rol importante del Gobierno en tratar de que la hidrovía pueda mutar hacia el uso del GNL», señala.

> “GALILEO DESARROLLÓ UNA TECNOLOGÍA QUE PERMITE RECUPERAR EL GAS Y CONVERTIRLO EN GNL, DIRECTAMENTE DESDE LA BOCA DE POZO.

LA IMPORTACIÓN COMO COMPLEMENTO

Excelerate desarrolló la terminal de GNL de Bahía Blanca en 2008 y la de Escobar en 2011. Desde entonces, la compañía se convirtió en un jugador clave en la comercialización del GNL. Desde ese lugar, Aguilar trata de superar las visiones maniqueas que ven la importación de este fluido como «un fracaso de las políticas energéticas» y su exportación como una muestra de «soberanía energética». «La importación de GNL tiene que ver con un acto económico», señala. «Esto es no tener que producir moléculas y adecuar una capacidad de transporte que es solamente para una utilización de 30 ó 45 días, cuando por una cuestión estacional atravesamos el pico de demanda. Por lo tanto, no hay que confundir lo que es la importación de GNL con las capacidades y cuál es el precio óptimo y más eficiente para Argentina ante demandas crecientes de gas natural», añade.

En ese sentido, Aguilar entiende que la importación de GNL no es contraria al desarrollo del gas natural, sino que ambas cuestiones deben darse en

EM >

Gabriela Aguilar

“

EXCELERATE VIENE TRABAJANDO JUNTO CON TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS) PARA DESARROLLAR UNA TERMINAL MODULAR DE LICUEFACCIÓN EN EL PUERTO DE BAHÍA BLANCA.

paralelo. «Argentina tiene que desarrollar el máximo potencial de gas posible, tanto para demanda interna como para la exportación de forma sustentable. La ecuación óptima sería una exportación sustentable todo el año y recurrir a la importación, si se necesita en algún momento. Esto tiene que ver con la sustitución de combustibles. Porque si no vamos a contar con un barco de regasificación pero sí vamos a consumir combustibles líquidos, allí si se produce una mala decisión estratégica. Es lo que sucedió este año y el año pasado. Por no contar con un barco regasificador, se consumieron cantidades muy crecientes de combustibles líquidos, que claramente son más caros y más contaminantes desde el punto de vista ambiental», afirma.

Excelerate tiene hecho un estudio que muestra que por haber importado GNL a través de los barcos regasificadores en lugar de consumir combustibles líquidos, el país se ahorró entre 2008 y 2019 u$s 12.000 millones. «Para rebatir estos números, me han dicho algunas veces que la producción de Vaca Muerta permitió ahorros en la importación del GNL también en el orden de los u$s 12.000 millones. Creo que esta situación refleja claramente lo que muchas veces nos pasa a los argentinos: todo tiene que ser blanco o negro. Y la realidad es que ambas situaciones se complementan. La confluencia de tener un barco regasificador o importaciones de GNL para momentos críticos del invierno, sumado al desarrollo sostenido de Vaca Muerta, permitió ahorros globales de casi u$s 25.000 millones. Entonces me parece que Argentina tiene que empezar a pensar de esa manera, como se lo piensa globalmente. El costo no tiene ideología. Tiene que ver con cuál es el costo más eficiente para el bien de un país. Creo que el desarrollo de Vaca Muerta, combinado con la importación de moléculas de gas que son más baratas en términos de eficiencia para el país, genera una productividad imbatible. Y eso es lo que permitiría tener un largo plazo en la exportación. Que se pueda hacer un contrato de largo plazo con un cliente internacional, que espera tener una oferta de GNL constante todo el año», indica Aguilar.

Del Campo comparte la visión de la ejecutiva de Excelerate y entiende que es necesario superar los falsos debates. «Acá hay un elemento que es básico y fundamental, y tiene que ver con lograr que el mercado de gas se incremente. Si conseguimos eso, le vamos a poder dar estabilidad al productor y de esa manera vamos a poder empezar a producir más. Si pensamos que una es buena y la otra es mala, y viceversa, vamos a estar siempre en el mismo *loop* y sin resolver el desafío principal, que es que el consumidor necesita previsibilidad y precios bajos y que el productor necesita predictibilidad y estabilidad en los consumos. Todo eso se da con una torta más grande. Nuestro objetivo en la industria tiene que ser agrandar el consumo, no importa con qué origen se tiene ese gas. Pero en la medida en que exista un consumo estable, el productor va a tener más incentivo de producir más, ofertar más y competir con el GNL importado», concluye. ×

SAIPEM

PETREX

LiHS
LEADERSHIP IN HEALTH & SAFETY

PTX 30 RIG 1500 HP ULTRA-HIGH SPECS CLUSTER RIG

Somos líderes mundiales en actividades de ingeniería y perforación y en el desarrollo de grandes proyectos, en los sectores de energía e infraestructuras.
Saipem opera en los entornos geográficos más diversos y garantiza altos estándares de fiabilidad, flexibilidad y seguridad.
Nunca ha olvidado la importancia de la innovación en cumplimiento de los requisitos específicos de cada cliente.

"LO MÁS SEGURO LO MEJOR"

AGREGAMOS
VALOR A LA ENERGÍA

Abastecemos al mercado interno y exportamos nuestros productos cumpliendo con los **más exigentes estándares de calidad internacional.**

COMPAÑÍA MEGA S.A. www.ciamega.com.ar

MEGA
COMPAÑÍA MEGA S.A.

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