

Barajar y dar de nuevo en el sistema de gasoductos



Página 2

La Subsecretaría de Hidrocarburos fue instruída por la Secretaría de Energía de la Nación, a través de la resolución 448/2020, para llevar a cabo “una evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de

un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte”, para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral del país.

La CAF financiará obras de tendido eléctrico para la provincia de Buenos Aires

Página 11

Energía precisó pautas para los contratos de provisión en el marco del Plan Gas Ar

Página 3

Gobierno fijó plazo de hasta dos años para culminar la RTI del gas y electricidad

Página 10

YPF, Tecpetrol, Pampa Energía anunciaron inversiones para 2021

Página 4 y 5

Informe Fundelec

La demanda de electricidad bajó en noviembre 4,2%

Página 12



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



Barajar y dar de nuevo en el sistema de gasoductos

Por Santiago Magrone

La Subsecretaría de Hidrocarburos fue instruída por la Secretaría de Energía de la Nación, a través de la resolución 448/2020, para llevar a cabo “una evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte”, para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral del país.

Ello, luego que la cartera a cargo de Darío Martínez derogó por la misma norma la resolución 437/2019 de la Ex Secretaría de Energía del ex ministerio de Hacienda del gobierno de Mauricio Macri que había activado una convocatoria a empresas interesadas en la construcción de un gasoducto troncal desde Vaca Muerta (Neuquén) hasta el sur de Santa Fe.

La resolución ahora derogada había dado cumplimiento a la instrucción emanada del Decreto 465/19, de avanzar en una licitación pública nacional e internacional para adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que contemplase como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto que conectara la Subzona Neuquén (en las proximidades de la Localidad de Tratayén de esa Provincia) con la Localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la Ciudad bonaerense de San Nicolás de los Arroyos.

Cabe referir que mediante la R-437/19 se consideró necesario modificar el marco normativo del gas natural regido por la Ley 24.076, en



tanto la nueva licencia a otorgarse -a diferencia de las otorgadas por los Decretos 2457 y 2458/1992, no implicaba la operación de activos pre-existentes sino que introducía como obligación de la habilitación, el diseño y la construcción de un gasoducto e instalaciones conexas para la posterior prestación del servicio de transporte.

Esa licencia sería otorgada por un plazo de 35 años con posibilidad de extenderla por 10 años. Hubo gestiones oficiales para conseguir financiamiento en los Estados Unidos, y también interés en presentarse por parte de un consorcio argentino-mexicano, pero el proceso de esa convocatoria se fue dilatando con sucesivas prórrogas de fechas para la presentación de ofertas.

El 28 de agosto de 2019, se prorrogó hasta el día 12 de noviembre, pero el 31 de octubre se prorrogó la fecha para abrir los sobres hasta el día 31 de marzo de 2020.

Esto se explica si se considera que en esos meses la situación económica y la financiera -interna y externa- de la Administración Macri hacía agua, y que la derrota electoral en las PASO primero, y en la votación definitiva luego, aceleró su debilidad.

Ya con el nuevo gobierno nacional, y a finales de marzo, la Subsecretaría de Hidrocarburos prorrogó la fecha para la presentación de ofertas y apertura de sobres hasta el día 30 de diciembre de 2020.

Energía refirió en la nueva resolución ahora oficializada que “es de público conocimiento que la pandemia por el virus COVID-2019, que impactó mundialmente desde inicios del corriente año, alteró sustancialmente las condiciones imperantes en todos los sectores de la industria y la economía nacional, y produjo una caída en la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todas las cuencas productivas del país”.

“Dichos cambios, sumados a las restricciones de circulación motivo de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dictadas en resguardo de la salud pública, generaron que ciertas obras dejaran de ser prioritarias y que se pusiera énfasis en la generación de mecanismos que permitieran asegurar el abastecimiento de gas natural para los próximos años”, puntualizó Energía.

En este orden, refirió que “con el Decreto 892 (de noviembre último), se declaró

de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino, y se implementó un programa de incentivo a la producción e inversión para asegurar su abastecimiento en el mediano plazo y la generación de saldos exportables de gas natural”.

En los considerandos de la Resolución 448/20 se detalló todo el procedimiento seguido para activar el Plan Gas Ar 2020-2024, la licitación para adjudicar un volumen de gas natural base total de 70.000.000 m3 por día para los 365 días de cada año calendario, y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales del cuatrienio.

La Secretaría señaló ahora que “en esta instancia resulta prudente llevar a cabo una nueva evaluación técnica, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte, para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del AMBA y el Litoral, y para desplazar volúmenes de Gas Natural Licuado (GNL) importado”.

De hecho, en los últimos

meses se han registrado reuniones entre autoridades del ENARGAS y representantes de las transportadoras TGN y TGS, a cargo de operar los sistemas troncales, para evaluar alternativas de incremento de la capacidad de transporte del gas.

Desde Energía, se analiza si tiene sentido tender un ducto que viabilice la exportación de gas local al sur del Brasil. Para ello deberán conjugarse bien las condiciones de demanda en el tiempo, de precios y de volúmenes disponibles para el suministro.

En contacto con el embajador en Brasil, Daniel Scioli, Darío Martínez procura el desarrollo de una agenda energética con el Ministro de Minas y Energía de Brasil, Bento Albuquerque. El secretario de Energía expresó que el próximo paso será “invitar a empresas productoras de gas para que analicen la posibilidad de colocar nuestro gas en la zona de Santa Catarina, Paraná y Rio Grande Do Sul”.

Por otra parte, un dato fuerte lo constituye que Bolivia comunicó a la Argentina en el marco de la negociación con IEASA de la Quinta Adenda del contrato bilateral que, a causa de una merma en la producción de sus yacimientos, podrá suministrar en el invierno un máximo de 14 millones de metros cúbicos día, algo así como 30 por ciento menos que lo que venía abasteciendo hasta el 2020. Argentina deberá compensar esa merma de gas boliviano por ducto con más GNL.

Energía entonces puntualizó que “resulta necesario evaluar el marco legal aplicable al futuro proyecto de infraestructura de ductos, teniendo en mira el interés del Estado Nacional y de los usuarios”.



**Más de 15 años
comercializando energía,
con la combinación más
eficiente para tu negocio**

Para más información encontramos en
www.energix.com.ar



IEASA contratará directamente durante los tres primeros meses del año

Energía precisó pautas para los contratos de provisión en el marco del Plan Gas Ar

La Secretaría de Energía aprobó la asignación de los volúmenes de gas natural adjudicados a mediados de diciembre por productor, distribuidoras y/o subdistribuidoras y cuenca de origen, en la licitación convocada en el marco del Plan Gas Ar.

Se trata de 67,42 millones de metros cúbicos diarios a suministrar durante todo el año, más un volumen adicional de 3,60 millones de metros cúbicos día durante el período estacional de invierno, cuyos precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte van desde US\$ 2,400 a US\$ 3,660 por millón de BTU, según detalla un anexo de la resolución de la Secretaría de Energía 447/2020 publicada en el Boletín Oficial por el ministerio de Economía.

El anexo referido detalla la nómina de las empresas productoras y de las cuencas de origen del gas (Neuquina, TDF, Chubut y Santa Cruz) en yacimientos convencionales y no convencionales. El listado de empresas productoras se integra con YPF, Pan American Energy, Tecpetrol, Pampa Energía, Total Austral, Shell Argentina, Pluspetrol, Vista Oil, Wintershall, y CGC, entre las más importantes.

La misma resolución, firmada por el Secretario Darío Martínez, establece (Artículo 3) que “a partir de la entrada en vigencia de los contratos de abastecimiento a celebrarse en el marco del “Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino 2020-2024” (Decreto 892/2020) las distribuidoras de gas “no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los usuarios del Servicio Otros Usuarios (Venta) Firme GNC u Otros Usuarios (Venta) Interrumpible GNC”.

Al respecto, se instruye a la empresa estatal Integración Energética Argentina



(IEASA) para que, “en forma transitoria y durante el período comprendido entre el 1º de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2021, contrate en forma directa a los usuarios del Servicio Otros Usuarios (Venta) Firme GNC u Otros Usuarios (Venta) Interrumpible GNC” que hasta ahora se abastecieron con gas natural adquirido por las distribuidoras, “por los volúmenes que los citados usuarios le pudieran requerir, a los precios de gas de los cuadros tarifarios actualmente vigentes en cada zona de distribución”.

El artículo 5º de la resolución instruye al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) para que dicte todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en cuanto a la provisión de los usuarios del servicio de compra-venta del GNC.

Además, la nueva resolución modifica y precisa una serie de aspectos técnicos y económicos que perfeccionan los contratos entre productoras y distribuidoras: “Precio de Venta”, “Mora. Intereses” y “Ley Aplicable y Jurisdicción”. Así, el Precio del gas objeto de la Oferta (el Precio) será en pesos por m3 y será, en cada momento, el Precio en Cuadros Tarifarios vigente conforme a la definición del Decreto N° 892/20 a 9300

kcal. La obligación de pago del Precio del Comprador será igual al monto de aquella porción del Precio Ofertado que el Estado Nacional decida incluir en los Cuadros Tarifarios, conforme a lo dispuesto en el 892/20.

Para todos los efectos de la Oferta se utilizará la equivalencia de un MMBTU igual a 27,10473 Metros Cúbicos Equivalentes”.

En cuanto a intereses por mora se estableció que “la falta de pago en término hará incurrir al Comprador en mora automática, sin necesidad de intimación judicial o extrajudicial previa.

A partir de la mora se devengará un interés del 150 % de la tasa de pizarra promedio del Banco de la Nación Argentina para plazos fijos en Pesos a treinta (30) días”.

La Oferta se regirá y será interpretada conforme a las leyes de la Argentina. A los efectos de la resolución definitiva de todas las controversias que deriven de la Oferta, las partes podrán optar por recurrir a arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires o de la Cámara de Comercio Internacional de acuerdo con sus respectivos reglamentos, o a los Tribunales Federales con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires”.

A efectos de garantizar el cumplimiento de las obliga-

ciones de pago de los contratos, las Distribuidoras y las Subdistribuidoras de gas natural por redes deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban mensualmente correspondientes al concepto de gas del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Dichos fondos serán afectados exclusivamente al pago del gas natural adquirido en el marco de los contratos emergentes del Decreto 892/20, y no podrán ser utilizados para erogaciones de otra índole.

Las Distribuidoras y las Subdistribuidoras deberán mantener informada en todo momento a la Subsecretaría de Hidrocarburos acerca de los datos y movimientos de la mencionada cuenta.

Asimismo, la resolución 447 convoca al Ministerio de Desarrollo Productivo, al de Ciencia, Tecnología e Innovación, a las provincias que adhieran al “Plan Gas Ar y a las organizaciones de trabajadores y trabajadoras y de carácter empresarial del sector, a formar parte de la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional” creada por la Resolución 317/20 de la Secretaría de Energía, quienes deberán designar una o un representante titular y una o un alterno. La Mesa de Trabajo deberá elaborar un informe trimestral de seguimiento, en

el que se incluirán propuestas relativas a las sanciones a aplicar y a las medidas correctivas a exigir tendientes a revertir los eventuales incumplimientos por parte de las empresas beneficiarias del Plan Gas Ar.

El informe deberá indicar de manera detallada cada caso de incumplimiento con su respectiva especificación de objeto, monto, contratista involucrado y empresas locales, regionales o nacionales afectadas.

La referida Mesa de Trabajo será presidida por un representante y secundada por un coordinador, en ambos casos designados por Energía, y su funcionamiento no se regirá por el principio de unanimidad, por lo que podrá emitir más de una opinión por cada informe en cuestión.

Las sanciones establecidas en el Decreto 892/20 serán verificadas por la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional” y graduadas en función de la gravedad y el monto de las compras y/o contrataciones vinculadas con el eventual incumplimiento, su reiteración y la falta de reparación en los plazos que estipule la Autoridad de Aplicación.

La reiteración de incumplimientos y sanciones será causal de la exclusión de la Empresa Productora del “Plan Gas Ar”. La “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional” llevará a cabo reuniones con una periodicidad mínima de una vez por mes, y serán convocadas a instancias de Energía.

La Resolución 447/20 prorrogó por un plazo adicional de 30 días corridos contados a partir de su vencimiento original, el plazo para la presentación por parte de las adjudicatarias del “Plan Gas Ar 2020-2024”, del Plan de Desarrollo de Proveedores que establece el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución 317/20 de la Secretaría de Energía.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar;
redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar
- Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.

Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 6019. whatsapp 54+ 9 1157466979

Miembro de ADEPA . Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.

www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Informe del Instituto Argentino de la Energía

Caída de la producción de hidrocarburos en pandemia

La producción de petróleo en la Argentina se redujo en noviembre último 8.9 % interanual y 4.7 % en los últimos doce meses, en tanto que la producción total acumulada durante los meses de pandemia del Covid-19 se redujo 8.5 % respecto a iguales meses de 2019, reveló el informe elaborado y publicado por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE).

Hidrocarburos

La producción de petróleo en yacimientos convencionales en noviembre de 2020 cayó 14.1 % i.a y se redujo 11.2 % durante los últimos doce meses, mientras que la producción de crudo no convencional (24% del volumen total) se incrementó 10.4 % i.a y 24.1 % en doce meses.

En cuanto al gas natural, en noviembre de 2020 la producción disminuyó 9.7 % i.a y 8.2 % en el acumulado anual. En el mismo mes, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 7.2% i.a y 9.2% a.a en el último año.

Por segundo mes consecutivo, la producción no convencional del gas disminuyó más que la convencional: se redujo 13% i.a. y cae 6.9% a.a.

El informe del IAE detalla que la producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que entre ambas representan el 75 % de la producción total, disminuyen 9.7 % anual.

La producción total acumulada de gas durante los meses de pandemia se redujo 11.2 % respecto a iguales meses de 2019 (15.4 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.6 % (10 MMm3/día) explicando el 65 % de la caída de la producción total de gas en pandemia y el 83 % de la reducción de las tres principales productoras.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción en Vaca Muerta en la pandemia ya que, en ausencia de éstas, la producción en

la formación aumentó 28.2 % aportando 2.5 MMm3/d adicionales.

Demanda

En noviembre de 2020 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 9 % respecto a octubre de 2020 aunque se redujeron 15.3 % i.a. y 17 % en los últimos 12 meses.

“El consumo de naftas se recupera lentamente y de manera continua en los últimos 4 meses”, señala el informe.

Desde el inicio de la pandemia, el consumo de gasoil acumulado es 13 % inferior al de iguales meses de 2019, y el de naftas resultó 37.2 % menor en el mismo periodo.

La demanda total de gas natural se redujo 9.4 % intermensual en octubre de 2020 (último dato disponible), 8.3 % respecto de octubre de 2019 y 4.5 % a.a. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo.

En el periodo de pandemia marzo-noviembre, la demanda de gas es 8.5 % inferior a la de iguales meses de 2019.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a octubre de 2020 fueron \$ 356.6 mil millones, esto es US\$ 5.124 millones, y aumentaron 99.6 % respecto a igual periodo de 2019.

Cammesa lidera las transferencias recibidas con \$ 262 mil millones y un aumento de 163 % tomando el 73 % de los fondos ejecutados.

Por otra parte, según datos preliminares del Presupuesto Abierto, en diciembre los subsidios anuales acumulados alcanzaron los US\$ 5.951 millones de los cuales US\$ 4.417 millones han sido destinados a CAMMESA. De esta manera, el año 2020 termina con un nivel de subsidios energéticos 26 % superior a 2019 medido en dólares.

Producción convencional en el sur

YPF invertirá US\$ 320 millones

El CEO de YPF, Sergio Affronti, anunció que este año “vamos a invertir en la Cuenca (Golfo San Jorge-Chubut y Santa Cruz) 320 millones de dólares para seguir recuperando el convencional, que tiene futuro”.

El directivo participó de un acto en Comodoro Rivadavia para conmemorar el Día del Petróleo, oportunidad en la cual señaló que “113 años del descubrimiento del petróleo, un verdadero hito, no hay muchos países que tengan una historia centenaria”. “Estoy muy contento de estar en Comodoro, un lugar en el que viví hace años. Aquí aprendí mucho, me siento un poco comodorense”.

Del total de inversión prevista por la energética de mayoría accionaria estatal, 130 millones serán en Chubut y 190 millones de dólares en Santa Cruz.

Affronti remarcó que “fue un año difícil, pero es una oportunidad para que nos reinventemos, juntos podremos mirar un mañana mejor, entre todos podemos crear algo mejor que lo que tenemos”.

“En Chubut YPF recuperó la producción que tenía antes de la pandemia”, afirmó y agregó que “esto es un ejemplo de que se puede salir de una situación compleja con esfuerzo. Tenemos mucho por hacer”.

“Queremos que YPF vuelva a traccionar a la industria, acá y en otras provincias, tenemos que reinventarnos, la (recuperación) terciaria (en yacimientos maduros de esta cuenca) es una oportunidad, indicó Affronti, y refirió que “en octubre Manantiales Behr (un yacimiento de hidrocarburos en el cual YPF también desarrolló un parque eólico) tuvo un récord de producción, en plena pandemia, el esfuerzo vale la pena”.

US\$ 250 millones destina Pampa Energía para Plan Gas

Tras el anuncio de venta de Edenor al Grupo Vila Manzano, Pampa Energía comunicó que a partir del 1° de enero de 2021 inyectará al sistema de ductos de la Cuenca Neuquina un volumen base de 4,9 millones de m3/día de gas natural a un precio medio anual de US\$ 3,60 por millón de BTU por los próximos cuatro años, en el marco del “Plan Gas Ar” activado por el gobierno nacional.

Además, Pampa es uno de los tres únicos productores que ofreció un volumen adicional de gas durante el período invernal, habiéndosele adjudicado 1 millón de m3/día a un precio de US\$ 4,68 por millón de BTU (precio base por 1,3 según pautas de la licitación)).

“Este incremento en la producción resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda argentina, reduciendo importaciones de gas desde el exterior; combustibles alternativos y morigerando el uso de reservas en moneda extranjera”, señaló Pampa en un comunicado.

Además, con un incremento del 20%, Pampa es la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida entre inyección base y período invernal (de 4,5 a 5,9 millones de metros cúbicos día) y figura tercera en la Cuenca Neuquina en cuanto a volúmenes ofertados en la reciente subasta realizada por la Secretaría de Energía.

“El posicionamiento de la compañía viabiliza “el fuerte compromiso inversor de Pampa en el sector, que alcanzará aproximadamente US\$ 250 millones durante los cuatro años del Plan Gas.Ar”, se destacó.

“Esta inversión, sumada a los 350 millones de dólares invertidos en la ampliación de la Central Termoeléctrica Genelba en junio de este año, y los 200 millones de dólares que se destinarán al cierre del Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica Ensenada Barragán, forman parte del plan de Pampa Energía de focalizar sus inversiones en la generación de energía y en la exploración y producción de gas”, indicó la empresa. Pampa Energía es la sexta productora de hidrocarburos de Argentina y la tercera en la Cuenca Neuquina. Está presente en 13 áreas de producción, 5 áreas de exploración de gas y petróleo en las cuencas hidrocarburíferas más importantes del país (Neuquina, San Jorge y Noroeste) y opera en el 8% de la superficie de Vaca Muerta.

Cuenta con una producción aproximada de 5.000 barriles por día de petróleo y de 7.3 millones de metros cúbicos de gas por día (en participación con otras compañías).

Gasnea inaugurará ampliación del gasoducto a Villaguay

Gasnea inauguró la obra de ampliación del gasoducto de aproximación de Villaguay (Entre Ríos), quea triplica su capacidad de transporte de gas natural a esa zona.

El proyecto, que le demandó a la empresa una inversión de más de 350 millones de pesos, contribuirá con un mejor servicio para el centro de la provincia.

De la inauguración participaron Oscar Dores, presidente de Gasnea; la Secretaria de Energía, Silvina Guerra, la Intendente de Villaguay, Claudia Monjo, y el Director Corporativo de Gasnea, Carlos Castro.

energía  humana
en acción™

El anuncio fue hecho por el presidente de la petrolera, Paolo Rocca

Tecpetrol invertirá cerca de US\$ 1.500 millones en Vaca Muerta hasta 2024

El presidente del Grupo Techint, Paolo Rocca, anunció que Tecpetrol invertirá cerca de US\$ 1.500 millones durante los próximos cuatro años para potenciar el desarrollo de Vaca Muerta en el marco del Plan Gas.

Al respecto afirmó que en 2021 la compañía invertirá US\$ 350 millones, “esto va en buena medida a equipamiento petrolero y beneficiará a las PyMEs de todo el país”, sostuvo el empresario al participar junto al ministro de Economía de la Nación, Martín Guzmán, del cierre de la Jornada Pro Pymes que anualmente desarrolla Techint.

Tecpetrol opera en Vaca Muerta el yacimiento Fortin de Piedra, que alcanzó altos niveles de producción de gas en los últimos años, en el marco de la resolución 46/2017 de incentivo a las inversiones en reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Su alcance fue revisado en el arranque de 2019 para limitar el beneficio del precio subsidiado (desde US\$ 7,50 el MBTU) sólo al volumen original planteado por las ocho empresas alcanzadas por dicho programa, que vence a finales de 2021 y que disponía un precio al final de US\$ 6 por MBTU.

Ese esquema resulta remplazado ahora por el Plan Gas Ar, de alcance a la producción de gas natural convencional y no convencional, con un esquema de precios sensiblemente menor al de la resolución 46.

Por estos días la Secretaría de Energía (en la órbita de Economía) evalúa 16 ofertas de otras tantas empresas (Tecpetrol incluida) para la provisión de un bloque de 70 millones de M3/día de gas natural local mediante contratos con CAMMESA, para uso

en la generación de electricidad, previendo volúmenes adicionales de hasta 100 millones de M3/día en el invierno.

Rocca declaró en este sentido que “mi aspiración es que el Plan Gas sea el puntapié inicial para imaginar un desarrollo mucho más ambicioso de Vaca Muerta, que promueva la exportación a escala, dé mayor competitividad al sector industrial, y agregar valor a la materia prima con la producción de fertilizantes”. El empresario agradeció al ministro Guzmán por su presencia y exposición, y a las más de 900 PyMEs que se sumaron virtualmente al evento a lo largo de toda la jornada.

“Necesitamos un contexto que transmita confianza a las empresas. La confianza se construye con previsibilidad, estabilidad institucional y macroeconómica”. Y agregó que, en esta dimensión, la preocupación es el equilibrio de las cuentas públicas con el reordenamiento del gasto público y una estructura impositiva que incentive la producción”, señaló.

Por su parte, en su exposición Guzmán hizo una síntesis del primer año de Gobierno, signado por la pandemia, y afirmó que estabilizar la macroeconomía es una tarea colectiva y que el gobierno está trabajando en un plan para simplificar la estructura tributaria, dando mayor armonía a nivel nacional, provincial y municipal y que garantice la sostenibilidad fiscal e impulse la producción, la formalización y que sea más simple.

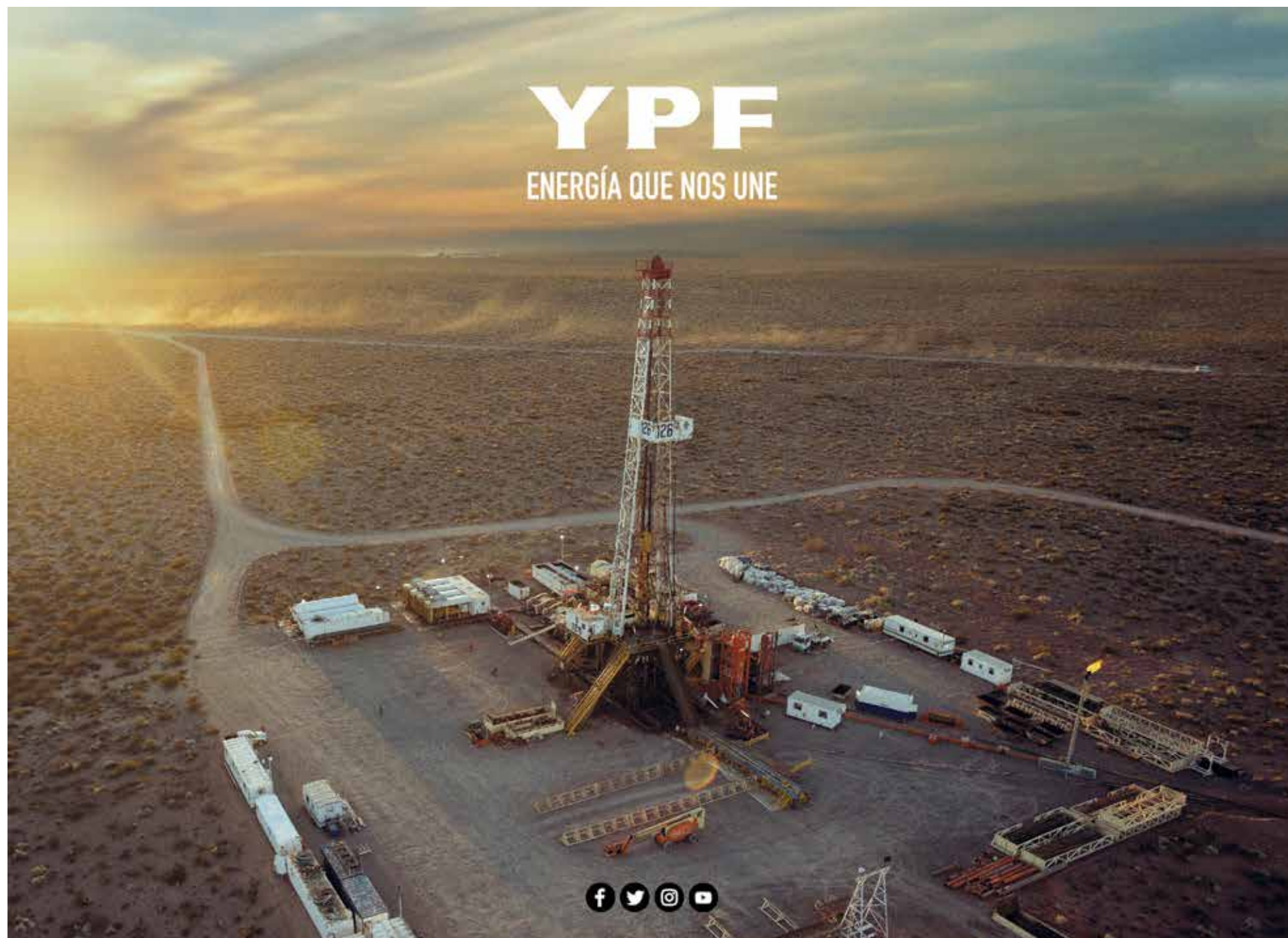
Asimismo, el ministro afirmó que el Gobierno buscará consensuar “un programa plurianual que sea parte de un acuerdo amplio que apunte a resolver los problemas estructurales de la Argentina que

llevan a recurrentes crisis cambiarias. Buscaremos que la política fiscal converja a unas cuentas en orden con una velocidad que ayude a la economía a recuperarse, acumulando reservas internacionales para dar mayor robustez”.

En la clausura de este seminario Rocca afirmó que el 2020 “ha sido un año muy duro”, pero consideró que “pasó lo peor” y se está “saliendo de la crisis”. “Las encuestas a los participantes de ProPymes nos muestran una visión positiva, con expectativas de aumento de exportación y de empleo. Ven un escenario de crecimiento”, afirmó, en referencia a los resultados de la encuesta realizada a cerca de 200 PyMEs en su mayoría metalmecánicas, que conforman la cadena de valor industrial de las empresas del Grupo.

“En esta recuperación hay oportunidades en el contexto internacional. El contraste entre Estados Unidos y China, la redefinición de muchas cadenas de valor, abre espacio para que la industria argentina recupere presencia y se expanda en la dimensión atlántica”, añadió Rocca. “Hay oportunidad a nivel regional. Brasil está creciendo y el paso de recuperación del último trimestre es muy notable, indica una recuperación industrial, y sentimos por nuestra operación en Brasil un aumento de la actividad económica que también favorece la actividad en Argentina, explicó.

Dijo que la “cadena de valor es clave para dar contenido nacional a los desarrollos que puede haber en el país, vinculados a distintos sectores y proyectos que pueden originarse a raíz de una recuperación de la demanda y la inversión”.



Para Eintoss y Rojo, el sector energético, por la pandemia, atravesó el peor año y aún no logra recuperarse

2020, el año energético para olvidar

Estiman que el 2021 no alcanzará los niveles de consumo de 2019 y remarcan que el nivel tarifario coloca en delicado equilibrio económico financiero a las distribuidoras y a toda la cadena energética.

Lic. Julián Rojo
y Lic. Alejandro Einstoss

El sector energético argentino ha transcurrido un año para el olvido debido a la influencia de eventos propios y ajenos al gobierno.

Dentro de los primeros se puede destacar el paso de dos Secretarios de Energía que no pudieron decidir rápidamente con argumentos técnicos sobre algunas cuestiones fundamentales como la política hidrocarburífera, los biocombustibles, las tarifas de gas natural y energía eléctrica y el contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia entre otros.

Cabe recordar que a un año de asumir el gobierno no existe política energética y/o tarifaria que haya sido determinada con claridad, explicada a la sociedad e implementada de forma plena, tampoco se conoce un Plan en este área.

Entre los eventos ajenos se hace referencia, naturalmente, a los efectos que la pandemia del Covid-19 tuvieron en toda la actividad económica y el comercio doméstico e internacional. Esto fue acompañado, ya como factor propio a las decisiones del gobierno, por una extensión del Asilamiento Social y Preventivo Obligatorio (ASPO) en todo el territorio nacional que ha potenciado los efectos en

la dinámica industrial y comercial.

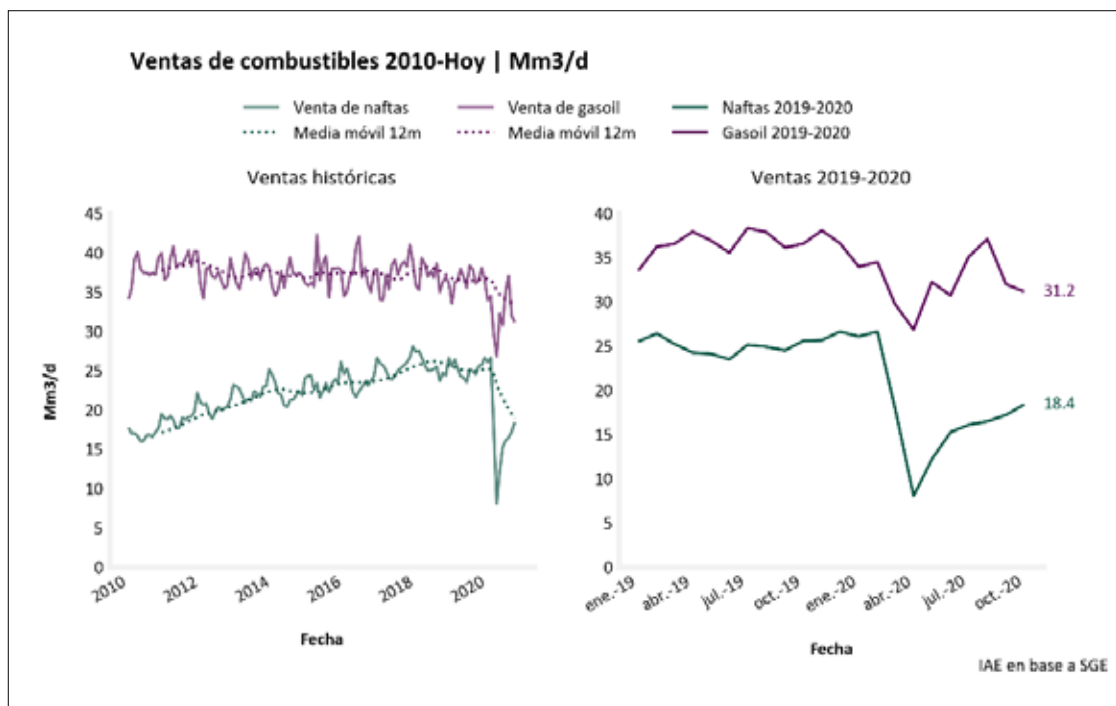
El enorme desafío que implica enfrentar una pandemia en pleno Siglo XXI expuso un preocupante vacío de ideas de política energética (entre otras) que existe en el país y que se expresa de manera inmediata a través de la manifiesta confusión entre problemas coyunturales y estructurales del sector. Es decir, revela que los diferentes niveles de gobierno no hacen en principio buenas lecturas y toman decisiones con costos futuros sin diagnósticos precisos. Para poner en contexto la situación actual del sector energético es importante observar los principales datos públicos y disponibles de oferta, demanda y situación tarifaria que tienen como última información al mes de octubre de 2020. A su vez, es importante diferenciar la situación con y sin pandemia en los últimos 10 meses.

La demanda

El escenario para la demanda es complejo: se estima que el PBI argentino caerá 11.8% en 2020 según las proyecciones del FMI y que se recuperará solo 4.9% en 2021. Además se espera que exista una pérdida considerable en el salario real de los trabajadores.

Se espera también que tanto el PBI como los salarios y los ingresos industriales se recuperen sin volver a niveles de 2019 de lo cual se desprende que es esperable un nivel de demanda energética con una moderada recuperación en 2021 y 2022.

Debido a la pandemia, la demanda energética ha tenido un comportamiento disímil entre sus principales categorías que ha derivado en un cambio, al menos temporal, de las características de consumo de la sociedad.



Por ejemplo, la implementación del ASPO y del Distanciamiento Social Preventivo y Obligatorio (DISPO) han logrado incrementar la demanda residencial de energía eléctrica y de gas natural, marcadamente visible en el periodo de invierno, por mayor intensidad de los hogares, aunque ha reducido el consumo de combustibles líquidos que típicamente se utilizan para actividades personales o relacionadas a la dinámica hogareña. Este último es el caso de la nafta ultra y nafta súper, utilizada para el funcionamiento de los autos particulares que se encuentra en un nivel 30% inferior respecto a octubre de 2019, y 40% inferior en los meses acumulados de cuarentena respecto a igual periodo de 2019.

Por otra parte, la actividad relacionada a la industria o el comercio presenta durante los meses de cuarentena una reducción en el consumo de gas natural y de energía eléctrica que correlaciona bien con la caída en la actividad económica. En este sentido, la demanda de gas natural de co-

mercios e industrias ha sido un 18% y 12% inferior durante la cuarentena respectivamente en comparación con iguales meses de 2019, mientras que la demanda de energía eléctrica de las categorías comercial e industrial es 9% y 16% inferior en el mismo periodo.

A pesar del cambio en el consumo de hogares e industrias, el consumo total de gas natural y energía eléctrica cae alrededor de 9% y 4% respectivamente durante los meses de cuarentena respecto a igual periodo de 2019. Esto se debe a que el aumento en las demandas residenciales han amortiguado un poco la caída total impulsada por la baja en los consumos industriales y comerciales.

La oferta

Por el lado de la oferta se pueden observar caídas marcadas en línea tanto con la disminución de la demanda como en los límites operativos del ASPO y DISPO en el sector.

Los últimos datos del In-

forme de Tendencias del IAE Mosconi indican que la producción de petróleo se redujo 8% en octubre de 2020 respecto a octubre de 2019 y acumula, en los meses de cuarentena, una reducción del 8.5% respecto a iguales meses de 2019. Sin embargo, la producción no convencional aumentó 10% respecto a octubre de 2019 y mantiene una tasa de crecimiento anual del 26%.

La producción de gas natural ha tenido una disminución del 13% en octubre de 2020 respecto a igual mes de 2019 mientras que en los meses acumulados de cuarentena es 11% inferior a igual periodo de 2019. Esto muestra que la oferta tuvo una variación levemente superior a la caída en la demanda que resultó en un aumento de las importaciones de Bolivia y GNL.

El problema tarifario

En febrero de 2021 las tarifas de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional van a cumplir dos años



EL FUTURO ES ENERGÍA

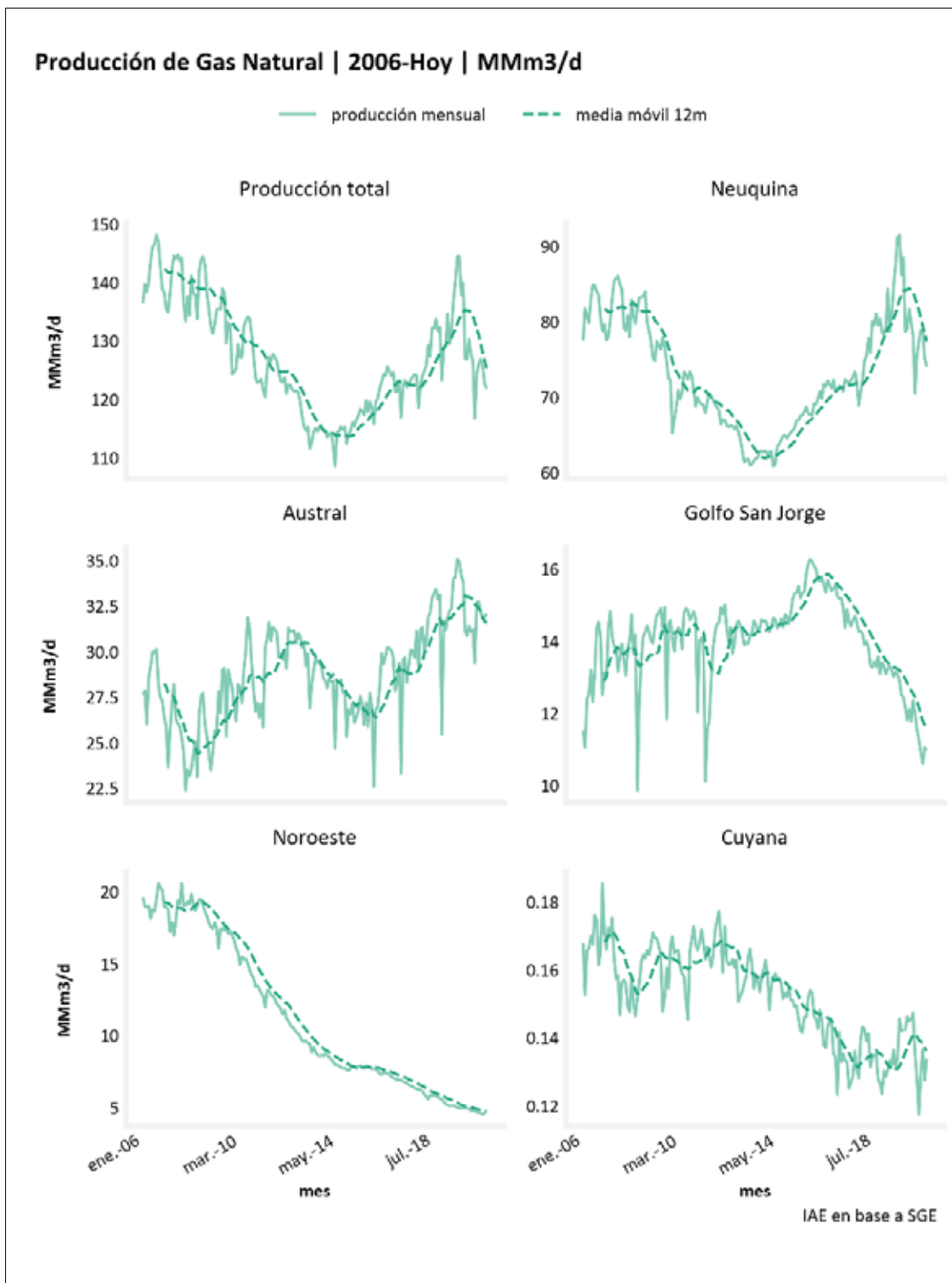
pluspetrol

de congelamiento. En la actualidad, la cobertura promedio del precio, o costo, de oferta del 50% mientras las Distribuidoras conviven con una inflación superior al 40% anual y una devaluación acumulada del Peso Argentino por encima del 120% al tipo de cambio oficial. Esta situación es insostenible porque deteriora de manera significativa el equilibrio económico-financiero de las Distribuidoras, reduce el volumen de negocios y anula cualquier intento de mejora y mantenimiento de las redes de distribución.

La contracara fiscal del congelamiento tarifario es una masa de subsidios del Tesoro Nacional que ha crecido 100% entre 2019 y 2020 y suma anualmente, a octubre de 2020, alrededor de USD 5.100 millones de los cuales más del 70% son destinados CAMMESA para la cobertura de la brecha entre el precio que paga la demanda y el costo de generación eléctrica. A pesar de esta situación, las deudas de las Distribuidoras con CAMMESA han tenido un crecimiento notable en el último año.

Un párrafo aparte es la implementación reciente del Plan Gas 4 que destinará, según proyecciones oficiales, USD 1.490 millones en 2021 mientras que en la actualidad el único Plan de Promoción al Gas es la Resolución 46 que destinó USD sólo 350 millones a octubre de 2020.

El gobierno ha anunciado la intención de comenzar a pensar en descongelar las tarifas a partir de marzo o abril del 2021. El problema radica en que, dados los efectos del Covid-19 y la demora en actualizar en tiempos sin pandemia, el margen para aumentos acordados a la inflación o que mantengan la relación subsidios/PBI es realmente pequeño: se espera que el 50% de la población se encuentre debajo de la línea de pobreza, que se alcance una tasa de desocupación cercana al 15%, que se reduzcan los salarios reales de los trabajadores, que la inflación se mantenga en niveles elevados, que las industrias y comercios no recuperen los niveles de actividad e ingresos previos a la pandemia y que el déficit fiscal sea del 4.5% del PBI con una gran parte financiada con emisión monetaria.



Todo esto en el marco de un año electoral y con un potencial acuerdo de deuda con el FMI a la brevedad.

Síntesis

Los datos muestran que el sector energético casi en su

totalidad está en caída y aún no logra recuperarse del cimbronazo del Covid-19 y nuestra cuarentena eterna. Por otra parte, los bajos niveles de demanda y los pronósticos de recuperación parcial de la actividad en 2021 indican que difícilmente se vuelvan a observar niveles de consumo similares a los del año 2019.

Existe un problema tarifario evidente que pone contra las cuerdas el equilibrio económico-financiero de las distribuidoras de gas natural y energía eléctrica, pero tam-

bien a toda la economía energética. Parte de éste se explica por la falta de actualización de las tarifas desde el primer trimestre 2019, otra parte también por la manifiesta imposibilidad de instrumentar aumentos debido a la situación socioeconómica que transita Argentina y por último por la disponibilidad de fondos para subsidios energéticos que impacta en las cuentas públicas ya muy deterioradas. Estas tres restricciones concretas acotan el margen a decisiones facilistas.

Dapsa invirtió US\$ 22 millones en sus estaciones

Destilería Argentina de Petróleo SA-, perteneciente al holding argentino Sociedad Comercial del Plata (SCP), invirtió 22 millones de dólares para renovar y embanderar a 100 estaciones de servicio ubicadas en 11 provincias del país, cumpliendo así con su plan de expansión estratégico.

El Director General Ejecutivo de DAPSA, Pablo Arnaude señaló que “hemos alcanzado la renovación integral de las primeras 100 estaciones de servicio que son parte de las 200 estaciones que hoy forman la Red DAPSA”.

“Tenemos una mirada estratégica y de largo plazo en el sector, DAPSA elabora en su planta de lubricantes y grasas el 19 % de lubricantes y el 60 % de las grasas del mercado argentino.

Por su parte el Director Comercial de DAPSA, Hugo David remarcó que “este año invertimos en el desarrollo de las estaciones, aportamos capacitación en políticas comerciales, de gestión y de seguridad para los empleados de las estaciones de servicio. Incorporamos las nuevas tiendas de conveniencia Stop & Go y recientemente lanzamos nuestra Línea de lubricantes y grasas con la marca DAPSA EL3MENT, complementando el portafolio de productos que se comercializan en nuestra red y distribuidores agros en todo el país”.

CONSTRUIAMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios. Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS | SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

f @ YouTube in sacde.com.ar

La transportadora le brindará servicios de compresión y acondicionamiento de gas natural

TGS y Oilstone asociadas en midstream

La transportadora troncal TGS y Oilstone firmaron un acuerdo por siete años para que TGS brinde sus servicios de compresión y acondicionamiento de gas natural desde su planta de acondicionamiento en Plaza Huinca, consolidando así su rol como Midstreamer en la provincia del Neuquén.

El acuerdo con Oilstone, incluye servicios por un volumen que podrá llegar a los 300.000 m³/día de gas natural, sumando el desarrollo de obras de recuperación y optimización de infraestructura, necesarias para efectivizar la llegada, el ingreso y la medición del gas a la planta Plaza Huinca de TGS.

Este convenio, permitirá agregar valor a la producción de hidrocarburos, en las cuales Oilstone actúa como operador. Abarca la prestación de servicios a la producción de gas natural de las concesiones Cerro Bandera, - de la cual Oilstone es titular del 100% de la concesión -, y Puesto Cortadera y Portezuelo Minas, - concesiones que forman parte de la UTE Dorsal, conformada por Gas y Petróleo del Neuquén S.A. y Oilstone.

Oscar Sardi, CEO de TGS afirmó que “este acuerdo de trabajo conjunto profundiza aún más la visión del negocio de TGS, proyectado en ser un so-

cio estratégico para proveer servicios a toda la cadena de valor del gas natural. En un momento de tanta incertidumbre, generamos alianzas con empresas líderes, que nos consolidan como una empresa de servicios integrados, y nos permite promover el desarrollo y el trabajo de mano de obra local de pequeñas y medianas empresas instaladas en Neuquén”.

Diego Garzón Duarte, CEO de Oilstone celebró el acuerdo alcanzado con TGS, “una empresa con gran trayectoria y experiencia en el negocio del gas natural, y a través del cual permitirá a nuestra compañía poder continuar el sendero de crecimiento de producción constante que hemos venido desarrollando desde nuestros comienzos”, señaló.

Para el inicio de las operaciones, el área de servicios de TGS realizó las obras de infraestructura necesarias acordadas y la prueba hidráulica de un gasoducto de captación de Oilstone, que vincula las áreas de explotación con la Planta Plaza Huinca. Ambas acciones se llevaron a cabo de forma exitosa y en un plazo menor al previsto originalmente, posibilitando adelantar la fecha de ingreso del gas natural.

Fundada en 2010 en Argentina, Oilstone Energía

S.A. es una petrolera independiente de exploración y producción de hidrocarburos. En la actualidad opera 12 concesiones de explotación en Neuquén, en 5 de las cuales es titular del 100% y en las 7 restantes conforman la UT Dorsal en la cual participa con el 40% y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. con el 60% restante. Produce 7.000 BOE/d y cuenta con reservas por 13 MMBOE.

TGS es la principal empresa de transporte de gas natural de la Argentina a través de más de 9.200 km. de gasoductos que atraviesan las provincias de Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Río Negro, Neuquén, La Pampa, y Buenos Aires.: Transporta el gas natural desde los yacimientos del sur y oeste del país hacia los centros de consumo urbanos.

Durante sus 28 años de historia, TGS se ha desarrollado y evolucionado como una empresa que ofrece servicios integrados para la industria del gas natural, ya que afianzó nuevos negocios, que se sumaron al servicio público de transporte de gas, como el procesamiento y comercialización de líquidos del gas natural, servicios Midstream en Vaca Muerta y telecomunicaciones, a través de la empresa Telcosur.

Cumplió satisfactoriamente con sus metas para 2019, sostiene el informe

Balance positivo para la transportadora

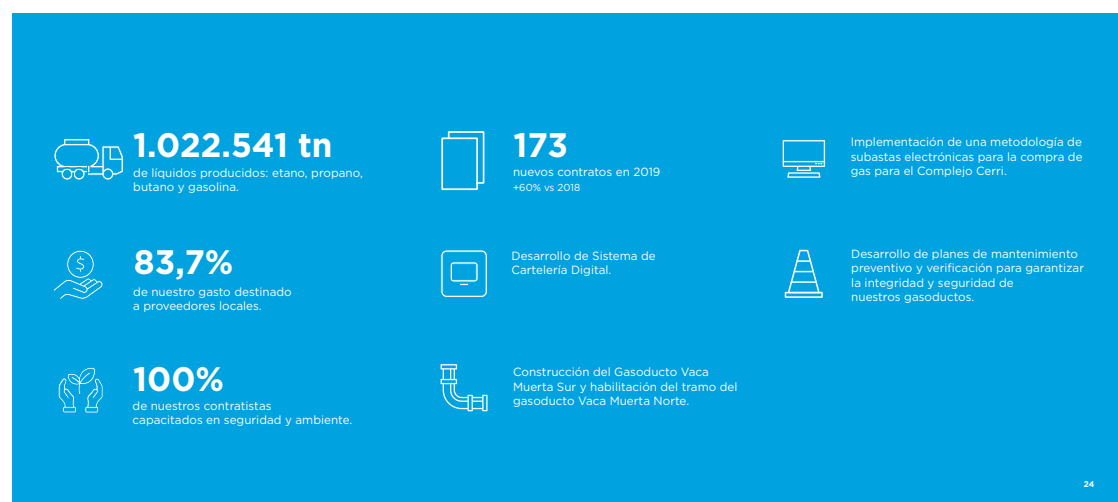
TGS (Transportadora de Gas del Sur) presentó su reporte de sustentabilidad correspondiente a 2019. Considerada una herramienta para comunicar los logros y desafíos, Oscar Sardi, su CEO sostiene en el informe que 2019 fue un año de desafíos para los negocios de la compañía. Pero con resultados positivos.

Entre ellos fue continuar posicionados como uno de los primeros midstreamers de Vaca Muerta.

Se ejecutaron los proyectos construcción de los gasoductos Vaca Muerta Sur y Norte, y la planta de acondicionamiento en Tratayén – con una inversión de USD 300 millones aproximadamente–, en los plazos acordados con sus clientes. Se invirtieron más de USD 1,1 millón en mejoras para el cuidado del ambiente.

TGS continuó bajo el Sistema de Gestión Ambiental basado en la norma ISO 14.001:2015 y cumplió con la implementación del Plan de Mantenimiento Preventivo para garantizar la integridad y seguridad de los gasoductos.

Una de las metas cumplidas del año fue el desarrollo de una Hoja de Ruta sobre la contribución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), junto a las compañías de la industria de hidrocarburos y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Estos avances se alcanzaron gracias a un equipo de colaboradores altamente comprometido. Como



resultado TGS ocupa el 7° puesto entre las mejores empresas para trabajar en Argentina, en la categoría de más de 1.000 empleados, de acuerdo a la consultora internacional “Great Place to Work”.

Por otro lado, vale la pena adelantar un breve balance de lo que fue 2020 en palabras de Sardi “Frente al complejo contexto que tuvimos que enfrentar en el primer semestre del año, caracterizado por la llegada de una pandemia que

paralizó la economía mundial, y muy especialmente a nuestro País, generando una emergencia económica y sanitaria sin precedentes, podemos concluir que el balance para TGS ha sido positivo. En ambos frentes, sanitario y económico, logramos superar dificultades priorizando la salud de nuestros colaboradores y familias, y mantener la operación segura y confiable de nuestra red de gasoductos de más de 9.200 km, destinada

a transportar el 60% del gas que se consume en Argentina. Además, logramos cumplir con nuestro plan de obras ejecutadas en diferentes locaciones de nuestro sistema de transporte de gas. Finalmente, quiero destacar el trabajo que realizó el equipo de TGS y Telcosur, conformado por más de 1.100 hombres y mujeres que con compromiso y profesionalismo, lograron mantener el 100% de nuestras operaciones sin interrup-

ciones, garantizando el suministro gas a la población, a la generación eléctrica y a industrias. Entiendo que en lo que respecta a Política de Precios de gas, el Gobierno acaba de dar un paso importante con la implementación del Plan Gas 4, el cual debería impulsar al desarrollo del importante potencial energético de Vaca Muerta. “

Sardi sostiene que el clima de negocios en Argentina seguramente mejorará en los próximos años

“En la medida en que seamos sostenidos, la confianza se irá recuperando y podremos atraer inversiones que impulsen el crecimiento a través del desarrollo de grandes proyectos.

Nuestro país ofrece muchas oportunidades y debemos ser capaces de aprovecharlas. Con el desarrollo de Vaca Muerta, por ejemplo, ponemos en marcha una parte muy importante de la economía: no sólo implica seguridad de abastecimiento; implica poner en marcha toda una cadena de valor con múltiples obras de infraestructura, empleo y divisas. Somos capaces de hacerlo.

Podemos perfectamente ser un país con un buen clima de negocios que permita atraer inversiones que potencien nuestro desarrollo, en la medida en que sentemos reglas claras, honremos nuestros compromisos y preservemos la calidad de nuestras instituciones. Depende de nosotros.”

BREVES INTERNACIONALES

Las transacciones en el negocio upstream de Asia Pacífico caen al nivel más bajo de este siglo

Según los últimos análisis de Wood Mackenzie 2020 está en camino de ser el año más tranquilo del creciente mercado de transacciones en la región de Asia Pacífico desde el comienzo del siglo XXI.

A mediados de noviembre, solo habían cambiado de manos este año 426 millones de dólares en activos, un 90% menos que los 5.100 millones negociados en 2019.

A nivel mundial, las fusiones y adquisiciones en el sector upstream han sentido el impacto de la pandemia de manera aguda, ya que los precios de las materias primas caen y los operadores archivan sus planes de crecimiento a favor de la resiliencia y la planificación estratégica a largo plazo. Pero con el reposicionamiento estratégico en marcha frente a la transición energética, se espera que la situación cambie.

El analista principal de Wood Mackenzie, Alay Patel, dijo: "Nunca antes la industria upstream se había enfrentado a este desafío. La combinación de la caída del precio del petróleo, Covid-19 y la creciente presión para cumplir con los estándares ESG han creado la tormenta perfecta en la industria upstream."

Esto significa que se puede esperar que los acuerdos se recuperen durante los próximos 12 meses a medida que las expectativas de precios

entre compradores y vendedores converjan, y el reciente re-punte de las fusiones y adquisiciones globales impulsado por la consolidación de los actores norteamericanos se traslade a la desinversión de activos no esenciales de Asia Pacífico.

Wood Mackenzie estima que hay alrededor de 12.000 millones de dólares de activos upstream en el mercado de Asia Pacífico que se rumorea que están a la venta. La racionalización de la cartera, el desapalancamiento financiero y la descarbonización en preparación para la transición energética son factores clave de estas desinversiones.

Como era de esperar, las grandes empresas petroleras internacionales de gran capitalización son las principales vendedoras de activos; una tendencia que se ha acelerado desde la caída del precio del petróleo en el primer trimestre de 2020.

Un análisis más profundo del desglose subregional revela que más de la mitad de los activos a la venta provienen de Australia y Nueva Zelanda. Las oportunidades de GNL representan casi el 60% de los 5.800 millones de barriles de petróleo equivalente de recursos que se ofrecen.

Los compradores potenciales están emergiendo lentamente, apuntando a geografías y tipos de activos específicos. Es probable que las empresas petroleras nacionales asiáticas, los especialistas regionales y los fondos de infraestructura sean compradores clave. Los compradores respaldados por capital privado también podrían causar sensación en la región a medida que adaptan sus estrategias a la nueva perspectiva upstream.

Bolivia anunció el hallazgo de gas natural y petróleo en un pozo

La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) anunció el hallazgo de reservas de gas natural y de petróleo, tras la perforación de un pozo en el este de Bolivia que se considera un "éxito".

El hallazgo de las nuevas reservas se realizó en el pozo Yará X-1, ubicado en la localidad de Yapa-caní en el departamento de Santa Cruz, impulsado por la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), según un comunicado de la institución. El presidente ejecutivo de YPFB, Wilson Zelaya, sostuvo que este descubrimiento «constituye un éxito dentro del área de Yará» y coloca a YPFB como "líder en la exploración de hidrocarburos en Bolivia", ya que el proyecto ha sido propuesto y perforado por el personal técnico de la estatal.

Aramco descubrió más petróleo

La compañía saudí Aramco, la mayor petrolera del mundo, ha descubierto cuatro nuevos campos de petróleo y gas en diferentes puntos de Arabia Saudí, anunció el ministro de Energía saudí, el príncipe Abdulaziz bin Salman, en declaraciones recogidas por la agencia estatal SPA al finalizar diciembre.

De acuerdo con SPA, Aramco descubrió un campo de "crudo no convencional" en la zona de Al Rish, ubicada al noroeste de la ciudad de Zahran (este), unos de los principales focos de administración y exploración de petróleo de Arabia Saudí.

En este nuevo campo, el "crudo árabe extra ligero" fluye a una media de 4.452 barriles diarios (bd), además de 3,2 millones de pies cúbicos (unos 90.600 metros cúbicos) de gas natural diarios.

Asimismo, se descubrió otra zona en el mismo campo de Al Rish en la que el crudo fluye a 2.745 barriles diarios del mismo tipo, y también a 3 millones de pies cúbicos de gas natural diarios (unos 85.000 metros cúbicos diarios).

Aramco también encontró gas natural en los yacimientos de Al Sara y Rafhaa, con flujos de 18 millones de pies cúbicos (unos 510.000 metros cúbicos) diarios y 98 barriles de crudo; y 3.850 barriles de crudo diarios, respectivamente.

En el tercer trimestre de 2020, el flujo de caja de las actividades de explotación de la firma alcanzó los 18.800 millones de dólares (16.111 millones de euros) y el flujo de caja libre se situó en 12.400 millones de dólares (10.626 millones de euros), según la propia Aramco.



ENERGÍA RESPONSABLE

#HoyMásQueSiempre

Mantenemos las operaciones en forma segura y abastecemos de petróleo, gas natural y combustibles para que el país siga en marcha.

Pan American
ENERGY

Energía responsable

PAN-ENERGY.COM

Prorrogó por noventa días el actual congelamiento de tarifas

Gobierno fijó plazo de hasta dos años para culminar la RTI del gas y electricidad

Por Santiago Magrone

El gobierno nacional dispuso iniciar el proceso -con una meta a dos años- para renegociar la Revisión Tarifaria Integral (RTI) vigente en el caso de las empresas a cargo de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal (Edenor, Edesur, MetroGas), y hacerlo en el marco de la Ley 27.541, de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en la Emergencia Pública, aprobada en diciembre de 2019.

En ese contexto, prorrogó por 90 días el actual congelamiento de las tarifas que rige para estos servicios, ratificó que habrá Tarifas de Transición, y extendió la vigencia de las Intervenciones en el ENRE y el ENARGAS.

La medida fue dispuesta a través del Decreto 1020/2020 publicado en el Boletín Oficial, y establece que el plazo para la renegociación “no podrá exceder los dos años” (a partir de 16/12/20), Suspende hasta entonces los cuestionados acuerdos de RTI alcanzados durante el gobierno anterior “atento a existir razones de interés público”.

“El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la RTI, la cual abrirá un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios” para el Gas y la Electricidad, señala la norma.

El Poder Ejecutivo encomendó ahora a los organismos reguladores ENRE y ENARGAS encarar las respectivas revisiones tarifarias pudien-

do ampliarse el alcance de la renegociación conforme a las particularidades de cada sector regulado, considerando la reestructuración determinada en la Ley 27.541. Asimismo, determinó que “dentro del proceso de renegociación podrán preverse adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación, según corresponda, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados”.

El Decreto ahora publicado vino a ratificar lo preanunciado hace unos tres meses por funcionarios del área energética en el sentido de que habría de disponerse un período de transición tarifaria para estos servicios. Pero ahora se sabe de plazos para dicha transición y arribar a una nueva RTI.

Los acuerdos definitivos o transitorios de renegociación deberán formalizarse mediante actas acuerdo con las concesionarias o licenciatarias y los titulares del ENARGAS y del ENRE, así como del Ministro de Economía, quienes los suscribirán “ad referendum” del Poder Ejecutivo Nacional.

El artículo 6 del decreto 1020/20 detalla que el ENARGAS y el ENRE “tendrán a su cargo, dentro del proceso de renegociación respectivo, las siguientes funciones y facultades”:

.- Llevar a cabo el proceso de renegociación efectuando los correspondientes análisis de situación y grado de cumplimiento alcanzado por los respectivos licenciatarios y concesionarios.

.- Requerir toda la infor-

mación y/o documentación que se estime necesaria para proseguir con el proceso de renegociación a las licenciatarias y concesionarias, así como a todo organismo del Sector Público Nacional, los que deberán responder en los plazos y modo que los Entes Reguladores establezcan.

.- Requerir del concurso temporario de agentes de otros organismos centralizados y descentralizados dependientes del Poder Ejecutivo Nacional.

.- Realizar transacciones y/o conciliaciones, compensaciones, y/o cualquier otra forma de extinción de obligaciones recíprocas o litigiosas, originadas en la ejecución de los contratos, entre el Poder Concedente y las licenciatarias o concesionarias, las cuales deberán formar parte de los acuerdos de renegociación.

Asimismo, los Entes Reguladores deberán organizar un banco de datos del proceso de renegociación debiendo ordenar sectorialmente toda la información requerida y presentada por cada sector regulado disponiendo en sus respectivos sitios web la información receptada, salvo excepciones dispuestas por normas especiales y considerando el acceso a la información pública.

.- Llevar adelante los regímenes de audiencia pública, de consulta pública y de participación ciudadana que resulten pertinentes en relación con los respectivos contratos o licencias de servicios públicos involucrados.

El decreto definió que “a los efectos del proceso

de renegociación un Acuerdo Transitorio de Renegociación es todo aquel acuerdo que implique una modificación limitada de las condiciones particulares de la revisión tarifaria hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación”, que establecerá un Régimen Tarifario de Transición hasta las resoluciones que resulten del Acuerdo Definitivo.

Por lo tanto, un Acuerdo Definitivo de Renegociación “es todo aquel que implique una renegociación definitiva de la RTI y, en su caso, de los aspectos complementarios acordados por las partes”.

A los efectos de tal revisión tarifaria se determinó además la aplicación de “mecanismos que posibiliten la participación ciudadana”, contemplando las previsiones del “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” aprobado por el Decreto 1172/2003 o bien el régimen propio de participación que cada Ente Regulador disponga conforme su normativa vigente.

“Cumplidos los mecanismos de participación ciudadana, los proyectos a suscribirse y aquellos relacionados serán enviados a la Procuración del Tesoro de la Nación y a la Sindicatura General de la Nación para su intervención sobre el cumplimiento de las normativas respectivas y correspondientes, previstas para la suscripción de los acuerdos”.

En caso de no ser factible arribar a un acuerdo, el decreto 1020/20 establece que los Entes Reguladores debe-

rán dictar, “ad referendum” del Poder Ejecutivo Nacional, el nuevo régimen tarifario para los servicios públicos de distribución y transporte de energía eléctrica y gas natural que se encuentren bajo jurisdicción federal” siguiendo el procedimiento establecido para la celebración de acuerdos, en lo que resulte pertinente”.

El flamante decreto además prorrogó el plazo de mantenimiento (sin cambios) de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en la Ley 27.541 (180 días) en el marco de la Emergencia Pública, prorrogado luego (por otros 180) mediante el Decreto 543/20. Ahora establece “un plazo adicional de 90 días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición” para los servicios públicos mencionados que están bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero”.

El artículo 12 del decreto prorrogó la intervención del ENARGAS y del ENRE, incluyendo mandas y designaciones, “por el plazo 1 año desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el presente, lo que ocurra primero”.

Durante la vigencia de la intervención, el ENRE mantendrá su competencia sobre el servicio público de distribución de energía de las concesionarias Empresa Distribuidora Norte S.A. (EDENOR) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR), se puntualizó.

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

- Transporte internacional en todo el MERCOSUR.
- Seguimiento permanente a través de despachantes, exportadores, importadores y agentes de frontera.
- Representantes en Buenos Aires, Santiago de Chile, Porto Alegre, Asunción del Paraguay y todos los pasos de frontera del Uruguay.



Teniente Galeano 2366/76 Tel: (598 2) 512 1044 - Montevideo, Uruguay



Tierra del Fuego agente del MEM

En el marco de la reunión de Gabinete Nacional que encabezó el presidente Alberto Fernández en la ciudad de Río Grande, el secretario de Energía, Darío Martínez, firmó con el gobierno de Tierra del Fuego un acuerdo por el cual esa provincia será incorporada al fideicomiso del Gas Subsidiado GLP, y como agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

De esta manera, si bien por razones de índole técnica la vinculación física aún no se ha producido, el sistema eléctrico fueguino va a contar con el mismo marco normativo que hoy en día tienen los generadores y distribuidores del resto del país a través del establecimiento de un precio estacional, la provisión de combustible y la remuneración a los generadores.

El organismo desembolsará US\$138 millones

Kicillof anunció obras de transporte eléctrico con financiamiento de la CAF

El gobernador de Buenos Aires, Axel Kicillof anunció la realización de obras de transporte eléctrico que mejorarán la conectividad del interior de la Provincia con una inversión de 138 millones de dólares, financiada en parte por la Corporación Andina de Fomento (CAF).

Fue durante una videoconferencia con intendentes de la que participaron también el ministro de Infraestructura y Servicios Públicos, Agustín Simone, y el subsecretario de Energía, Gastón Ghioni.

“Desde que asumimos nos propusimos hacer todo lo que fuera necesario para lograr la integración de la Provincia, generando mayor equidad en el acceso a los servicios públicos y mejores oportunidades”, aseguró Kicillof y enfatizó: “Los municipios del interior necesitan un sistema eléctrico que esté bien preparado para su desarrollo”.

El “Programa Regional de Transporte Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires” proyecta la construcción de obras de alta tensión, subestaciones y tendido de líneas de transmisión, con el fin de aumentar la eficiencia y reducir los costos de abastecimiento en los distritos de Chivilcoy, Guaminí, Necochea y San Andrés de Giles.

Se trata de una inversión de 138 millones de dólares, de los cuales 100 serán financiados por la CAF y el resto por la Provincia.

En tanto, Simone destacó que las obras “no solo traerán beneficios a esas



localidades sino a toda la región”, dado que “van a aportar mucha estabilidad al sistema de distribución de energía y van a permitir que todos los municipios tengan mucho mejor acceso a la potencia para el desarrollo industrial y urbano”.

En sintonía, el subsecretario de Energía, Gastón Ghioni, puntualizó: “Estas cuatro obras tienen un impacto en por lo menos 20 municipios; van a mejorar sustancialmente el servicio”, y agregó: “Habrá mucha más potencia disponible y ante cualquier falla contarán con otra línea para abastecer”.

El proyecto en el distrito de San Andrés de Giles contempla una nueva estación transformadora (ET) y una línea de alta tensión de 26 km, lo que mejorará el abastecimiento a la ciudad y zonas aledañas y permitirá contar con la potencia necesaria para nuevos emprendimientos.

En Chivilcoy se construirá la ET “Chivilcoy II” y el vínculo de línea de alta tensión Chivilcoy-25 de Mayo, que posibilitarán nuevas demandas, favore-

ciendo el desarrollo de la economía local y regional.

Por su parte, los trabajos en Guaminí comprenden una nueva ET “Guaminí” y la línea de alta tensión que vincula con Coronel Suárez, lo cual brindará un suministro de mejor calidad y aportará infraestructura para nuevos desarrollos. Por último, la ET “Quequén” permitirá abastecer la demanda insatisfecha de la zona del puerto.

El Gobernador aseguró que “buscamos y que el interior de la provincia pueda avanzar en conectividad y transporte de energía para que todos los y las bonaerenses que viven allí tengan las mismas oportunidades que quienes viven en otras ciudades”.

Estas obras se llevarán a cabo en el marco del convenio suscripto por el Gobernador y el presidente de la Nación, Alberto Fernández, el pasado 11 de noviembre en Casa Rosada, en el que se obtuvo financiamiento de la CAF para el desarrollo de infraestructura hídrica y de transporte.

Participaron de la presentación los intendentes de San Andrés de Giles, Carlos Puglielli; de Guaminí, José Nobre Ferreira; de Luján, Leonardo Boto; de Carmen de Areco, Iván Villagrán; de Daireaux, Alejandro Acerbo; de Alberti, Germán Lago; de San Antonio de Areco, Francisco Ratto; de Suipacha, Alejandro Federico; de Saavedra, Gustavo Notararigo; y de Navarro, Facundo Diz.

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



Según el informe que proporciona mensualmente Fundelec

La demanda de electricidad bajó en noviembre 4,2% i.a. por merma en industria y comercio

En el contexto de la Pandemia, la demanda de energía eléctrica registró en noviembre una baja promedio país de 4,2 % en comparación con el mismo mes del año pasado, y tuvo un leve aumento de 0,8 por ciento respecto de octubre último, según datos de la fundación Fundelec.

El consumo de electricidad en la CABA y en el Conurbano bonaerense mostró un importante descenso, tanto en el área a cargo de EDESUR (-8,2%) como en la operada por EDENOR (-4,3%), tendencia que también se evidenció en el resto del país, donde se presentó una caída general de 4%, según datos provisorios de CAMMESA referidos en el informe de la Fundación.

El informe destacó la ocurrencia de una importante caída en el consumo industrial y comercial que no se logró compensar con el ascenso en el consumo hogareño, tal como sí pasó en octubre. Así, noviembre representó la cuarta caída consecutiva del año, luego del descenso de agosto (-6,7%), septiembre (-1,7%) y octubre (-3,5%). Entre enero y noviembre de 2020 el consumo eléctrico acumula una baja de -1,7%.

En noviembre de 2020 la

demanda neta total del MEM fue de 10.090,9 GWh mientras que en el mismo mes de 2019 había sido de 10.372,4 GWh.

Por lo tanto, la comparación interanual pone en evidencia un descenso de 4,2%. Esta caída interanual se da luego de leves ascensos en junio y en julio, pero también de una fuerte caída en agosto, septiembre y octubre de 2020.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual que llegó al 0,8% respecto de octubre de 2020, cuando había tenido una demanda de 10.007,5 GWh.

Aunque existe un aumento de la demanda residencial, aún impactó en noviembre la coyuntura de distanciamiento social por la pandemia del Covid-19 y la menor actividad comercial e industrial. Esto se demuestra en la reducción del consumo en esos sectores de la actividad económica. Según los datos de CAMMESA se puede discriminar que del consumo total de este mes, el 44% (4.439 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 27% (2.754,4 GWh) y el industrial 29% (2.897,5 GWh).

También, en la compara-

ción interanual, la demanda residencial ascendió 1,4%, la comercial cayó 11,3%, mientras que la industrial bajó 5,8%.

Asimismo, en torno al consumo de potencia, se puede destacar que la máxima demanda de potencia de este mes quedó cerca 4.000 MW por debajo del record histórico y a poco más de la mitad de la potencia instalada que informa CAMMESA: 22.289 MW es el máximo consumo de potencia de octubre, contra el record de 26.320 MW de febrero de 2018, y 41.991 MW de potencia instalada.

La demanda de electricidad registra en los últimos doce meses (incluido noviembre de 2020) 6 meses de baja (abril de 2020, -11,5%; mayo, -7,6%; agosto -6,4%; septiembre -1,7%; octubre -3,5%; y noviembre de 2020, -4,2%) y 6 meses de suba (diciembre de 2019, 3,3%; enero de 2020, 2,3%; febrero, 1,3%; marzo, 9,3%; junio 0,9%; y julio de 2020, 1,2%). Hasta el momento, los once meses del 2020 presentan una caída del -1,7%. En cambio, el año móvil (diciembre de 2019 a noviembre de 2020) presenta un descenso de -1,1%.

En cuanto al consumo por provincia, en noviembre fueron 21 fueron las provincias y empresas que marcaron descensos: Chubut (-22%), Formosa (-13%), Corrientes (-10%), Santa Cruz y Chaco (-8%), San Juan (-7%), La Pampa (-6%), Santiago del Estero (-4%), Mendoza, Neuquén y EDELAP (-3%), Córdoba, La Rioja, Salta y San Luis (-2%), Jujuy, Misiones, Santa Fe y Tucumán (-1%), entre otros.

En tanto, 5 provincias presentaron ascensos en sus consumos de energía eléctrica: Catamarca y EDES (4%), EDEN (3%), EDEA y Entre Ríos (1%), mientras que Río Negro mantuvo su consumo con respecto el año pasado.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 30% del consumo total del país y totalizaron un descenso conjunto de 6,1%, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo un decrecimiento de 4,3%, mientras que en EDESUR la demanda descendió 8,2%. En tanto, en el resto del MEM existió una caída de 4%.

La temperatura media de noviembre fue de 21,9 °C, mientras que en el mismo

mes del año anterior fue 22,7 °C, y la histórica del mes es de 20,3 °C.

Generación

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación local presentó un crecimiento siendo de 11.690 GWh para noviembre último contra 10.641 GWh registrados en noviembre de 2019. Además, la participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja y presentó una caída. Se importaron 24 GWh para noviembre de 2020, prácticamente de origen renovable y de excedentes hidráulicos, concentrada en días de alta exigencia.

En este sentido, la generación térmica y la hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, destacándose además el crecimiento en la participación de las energías renovables, superior a la energía nuclear.

La generación hidráulica bajó considerablemente y se ubicó en el orden 1.980 GWh en noviembre de 2020 contra 2.875 GWh en el mismo período del año anterior. Así, en noviembre siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 66,29% de los requerimientos. Las centrales hidroeléctricas aportaron al 16,90% de la demanda, las nucleares proveyeron al 5,79%, y las generadoras de fuentes alternativas al 10,82% del total. La importación representó el 0,20% del suministro total.

Datos de la pandemia (20-03 al 17-12)

Según informa CAMMESA, la caída interanual acumulada en la demanda de comercios y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales), desde el 20 de marzo hasta el 17 de diciembre, es de 14,8% comparada con el mismo período de 2019. Aunque en la industria en total, para el mismo período, la caída sólo es de 0,8%, desde marzo hasta junio de 2020 existió una baja cercana al 50%, que luego logró recuperarse.

Si comparamos las primeras tres semanas de diciembre de 2020 (ya sin aislamiento en la mayoría de las regiones del país) para días similares en cuanto a temperatura (para este caso 23°C,

valor esperado para el período) y tipo de día (hábil), con respecto a los mismos días de diciembre 2019, en valores medios se observa una suba de la demanda total alrededor de 1,1%. A diferencia del mes de anterior, noviembre de 2020 sólo fue alcanzado por el aislamiento en los primeros ocho días (aunque con diferentes niveles de exigencia según la provincia) dispuesta desde el viernes 20/03/2020, algo que, sin embargo, aún está impactando principalmente en la baja de la Gran Demanda.

Al observar la demanda GUMAs (60% de la gran demanda donde se tiene datos diarios), desde finales de abril y durante los meses de mayo, junio y julio se fue recuperando levemente el consumo a medida que se flexibilizaron algunas actividades en distintas regiones del país, alcanzando en noviembre alrededor del 98% de su demanda previa.

El consumo industrial es el que explica la variación en la gran demanda que, en general, fue aumentando en todas las ramas. Se destaca el repunte de consumo de electricidad en industrias vinculadas a la alimentación, el comercio y los servicios, aunque no compensan las pérdidas de meses anteriores.

Las principales recuperaciones se observan en las actividades relacionadas a la extracción de petróleo, productos metálicos no automotor, empresas de la construcción, madera y papel, la industria textil y la automotriz.

No obstante, en la comparación con la última semana hábil previa a la cuarentena, la caída de la industria llega al 3,4%. Uno de los sectores que más se recuperó en el último mes es el de Madera y Papel con 11,9% y Petróleo y Minerales con una suba de 5,3%.

En relación a la semana previa a la cuarentena para días hábiles, se observa un mayor recupero de la demanda desde los últimos días de octubre, desde la aplicación del Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO).

Si miramos la segunda semana de diciembre, la Gran Demanda pasa de una caída de algo más del 37% a un nivel de alrededor de 3%, es decir, casi alcanzado la misma demanda previa a la cuarentena (sin ALUAR), puntualizó el informe.



CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

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

IPH

Cresby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute API Monogram. License 9A -0018.

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Habilitan el suministro eléctrico en la costa atlántica

En el marco del “Plan Federal de Transporte Eléctrico”, la Secretaría de Energía de la Nación concluyó y puso en servicio en la provincia de Buenos Aires una obra de transmisión clave que permitirá garantizar la mayor demanda eléctrica que se registra durante la temporada veraniega en la costa atlántica.

Con la puesta en servicio de la “Doble Terna” de 132 kV entre Mar del Plata y la Estación Transformadora de 500/132 kV de Vivotatá --con capacidad de transformación de 900 MVA-- se completó la “Interconexión Atlántica Norte”, una obra de singular importancia que optimiza el suministro de energía en varias localidades del sur de la provincia de Buenos Aires y las repotencia al vincularlas con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Las interconexiones permitirán reforzar los enlaces eléctricos desde Vivotatá a Villa Gesell (86 kilómetros de longitud), Mar del Plata (37 km.) y Balcarce (26 km.) donde se realizaron varias obras de ampliación y mejoras de las Estaciones Transformadoras.

El proyecto también comprendió el tendido de una Línea de Extra Alta Tensión de 444 km. de longitud entre Bahía Blanca y la ET Vivotatá que reviste una singular importancia para el desarrollo de las economías regionales del sur bonaerense al mejorar sustantivamente la calidad del servicio y garantizar un abastecimiento eléctrico confiable y sin restricciones.

La obra --iniciada en el año 2014-- ha sido realizada en el marco del Plan Federal de Transporte Eléctrico ejecutado por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) dependiente de la Secretaría de Energía de la Nación, que realizó los estudios preliminares, elaboró la ingeniería básica, confeccionó los pliegos licitatorios y coordinó los servicios de asistencia técnica e inspección de las obras.

La “Interconexión Atlántica Norte” mejorará el abastecimiento a varias localidades de la costa atlántica y Balcarce con nuevas líneas de transmisión que intervinculan estas localidades y sus zonas de influencia.

Las nuevas líneas de transmisión permitirán redistribuir, optimizar y garantizar el suministro eléctrico la región costera con la interacción e intercambio del fluido generado en las siguientes centrales térmicas:

- 9 de Julio (Mar del Plata) de 240 MW.
- Oscar Smith (Villa Gesell) de 126 MW.
- Necochea (Necochea) de 206 MW.
- Mar de Ajo (Mar de Ajo) de 31 MW.

Junto con la habilitación de la ET de Vivotatá entró en servicio un nuevo “Nodo de Distribución y Despacho Zonal” que cuenta con un sistema de comunicaciones por fibra óptica que permite comunicaciones verbales, el traslado de información digital de estado y medición y el telecontrol nacional y provincial del suministro que demanda la región.

Luego de quince meses de trabajo con técnicos del EBY

Yacyretá rehabilitó y puso en funcionamiento turbinas



La hidroeléctrica puso en funcionamiento las turbinas U1 y U3 que fueron rehabilitadas, luego de 26 años de servicio, en el marco de un programa de reacondicionamiento de todo el parque de turbinas que integran la Central (20) para la extensión de su vida útil y mejora de la producción de energía.

El proceso de rehabilitación de estas dos turbinas demandó quince meses de trabajos y participaron más de 150 especialistas del Departamento Técnico de la EBY, en coordinación con la supervisión de obra FIUNaM y el Consorcio Internacional CAPY (IMPESA-CIE).

Del acto de puesta en funcionamiento participaron el Director Ejecutivo por Argentina, Ignacio Barrios Arrechea, su par Nicanor Duarte Frutos y el Presidente de Paraguay, Mario Abdo Benítez.

Al finalizar la puesta en marcha de las turbinas, las autoridades se trasladaron hasta el Brazo Aña Cuá donde se emplazará una central con tres turbinas adicionales que permitirán incrementar la

producción de Yacyretá.

Los funcionarios presenciaron la primera explosión controlada en roca maciza realizada en la zona de obras para la Maquinización del Aña Cuá.

Los trabajos que se están llevando adelante son: construcción de obras temporarias (ataguías, caminos, líneas eléctricas de obra, campamento, obradores, comedores, plantas elaboradoras de hormigón, planta de trituración, polvorín), además de la excavación de suelo en la zona de casa de máquinas, canal de aducción, canal de restitución y bombeo para control de agua.

Acerca de la puesta en funcionamiento de las turbinas U1 y U3 Barrios Arrechea señaló que “estos procesos han permitido y nos van a permitir un gran ahorro en tiempo para la rehabilitación de las próximas turbinas. Esto significará más producción, más energía y más vida útil”.

En cuanto a la ejecución de la maquinización del Brazo Aña Cuá indicó que “se está llevando adelante con re-

ursos propios y basados en la generación actual de energía”.

“La nueva Central producirá un 20% extra de energía para Yacyretá”.

Nicanor Duarte Frutos, destacó que “estamos logrando los acuerdos y resoluciones que servirán para el desarrollo y la prosperidad de nuestros pueblos” y destacó el trabajo de las universidades Nacionales de Misiones y de Itapúa, Paraguay, en la recuperación de las unidades generadoras.

Barrios Arrechea recorrió la Central Hidroeléctrica y refirió que las turbinas que se pusieron en marcha se encuentran dentro del Programa Estratégico para la recuperación del parque generador.

“El recambio realizado representa una extensión de la vida útil de las mismas de entre 30 y 40 años permitiendo a su vez y gracias a un nuevo diseño de ciertos componentes, mejorar la generación de energía, previendo encarar en el curso de 2021 la rehabilitación de nuevas turbinas”.



UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

NH

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR.

Moreno 252 - Bariloche, Argentina - +54 294 4426146
www.hotelnahuelhuapi.com



Innovando en aguas misteriosas: el pensamiento de un pirata con recursos de la marina

Por Emmanuel Lagarrigue *

¿Qué pasaría si los piratas, que se mueven rápido y se arriesgan, tienen los recursos de la marina cuando es necesario? Juntos, serían imparables.

Uno de los mitos más grandes en los negocios hoy en día es que la verdadera innovación solo proviene de pequeñas empresas emergentes, aquellas que pueden ser ágiles y tomar riesgos sin tener que preocuparse por ofrecer valor inmediato a los accionistas. Desde hace tiempo se entiende que la innovación dentro de una gran empresa pública es notoriamente difícil.

Pero eso no significa que las grandes empresas no puedan innovar. De hecho, un estudio reciente de IBM encontró que el 72% de los directores de innovación dijeron que las organizaciones más grandes, no los nuevos entrantes, están liderando la disrupción en sus industrias. Solo el 22% dijo que las nuevas empresas están impulsando el cambio.

Si bien las grandes empresas pueden innovar, hay muchas que simplemente no saben cómo hacerlo bien, o simplemente no saben por dónde empezar. Cuando una empresa se desempeña bien, lidera el mercado y obtiene beneficios saludables para los accionistas, puede ser difícil mirar más allá de las ganancias y del negocio actual para anticipar las amenazas externas de interrupción.

McKinsey estima que para

2027, el 75% de las compañías actuales de S&P 500 desaparecerán. Las interrupciones del mercado a menudo ocurren más rápido de lo previsto. Tomemos, por ejemplo, Netflix, que reemplazó el alquiler de videos en aproximadamente 10 años, más rápido de lo que cualquiera podría haber anticipado.

Las grandes empresas están cambiando su forma de innovar

Ya no es suficiente que las grandes empresas confíen en la innovación y la eficiencia para hacer crecer su negocio principal. Las empresas deben cambiar la forma en que innovan, y esto requiere un cambio en las prioridades y en la visión a largo plazo. Tradicionalmente, las grandes empresas no han tenido que mirar hacia afuera para resolver los problemas de los clientes. Pero en el mundo disruptivo de hoy, la clave para una innovación exitosa se basa en la creación de un ecosistema de socios (por ejemplo, capitalistas de riesgo, empresarios, gobierno y academia) que puedan trabajar juntos para crear ideas y desarrollar soluciones. Ya no es suficiente que las grandes empresas confíen en la innovación incremental para crecer. Las empresas deben cambiar la forma en que innovan, con una visión a largo plazo.

Los piratas y la marina: una alegoría muy valiosa

Steve Jobs dijo una vez

que es preferible ser un pirata que en la marina, ya que los piratas pueden evitar la burocracia, actuar de manera independiente y asumir riesgos, mientras que la marina tiene reglas estrictas que seguir.

Si bien es importante hacer crecer el negocio principal, las empresas deben buscar simultáneamente una segunda vía más rápida. Para interrumpirse o crear algo completamente nuevo en el mercado, deben reconocer las limitaciones de la organización e innovar al límite con socios externos.

La colaboración con empresarios e instituciones externas puede dar a las grandes empresas la capacidad de convertirse en innovadores líderes en su campo. Los emprendedores aportan ideas disruptivas y agilidad, y las grandes empresas aportan sus profundos conocimientos, recursos y canales para probar y escalar ideas. Innovar en el límite requiere tiempo para comenzar a mostrar rendimientos positivos. Y para las grandes empresas públicas, la innovación a largo plazo puede ser un desafío: puede llevar de 5 a 7 años construir una nueva empresa y, estadísticamente, solo el 2% de estas se convierten en unicornios.

Pasos a seguir para impulsar la innovación:

1. Mostrar el valor de la colaboración de inicio

Fomentar un ecosistema colaborativo más amplio es un escenario beneficioso para las nuevas empresas y las

grandes empresas. Al asociarse con empresas de cartera en proyectos de innovación, las empresas pueden acelerar la velocidad de comercialización, llenar un vacío de oferta o crear eficiencias que tengan resultados tangibles.

2. Probar en nuevos mercados para obtener conocimientos únicos

Capturar los conocimientos del mercado y fallar más rápido son beneficios clave de trabajar con compañías externas. Las empresas incubadas pueden llegar al mercado, probar y pivotar modelos de negocio mucho más rápido que un proyecto lanzado por el negocio principal. Los programas de innovación externa pueden proporcionar información de mercado más precisa que los consultores, particularmente en tiempos de interrupción, cuando los analistas tradicionales pueden perder la marca.

3. Empresa conjunta para ganar tracción más rápida

Hasta el 90% de las nuevas empresas fracasan, pero la tasa de mortalidad de las empresas conjuntas es considerablemente menor (40 al 60). Respalados por los recursos y el reconocimiento de marca de las empresas matrices, las empresas conjuntas pueden ganar tracción mucho más rápido que una nueva startup. Por ejemplo, en 2019, Schneider Electric, lanzó AlphaStruxure con Carlyle Group para cambiar el modelo de negocio mediante el cual se financian, construyen y operan las infraestructuras. AlphaStruxure diseña,

construye, posee y opera sistemas de energía descentralizados que brindan sostenibilidad, confiabilidad, resiliencia y ahorros a largo plazo. Esto al ofrecer un modelo de Energía como Servicio (EaaS) que permite a los clientes estabilizar los costos de energía a largo plazo y actualizar los sistemas críticos de energía sin inversión de capital. Trabajando en un mercado con ciclos de ventas notoriamente largos y clientes reacios al riesgo, esta empresa conjunta ya cuenta con una sólida cartera de proyectos.

El éxito de la marina depende de la colaboración con piratas

Algunas personas todavía creen que solo dos personas en un garage pueden innovar y perturbar una industria, las grandes empresas están mejorando en innovar e interrumpirse a sí mismas. El secreto radica en tener una visión a largo plazo sobre la innovación, que va más allá de las cuatro paredes de la empresa. Esto significa colaborar con socios externos, asumir riesgos y tener el tiempo para experimentar, y sobre todo, estar de acuerdo con fallar con frecuencia. El éxito de la marina a largo plazo puede depender de la colaboración con piratas.

* Vicepresidente Ejecutivo de Innovación de Schneider Electric

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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC Cámara de Expendedores de GNC

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

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

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

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

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

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

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

Para el 2035, en Japón los autos podrían moverse con energía eléctrica generada a carbón

Vivimos una época de fake news, dispersión, sectorización y parcialización de la información. Como si fuera poco, cuando aparece buena información se muestra dispersa e inconexa.

Este panorama de sobrecarga de noticias tiene como consecuencia la desinformación, sólo una escasa minoría de los receptores poseen suficiente conocimiento y espíritu crítico para procesar debidamente la marea de datos, que llegan como verdades reveladas en 144 caracteres. En materia de energía y medioambiente es donde podemos apreciar la asimetría entre datos duros reales y opinión publicada.

El “calentamiento global” y el “cambio climático”—como si el cambio permanente no fuese la característica principal del clima—son dos de los giros que mayor confusión producen en los públicos, porque al receptor le resulta muy difícil contrastar falsos datos científicos con los auténticos y demostrables. Si a esto le sumamos la vida que transcurren en “echo chambers” el desastre está asegurado.

Sin entrar en discusiones finas sobre verificación, falsabilidad, método científico y la comprobación absoluta de cualquier teoría, son numerosas las “verdades” sobre el clima y el ambiente que no han pasado de meras hipótesis basadas en premisas poco sólidas.

Pero la naturaleza humana parece ser así, y desde tiempos inmemoriales las grandes masas prefieren la pereza intelectual y el descanso sobre una verdad revelada que practicar una gimnasia que lo lleve a alguna conclusión—errada o no—pero al menos propia sobra casi cualquier cosa. Como antaño, el gran público, sigue sin saber bien ni cuáles son sus verdaderos intereses colectivos ni cuáles son los que los defienden efectivamente.

Mentiras verdaderas

Todos queremos un ambiente limpio—¿quién podría oponerse a tal cosa?—, pero debemos reparar en los postulados y percibir la diferencia entre el discurso y la praxis, doble todo lo que los estados hacen y lo que dicen hacer.

En el actual escenario, estados y empresas ya le encontraron la vuelta a la comunicación ambiental y combinan

el marketing con corrección política y en ocasiones lo llevan hasta extremos exasperantes.

Un buen ejemplo de marketing ambiental es Alemania, cuya matriz eléctrica se compone en un 37% de carbón, es decir, la potencia instalada a carbón es suficiente para abastecer a toda la Argentina, Chile Paraguay y Uruguay juntos en el pico de la demanda. A pesar de este dato, existe la creencia de que Alemania es un país energéticamente “no contaminante”.

Volkswagen y sus trucos de computadora abrió los ojos a más de uno, pero nuevamente la maquinaria informativa logró sepultar en el olvido la deshonesta prestidigitación tecnológica que falsificó sistemáticamente los datos de emisiones de CO₂ de sus automóviles. A poco de indagar entre los documentos oficiales alemanes en materia ambiental, podemos ver que el planeamiento estratégico germano señala que hacia 2050 pretende una matriz con poco carbón, alrededor del 10%.

Digámoslo de una vez: hace 20 años que la Argentina tiene una matriz como la que los alemanes aspiran para 2050. Alemania no es el único ejemplo de potente “marketing ecológico”.

Chiste japonés

Para alborozo de los ambientalistas, recientemente circuló en nuestro ámbito, una noticia proveniente del sitio español “someseléctricos”: “2035, el año en el que Japón prohibirá la venta de coches a gasolina”

La nota arranca diciendo “Poco a poco, vemos como diferentes países van anunciando sus planes de hacer desaparecer la venta de coches de combustión, lista de países a la que ahora hay que sumar Japón” y cita a otros países, y dice también: “Japón mueve ficha y se suma a los países que apuestan por una movilidad eléctrica en los próximos años”

Japón, es un país desarrollado, con alta tecnología pero carente de recursos naturales.

Es aquí donde uno se pregunta ¿cómo es posible que el periodista “especializado” no indague sobre el origen que tendrá la energía que moverá a esas decenas de millones de vehículos?

El mismo sitio dice que “El anuncio de este movimiento por parte de Japón ha



venido desde la cadena (estatal) japonesa NHK, la cual ha publicado que dentro del plan del gobierno japonés está en convertir al país en una nación neutra en carbono para el año 2050” Tales asertos, por estos lares, se dirían que son “puro relato”

Matriz

Tras el accidente de Fukuyima el 11 de marzo de 2011, —tema interesante para los conocedores de la energía nuclear, que saben de los errores y avaricia de los constructores japoneses— decidieron cerrar 5 de los 54 reactores nucleares japoneses que suman una potencia total de 43.847 Mwh, de energía limpia. Tres de Fukuyima y otros dos que ya llegan al fin de su vida útil.

La potencia nuclear representa alrededor del 30% del total de la capacidad instalada. Las térmicas que consumen carbón, aportan otro 30% de la matriz eléctrica, mientras que el GNL contribuye con el otro tercio. Es preciso señalar que Japón es el principal importador de GNL del mundo, en 2018 consumió 90 millones de toneladas, alrededor del 30 % de las exportaciones totales mundiales.

El carbón se lleva el otro 30/32 % quemando 150 millones de toneladas, además de otras 50 millones que se destinan a la metalurgia.

Las renovables vienen muy atrás. En total suman el 10%: 6 % de fuente hidráulica provenientes de 1.198 pequeñas centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 3 Mwh y 3.500 MW de capacidad instalada eólica, la Argentina tiene alrededor de 1.250.

Más carbón

La energía nuclear no generada de las centrales nucleares desactivadas fueron sustituidas por térmicas de carbón doméstico. Como si fuera poco, según anunció el gobierno Imperial, se

construirán 22 centrales termoeléctricas a carbón en los próximos años que serán distribuidas en 17 zonas diferentes. “Justo cuando el mundo necesita reducir las emisiones de dióxido de carbono para combatir el calentamiento global” según el periodista Hiroko Tabuchi del New York Times (NYT).

¿Serán estas 22 nuevas centrales térmicas a carbón las que alimenten la demanda de los automóviles eléctricos?

En Japón hay casi 600 automóviles por cada 1.000 habitantes lo que representa casi 75 millones de vehículos. La sustitución de esa demanda que actualmente es de nafta y gasoil por electricidad significa que la demanda eléctrica nipona sufrirá un aumento exponencial. Se trata de la gran oportunidad japonesa para reducir importaciones de petróleo crudo... y sustituirla por carbón doméstico. Los japoneses tienen muy alta tecnología, desarrollos propios y ni un pelo de tontos.

¿Podría concluirse que en 2035 los automóviles en Japón se moverán a carbón? Sería una conclusión simplista, pero no descabellada.

La política de industrial de Japón—sería un error hablar exclusivamente de política ambiental o energética—es similar a la de otras potencias industriales. El Reino Unido, desalentó el uso del carbón, pero a través de sus hidrocarbúferas aseguró el gas y el petróleo al Reino Unido. EE.UU. dice haber disminuido las emisiones cosa que es cierto, porque sustituyó buena parte del carbón por shale gas, aunque no disminuyó su intensidad energética ni el alto consumo energético per cápita.

Francia continúa con su política de producir energía eléctrica de fuente nuclear.

Los excedentes los exporta a países vecinos como España, que ya cerró tres nucleares (Vandellós-I, Zorita y Garroña) por el movimiento

anti nuclear, prefiere importar la energía de Francia.

Marketing

Según el NYT, Japón viene utilizando los Juegos Olímpicos mostrando innovaciones tecnológicas exportables, como carreteras que reflejan el calor. Los organizadores han dicho que la electricidad para los Juegos provendrá de fuentes renovables. “Japón promociona unas Olimpiadas de bajas emisiones pero, el mismo año, comenzará a operar cinco nuevas centrales eléctricas de carbón que emitirán mucho más dióxido de carbono que cualquier estrategia que las Olimpiadas puedan compensar”, dijo Kimiko Hirata, directora internacional de Kiko Network, un grupo que aboga por la acción climática.

“Japón es un caso atípico dentro de las economías desarrolladas”, afirmó Yukari Takamura, experta en políticas climáticas del Instituto para Iniciativas del Futuro en la Universidad de Tokio.

“La era del carbón está por terminar, pero para Japón está resultando muy difícil eliminar una fuente de energía de la que ha dependido durante tanto tiempo”.

Mientras tanto...

El carbón, en la matriz eléctrica China ocupa el 47% del total, lo que supone casi la mitad del consumo de carbón mundial. China ha señalado que reducirá al 40% el consumo del sucio combustible. Sin embargo, esta cifra proyectada significará un aumento nominal del 100% es decir, el carbón reducirá su participación en la matriz energética China pero el consumo podría significar el doble del actual.

Los precios del carbón están por el piso, y mientras el crudo siga bajo el tema de la reducción de las emisiones se mantendrá en el ámbito de la propaganda, como discurso marketinero y parte del paquete desinformador.

Las “echo chambers” contribuyen notablemente a la confusión general pero facilitan la tarea de “comunicar” las novedades políticamente correctas.

No caben dudas de que la cultura popular hace sus aportes en temas de alta política y en muchas ocasiones en forma de divertida síntesis, hoy podríamos decir que en materia de medio ambiente “billeta mata ambientalismo”.

Una mina de carbón será una hidroeléctrica

Australia planea transformar una mina de carbón subterránea en desuso en una instalación hidroeléctrica de bombeo, como parte de un plan más amplio para reutilizar las instalaciones de combustibles fósiles cerradas para la generación de energía renovable.

La prueba piloto en el Newstan Colliery, en Fassifern, a unos 140 kilómetros al noreste de Sydney, podría ofrecer un plan para docenas de minas agotadas que serán cerradas en las próximas décadas, según el Agencia Aus-

traliana de Energías Renovables (ArenA). Los estudios probarán si el sitio de Centennial Coal Co., cerca del lago Macquarie, puede eventualmente soportar una instalación hidroeléctrica de bombeo de 600 megavatios que aprovecharía su depósito, la conexión a la red y la fuente de agua disponible. Los resultados también mostrarán si sitios industriales abandonados similares, incluidas otras minas de carbón, también podrían albergar energías renovables, dijo ArenA en un comunicado.

Las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, que elevan el agua cuesta arriba en momentos de baja demanda y luego la li-

beran cuesta abajo para impulsar turbinas que generan electricidad cuando es necesario, tienen una gran capacidad de almacenamiento de energía y pueden ayudar a respaldar la generación intermitente de plantas eólicas y solares. El ensayo de Newstan es uno de varios proyectos similares en Australia. Genex Power Ltd. planea instalar una instalación hidroeléctrica de bombeo de 250 megavatios en una antigua mina de oro en Queensland, junto con recursos solares y eólicos. En la antigua mina de carbón Drayton en Nueva Gales del Sur, Malabar Resources obtuvo la aprobación para desarrollar una planta solar de 25 megavatios.

Ya rige la nueva ley de energías renovables alemana

La nueva ley de energías renovables de Alemania entró en vigor el 1 de enero. La ley que modifica la Ley de Fuentes de Energía Renovable y otras regulaciones energéticas contiene las nuevas condiciones marco para la futura expansión de las energías renovables en Alemania.

El ministro federal de Economía, Peter Altmaier dijo: “Esta es una clara señal de futuro para una mayor protección del clima y más energías renovables. La nueva EEG crea el marco con el que podemos lograr el objetivo del

65% de energías renovables para 2030 y la neutralidad de gases de efecto invernadero en el suministro eléctrico alemán antes de 2050. El alcance de la reforma por sí solo muestra que este es un paso importante y central para la transición energética”. La ley estipula la velocidad a la que las tecnologías individuales, como la eólica y la fotovoltaica, se expandirán en los próximos años. También crea los instrumentos para poder realizar ajustes con poca antelación en cualquier momento si surgen obstáculos. Al mismo tiempo, se volverán a regular las condiciones de financiación de las energías individuales. En el caso de la fotovoltaica, se fortalecerá y simplificará el autoconsumo de todos los sistemas solares, se seguirán desarrollando los requisitos para la digitalización.

EEUU quiere reducir 90% los costos de almacenamiento

Con las adiciones de almacenamiento de energía de EEUU en camino de batir récords en 2020 y 2021, a pesar de los retrasos relacionados con la pandemia de COVID-19, el Departamento de Energía de EEUU (DOE) lanzó su primera estrategia integral de almacenamiento.

La hoja de ruta del departamento tiene como objetivo ampliar la industria manufacturera nacional de Estados Unidos para satisfacer toda la demanda de almacenamiento de energía del país para 2030. Sin embargo, dada la posición dominante inicial de Asia en la producción de baterías de iones de litio, Estados Unidos se enfrenta a un reto importante.

La estrategia se conoció justo cuando el Congreso aprobaba un paquete de ayuda económica para el coronavirus de 900.000 millones de dólares que contiene 1.000 millones en inversiones para investigación y desarrollo en almacenamiento de energía, así como incentivos fiscales extendidos para sistemas de almacenamiento de energía junto con paneles solares.

El DOE está apostando por la necesidad de almacenamiento de larga duración para equilibrar las redes eléctricas que dependen cada vez más de los recursos de energía renovable variable. La agencia estableció una meta para que el costo nivelado de la energía de dichos recursos, que define como capaz de proporcionar más de 10 horas de almacenamiento, caiga en picado a 5 centavos / kWh para 2030, una reducción estimada del 90%.

CONTRIBUIMOS AL DESARROLLO ENERGÉTICO

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

EL FUTURO SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción