

Truco de tres

El gobierno quiere preservar inversiones en Vaca Muerta a pesar de recortes en el subsidio a la producción de gas Pocas horas después de la salida de Javier Iguacel de la secretaría de Energía y su reemplazo por Gustavo Lopetegui, cobró cuerpo una versión según la cual el propio presidente Mauricio Macri impulsó la creación de una suerte de “mesa chica” petrolera (con YPF, PAE y Tecpetrol) que aportaría iniciativas para dar continuidad a la política de inversiones para el desarrollo de yacimientos no convencionales de hidrocarburos en Vaca Muerta. Ello, en un contexto de precios subsidiados para el nuevo gas cuyo esquema original deberá modificarse a la baja, según instrucciones del ministerio de Hacienda, que procura reducir el déficit global. Tecpetrol (del holding Techint) produce en Fortin de Piedra y percibe casi la mitad de las erogaciones a cargo del Estado para garantizar un precio que fue de 7,50 dólares por MBTU en 2018, y se opuso fuertemente a cualquier revisión de la resolución 46/2017 del entonces ministerio de Energía.

Cálculos preliminares llevaban implícitos una reducción del precio subsidiado del orden del 50 por ciento (unos 700 millones de dólares) y ello explica las versiones que en el ámbito petrolero dan cuenta de una modificación a la baja de los programas de inversión para la producción de gas en 2019.

Las orientadas a la producción de petróleo, en tanto, podrían mantenerse, más allá de la actual baja (coyuntural ?) de su cotización internacional. YPF y PAE, en tanto, son además empresas clave en la producción de hidrocarburos convencionales en la Cuenca Golfo San Jorge. Mientras se aguarda el desembarco oficial de Lopetegui en Energía, en el sector empresario se considera que el esquema dispuesto mediante la resolución 46 podría ser incluso reemplazado por uno nuevo, que establezca reglas de aplicación similar para todas las petroleras. En el sector se mantiene el tema bajo reserva. Habrá que esperar algunos días para las definiciones.

La salida de Iguacel un enigma que sigue sin respuestas

Las exportaciones de gas y el desembarco de Lopetegui



El desembarco de uno de los hombres de extrema confianza del presidente Mauricio Macri y ex Secretario de Coordinación de Políticas Públicas de la Jefatura de Gabinete, en el área energética respondería a una causa de mayor peso que las esgrimidas por los medios oficialistas y cercanos al Gobierno.

Página 2

Eléctricas informarán sobre obras realizadas

Página 10

PAE inauguró su primer parque eólico

Página 10

Genneia ya supera los 1.000 MW de generación

Página 11



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



Las exportaciones de gas a Chile en medio del despido de Iguacel y el desembarco de Lopetegui



Por Antonio Rossi

A poco de cumplirse una semana, el despido del Gobierno del ex Secretario de Energía, Javier Iguacel —que como suele ocurrir se intentó presentar como una simple “renuncia personal”—sigue siendo motivo de análisis y especulaciones tras las escasas y poco creíbles explicaciones que emanaron del relato oficial. Para varios especialistas y conocedores del sector, el desembarco de uno de los hombres de extrema confianza del presidente Mauricio Macri y ex Secretario de Coordinación de Políticas Públicas de la Jefatura de Gabinete, Gustavo Lopetegui en el área energética respondería a una causa de mayor peso que las esgrimidas por los medios oficialistas y cercanos al Gobierno.

A la hora de justificar la eyección de Iguacel y su reemplazo por Lopetegui, desde el Gobierno salieron a instalar que la medida se había tomado, básicamente, por tres razones: la tirante relación que mantenía el ex titular de Energía con su superior el ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne; el traspíe que había tenido en octubre cuando intentó trasladarle el impacto de

la devaluación en los ingresos de la petroleras a los usuarios de gas con el cobro de un recargo en 24 cuotas y el escaso diálogo mantenido con las autoridades de YPF, la petrolera cuya mayoría accionaria está en manos del Estado.

Pero más allá de que esos hechos pudieran haber influido hay quienes apuntan que detrás del desplazamiento de Iguacel habría otro significativo disparador que llevó a Macri y al Jefe de Gabinete, Marcos Peña a concretar el cambio de timonel en Energía.

Según parece, ese motivo estaría vinculado con el negocio de la venta de gas a Chile y correspondientes autorizaciones oficiales de exportaciones que ha otorgado Iguacel a las principales petroleras del país en los últimos tres meses.

Cuando comenzaron a salir las resoluciones con los permisos de exportación de gas al mercado trasandino, desde la Casa Rosada le habrían pedido a Iguacel que obtenga de las petroleras alguna clase de “compensación o colaboración” para las fundaciones y entidades ligadas al PRO que se aprestan a encarar la larga y costosa campaña electoral donde estará en juego el futuro de la administración macrista.

Los compromisos de ayudas y aportes que habría conseguido Iguacel y que fueron transmitidos a Balcarce 50 no habrían dejado satisfechos a los hombres cercanos a Macri que esperaban otro tipo de respuesta.

La cuestión subió de tono cuando tras un par de sondeos efectuados desde Jefatura de Gabinete con ejecutivos de las petroleras habrían aflorado algunas diferencias entre lo que supuestamente se había prometido y lo indicado por



Iguacel. Aunque no figure en su agenda de tareas oficiales e inmediatas, lo más probable es que ahora Lopetegui proceda a revisar esta situación para poner en claro de entrada cómo será la relación las petroleras y que espera el Gobierno de ellas durante 2019.

Según un reciente informe elaborado por el ex subsecretario de Combustibles, Alberto Fian-desio entre setiembre y los últimos días de diciembre, Iguacel concedió 14 autorizaciones de exportación de gas natural con destino al mercado de Chile.

Las petroleras beneficiadas con esos permisos fueron YPF (3.000.000 m3); Pan American Energy (2.800.000 m3); Total Austral (2.250.000 m3); CGC (2.050.000 m3); Pampa Energía (2.000.000 m3); Wintershall (1.500.000 m3); ENAP Sipetrol (1.400.000 m3); Pan American Sur

(750.000 m3) y Exxon Mobil (400.000 m3). En total, esas empresas fueron autorizadas a exportar un volumen diario total de 16.150.000 metros cúbicos que saldrán mayoritariamente de la Cuenca Neuquina (64,7%) mientras que el resto provendrá de la Cuenca Austral (35,3%).

Si bien todas las autorizaciones cuentan con una cláusula de interrupción que privilegia el abastecimiento interno, el informe de Fian-desio destacó los siguientes puntos llamativos:

Seis autorizaciones tienen plazo de vigencia hasta el 01/05/2018, lo cual sería coincidente con el aumento de consumo interno. Pero hay otras autorizaciones que exceden el inicio del invierno argentino y vencen en octubre de 2019 (PAE a AGESA y TOTAL a Colbún), noviembre de 2019 (PAMPA a Colbún) y

en diciembre de 2019 (ENAP Sipetrol a ENAP).

Todas las autorizaciones de exportación a Methanex vencen en junio de 2020. En este caso existe la posibilidad de que se exporte en invierno al mismo tiempo que se esté importando gas por barco por Escobar. Si bien todas las autorizaciones tienen un volumen diario, solamente dos mencionan el volumen total aprobado. Son la resolución N° 61/2018 de Pan American Energy LLC a Colbún SA, por 275.600.000 m3 de 9300 Kcal y la 159/2018, de Wintershall Energía SA también a Colbún por 159.000.000. Lo extraño es que, en ambos casos, los números no cierran porque los volúmenes reales autorizados son un 17,1% y un 38,6% superiores a los que arrojan los promedios de la cantidad de días consignados en los permisos.

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



Energía mayorista y biocombustibles arrancan en alza

Año nuevo, nuevos precios

Si bien la renuncia de Javier Iguacel se produjo antes de Navidad, el saliente secretario dejó firmadas una serie de resoluciones que ajustan precios: se trata de electricidad mayorista y biocombustibles

El Gobierno dio a conocer los nuevos precios mayoristas de la electricidad, con un aumento que llega a 38,9%, mientras que el bioetanol elaborado a partir de caña de azúcar aumentará un 0,3%, y costará \$ 22,226 por litro. El bioetanol a base de maíz ajustará un 3,9% y costará \$ 20,218 por litro.

La novedad se conoció a través del Boletín Oficial, tras la renuncia de Javier Iguacel y justo antes de la llegada de Gustavo Lopetegui a la Secretaría de Energía. En la Resolución 366/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda, y que firmó el 27 de diciembre el ahora ex funcionario Javier Iguacel, el Gobierno estableció los nuevos Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado para el Transporte (PET).

Electricidad

Así, el POTREF se incrementa en 1100% hasta el 31 de octubre de 2019, en forma escalonada. De los actuales \$ 10.000 por megavatio por mes (/ MW-mes), a partir del 1° de febrero se pagarán \$ 80.000 / MW-mes; desde el 1° de mayo, \$ 100.000 / MW-mes; y el 1° de agosto, días antes de las elecciones Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias (PASO), subirá a \$ 120.000 / MW-mes.

El PEE, que da la referencia del gasto energético, ya que está medido en pesos por megavatio por hora (\$/MWh), aumentará un 38,9%. Lo que pagan los usuarios residenciales en sus hogares (Demanda General Distribuidor) pasará de los actua-

les \$ 1470 /MWh en "hora pico", \$ 1400 en "hora resto" y \$ 1330 en "hora valle" a \$ 1852 /MWh, \$ 1764 y \$ 1676, respectivamente, desde el 1° de febrero; \$ 1945 /MWh, \$ 1852 y \$ 1760, respectivamente, a partir del 1° de mayo; y el 1° de agosto se incrementará a \$ 2042 /MWh, \$ 1945 y \$ 1848, respectivamente.

El PEE también da la pauta de los subsidios que tendrá que transferir el Estado Nacional. De acuerdo a lo que informa oficialmente Edenor, el horario pico es entre las 18 y las 23 de cada día; el valle, entre las 23 y las 5; mientras que el resto es entre las 5 y las 18.

Tomando como referencia las "horas resto", la categoría que dura más de la mitad del día, el Gobierno terminó subsidiando el 51,5% del precio mayorista de la electricidad al último día hábil de 2018.

Esta cuenta surge de los \$ 1400 /MWh que pagaban los usuarios versus los 74,8 dólares por MWh que costaba, según los cálculos oficiales, la electricidad mayorista, multiplicado a un tipo de cambio (minorista oficial del Banco Nación) de \$ 38,60 por dólares, es decir, \$ 2887,28 /MWh. Por supuesto, cuando aumentaba el dólar, la transferencia en subsidios era cada vez mayor.

Para este 2019, el Gobierno calculó que el precio de la electricidad mayorista rondará los US\$ 72 /MWh (gracias a la entrada de generación térmica eficiente, energías renovables de tecnología eólica y fotovoltaica o solar y la vuelta a operación comercial de la central nuclear Embalse), que a un tipo de cambio promedio presupuestado en \$ 40,10 por dólar significa

también \$ 2887,2 / MWh.

Teniendo en cuenta que desde febrero los usuarios abonarán en sus hogares en las "horas resto" \$ 1764 /MWh, el porcentaje de lo subsidiado por el Estado Nacional será de 38,2%; en mayo, con el aumento a \$ 1852 /MWh, lo subsidiado bajará a 38,5%; mientras que en agosto, con la suba a \$ 1945 /MWh, lo que transfiere el Estado pasará a 32,6%. Esto siempre y cuando el dólar esté en un promedio de \$ 40,10 y no haya una significativa devaluación, como ocurrió en 2018.

En tanto, el PET (transporte) se mantuvo igual, en \$ 64 /MWh.

Biocombustibles

Conjuntamente, se conocieron los nuevos valores de los biocombustibles que las refinerías tienen la obligación de comprar y mezclar en sus naftas.

Mediante la Resolución 367/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, que firmó Javier Iguacel el viernes 28 de diciembre antes de oficializar su renuncia, se estableció que el bioetanol elaborado a partir de caña de azúcar aumentará un 0,3%, y costará \$ 22,226 por litro.

Asimismo, el bioetanol hecho a base de maíz subirá un 3,9% y costará \$ 20,218 por litro.

Las naftas tienen un 12% de bioetanol, mientras que el gasoil está compuesto por un 10% de biodiesel, según las actuales regulaciones. Para los próximos días se espera que el Gobierno publique los nuevos precios del biodiesel, con los que las refinerías podrán decidir cuáles son los nuevos valores de los combustibles en surtidores.

Lopetegui al frente de Energía

Gas y retenciones al crudo en la agenda

Por Santiago Magrone

El Ministerio de Hacienda anunció la designación de Gustavo Lopetegui como nuevo secretario de gobierno de Energía en reemplazo de Javier Iguacel, quien había presentado su renuncia al cargo ante el presidente Mauricio Macri.

Lopetegui se desempeñaba hasta el momento como asesor del Presidente de la Nación, y desde diciembre de 2015 hasta septiembre de 2018 se desempeñó en el cargo de secretario de Coordinación de Políticas Públicas de la Jefatura de Gabinete.

En el ámbito oficial y privado había trascendido tal posibilidad, que se explicaba, al menos parcialmente, como una consecuencia de las discrepancias que Iguacel venía sosteniendo con el ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, en torno a temas sensibles del sector energético.

Uno de ellos es el referido al criterio de aplicación de la resolución 46/2017, que estableció un "Plan Estímulo" a la producción de gas no convencional.

Ese programa formó parte de la herencia recibida por Iguacel de su antecesor, y su ejecución plena había resultado afectada por la fuerte devaluación acaecida en el segundo trimestre del 2018.

Su continuidad estuvo bajo análisis al punto en que comenzaron a considerarse variantes a la baja en el criterio de aplicación y alcance del beneficio (una suerte de seguro de precio) por el gas nuevo producido en Vaca Muerta.

La cuestión ya había derivado en que los beneficios del Plan Estímulo (7,50 dólares por millón de BTU en 2018 y una escala descendente hasta los 6 dólares en 2021) no llegarían a todas las empresas interesadas.

Pero a ello se sumó en las últimas semanas la instrucción de Hacienda a Energía de recortar a la mitad los recursos que el Estado debería destinar en 2019 para dicho programa, lo cual significaba una merma de unos 700 millones de dólares. El recorte tiene por principal afectado a Tecpetrol (Grupo Techint) operador del megayacimiento neuquino Fortín de Piedra. La reducción de recursos consta en el Presupuesto del año nuevo como parte del compromiso ante el Fondo Monetario Internacional en procura del déficit cero.

Este tema deberá ser abordado ahora, para su cumplimiento, por Lopetegui, y queda pendiente también definir la continuidad o no del programa, o su reemplazo por otra medida que establezca una suerte de "precio de equilibrio" para todas las operadoras en Vaca Muerta.

Esto último, indicaron a Energía y Negocios fuentes del sector, evitaría que se produjeran situaciones de "oferta hostil" en las licitaciones de volúmenes y precios para proveer gas a generadoras por parte de algunas compañías beneficiarias del Plan Estímulo, en detrimento de otras que hoy no están comprendidas por ese programa.

A juicio de algunas empresas del rubro también estaría pendiente de resolución si habrá o no cambios al actual esquema de retenciones a las exportaciones de crudo, considerando la fuerte baja que registra el precio internacional del petróleo y su incidencia en las decisiones de inversión en la producción convencional y no convencional a nivel local.

En el sector petrolero también se considera que la gestión del ex secretario Iguacel había quedado muy afectada cuando debió dar marcha atrás con una resolución que había establecido el cobro de 24 cuotas a los usuarios de gas natural de una suma adicional para compensar a las productoras por el mayor precio de este insumo a consecuencia de la devaluación del peso en relación al dólar.

Ante las críticas que generó la medida, el gobierno debió anular la resolución y hacerse cargo de pagar a las productoras esa diferencia con recursos del Tesoro, en 24 cuotas, a partir de 2019. Resta conocer en los próximos días cómo quedará conformada la grilla de funcionarios de la cartera a cargo de Lopetegui, quien no tiene antecedentes técnicos de desempeño en el sector energético.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar: redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar - Neuquén: neuquen@energiaynegocios.com.ar - Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371-0010/6019. Miembro de ADEPA. Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N. www.energiaynegocios.com.ar

MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4100 - Fax +54 11 4132 4101

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Se quedó con la mitad de las estaciones de servicio de la ex Oil Combustibles y comparten San Lorenzo con YPF

Dapsa vuelve a la distribución de combustible líquidos

Dapsa, Destilería Argentina de Petróleo, S.A., empresa focalizada en la comercialización y distribución de combustibles, servicios logísticos e industriales, comunica que toma el control y la explotación comercial de 135 estaciones de servicios de la ex red Oil Combustibles ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Entre Ríos, Corrientes, Misiones, Chaco, Córdoba, Catamarca, Santiago del Estero, Tucumán, Mendoza y San Juan. Dapsa que desde el mes de mayo del corriente año ha contribuido al mantenimiento del abastecimiento de gran parte de esta red, comenzará a desarrollar la suya propia haciéndose visible en el mercado de comercialización de combustibles. Con un market share histórico dentro del mercado total de combustibles automotor de un 2 % atendiendo ininterrumpidamente a la red de estaciones blancas o independientes hoy consolida su participación dentro del mercado total, con un 4,2 % y 2,5 % en el mercado de diésel automotor y naftas, respectivamente. El proyecto a futuro no es sólo posicionarse en niveles del orden del 6 % del mercado total de combustibles, sino posicionar una alternativa de red con valores compartidos con sus estaciones adheridas y con las herramientas que permitan



pelear un mercado con mayores exigencias y un nuevo orden, adaptados a los tiempos.

“Este es un gran paso que implica un crecimiento para nuestra compañía y es a la vez una gran responsabilidad asegurar la continuidad operativa de las estaciones, y el trabajo de su gente”, comenta Hugo David, Director Comercial y Relaciones Institucionales de Dapsa y agrega, “Ya nos encontramos trabajando tanto en nuestra propuesta de valor, como en el diseño y los

formatos de estaciones, para comenzar a embanderar con nuestra nueva imagen de marca durante el 2019”.

Como socio estratégico de YPF, Dapsa participó en la licitación de la ex Indalo, resultando ambas compañías adjudicatarias de los bienes de Oil Combustibles. En negociaciones posteriores entre YPF y Dapsa se acordó que esta última se quedaba con el control y gestión de suministro de 135 estaciones de la red de Oil.

Dapsa contempla en su plan de crecimiento sumar a todos aquellos empresarios titulares de estaciones independientes como así también a aquellos empresarios que quieran formar parte de una Red que se caracterizará por la disponibilidad permanente de suministro, sin importar los vaivenes del mercado internacional.

Esta es una fortaleza que caracterizó a Dapsa los últimos quince años, y el mercado le reconoce, dado que la empresa aseguró en los momentos más complejos del mercado la disponibilidad de todos los productos con la más alta calidad. Otra característica, más allá de la tecnología que muchos de sus clientes ya manejan como es la aplicación de gestión de pedidos, seguimiento de su suministro y cuentas corrientes y que es un factor diferencial, es la personalización y proximidad con sus clientes. Dapsa pone énfasis en una relación estrecha entre los empresarios y los colaboradores de la petrolera, su servicio y desarrollo de oportunidades. Se destacan dos aspectos, la presencia permanente y no de oportunidad en la comerciali-

zación de combustibles y derivados de petróleo y brindar a los operadores el trato y la relevancia que les corresponde.

Esta es una asociación estratégica que Dapsa pretende plasmar con su propuesta de valor. Son los operadores los perfectos socios para desarrollar su negocio en sus regiones, provincias, zonas y barrios y son los referentes en su segmento de mercado y ante sus clientes.

Dapsa hará llegar su propuesta de valor en forma individual a todos y cada uno de los 135 empresarios, de cuyos contratos es responsable, y a todos aquellos que tengan interés en formar parte de la Red de Bandera y de este ambicioso proyecto.

En marzo, Dapsa hará una comunicación institucional en las distintas provincias y Cámaras del Sector donde presentará en sociedad su nueva imagen. “Nuestra Visión es consolidar una Red comercial de socios estratégicos en una asociación a largo plazo y que los operadores sean los referentes preferidos en su mercado de actuación por lo valores que represente la bandera y su propia impronta empresarial”, concluyó Hugo David, Director Comercial y Relaciones Institucionales de Dapsa.

Dapsa, Destilería Argentina de Petróleo S.A., es una sólida y eficiente empresa con casi 100 años de actividad orientada a la producción de especialidades y servicios en el negocio petrolero.

Las instalaciones de Dapsa se ubican en Dock Sud, Provincia de Buenos Aires en un predio de 35 has. Con capacidad de almacenaje de más de 140.000 M3 y con muelle propio. En este predio la

compañía cuenta con:

Gran parque de tanques para recepción, almacenaje y despacho de combustibles- en el que se realizan constantes inversiones para incrementar capacidades- que debido a su ubicación en el puerto de Buenos Aires y la facilidad de acceso a la hidrovía Paraná-Paraguay han convertido a Dapsa en una de las terminales logísticas de combustibles más importante del Cono Sur.

La capacidad logística de Dapsa se extiende en Argentina en 6 terminales de despacho para llegar a todo el mercado de Argentina y cada una de las Provincias dónde están los puntos de la Red de estaciones de servicio; y estas son: Terminal de Dock Sud, La Matanza en Provincia de Bs.As., San Lorenzo en Santa Fé y sus provincias vecinas; Barranqueras en Chaco y región NE, Monte Cristo en Córdoba, zona centro y Norte; y Lujan de Cuyo en Mendoza y región de cuyo.

Planta de Elaboración de lubricantes de amplia gama y tecnología de punta (Waugh Control EEUU). Provee servicios de blending, envasado y almacenaje de productos para la industria. Alcanza una capacidad de 6.000M3/mes. La planta cuenta con diversas líneas de llenado para 1, 4, 20, y 205 litros y envases menores de 100 cc y 200cc, y graneles. Elabora a fazón para las principales marcas de lubricantes presentes en el mercado Argentino.

Planta de fabricación de Asfaltos modificados y emulsiones asfálticas. Tiene una capacidad de 2500 tns de Asfaltos modificados y 2500 tns. de Emulsiones asfálticas. Y en Proceso de ampliar su capacidad de producción. Elabora a fazón para las Marcas líderes en el segmento de Asfalto modificados en el País.

Planta de elaboración de grasas con capacidad de producción de hasta 900 tns. / mes. Elabora a fazón para las principales marcas que comercializan grasas lubricantes en el país.

Laboratorio con moderno equipamiento y profesionales altamente capacitados para el control de calidad y desarrollos. Opera bajo normas internacionales ASTM.

La compañía participa en los siguientes segmentos:

Comercialización y distribución de combustibles

Elaboración de lubricantes, asfaltos y grasas.

Servicios de almacenaje y servicios logísticos

Servicios industriales y servicios de laboratorio de análisis a la industria.

Dapsa y su gente están comprometidos con Políticas de Seguridad y Medio Ambiente cumpliendo y haciendo cumplir las normativas y leyes, trabajando preventivamente y con una mirada a largo plazo.




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

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Membership, License No. 5018 **Grasby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

(5411) 4469-8100 www.iphglobal.com

Se trata de 124 estaciones que pertenecieron a Cristóbal López y llevarán la bandera Gulf

Grupo paraguayo compra estaciones de servicio de Cristóbal López

Los paraguayos de Copetrol y Barcos & Rodado compraron 124 estaciones de servicio que pertenecieron a Cristóbal López —ex Oil Combustibles— pasarán a operar con la bandera de la norteamericana Gulf. YPF se había hecho cargo de las estaciones hace tan solo dos meses. Las bocas de expendio serán reembanderadas con la marca Gulf. Ya había una en Córdoba.

A sólo dos meses de que la estatal YPF, en sociedad con la compañía Dapsa, se quedara con el control de las estaciones de Oil Combustibles, trascendió que se estarían ultimando detalles para transferir unos 120 contratos de estaciones de servicios al Grupo Delta Patagonia.

Esta firma tiene como accionistas a Copetrol y Barcos & Rodados, grupos interconectados que ostentan la gran mayoría del mercado paraguayo de combustibles.

Asimismo, la operación contempla el cambio de ban-



dera a Gulf, cuya representación latinoamericana ostenta Copetrol. No trascendió el monto de la transacción, sólo se conocieron declaraciones del presidente de Gulf Argentina quien manifestó que se invertirán unos US\$ 22 mi-

llones en los próximos cinco años.

El grupo ya había puesto un pie en el mercado argentino y proyectan instalarse este año en el conurbano bonaerense y ampliar las posibilidades en Brasil y Uruguay.

En el mercado llama la atención que YPF se haya desprendido de una masa crítica importante de estaciones, aunque no se descarta la posibilidad de que YPF se quede con alguna.

YPF venía operando los

activos de la firma por decisión del juez en lo Comercial Javier Cosentino en sociedad con Destilería Argentina de Petróleo (Dapsa), cuando pasaron a ser las dueñas de Oil Combustibles por adjudicación mediante el remate de los bienes de quiebra de la firma. La otra petrolera que compitió en la puja fue la holandesa Trafigura.

YPF pidió autorización al síndico del concurso y al juez Javier Cosentino quien entiende en la quiebra de Oil Combustibles, para concretar la cesión de los contratos. Con respecto al resto de las estaciones de Oil, Dapsa será quien se quede con ellas.

Al parecer, la representante de Gulf continuará con la obligación de adquirir los combustibles a la refinería santafesina de San Lorenzo, que YPF y Dapsa compraron a la quiebra de oil y por la que pagaron unos US\$ 85 millones. La compra incluyó además el muelle y los tanques del complejo.

Los paraguayos quieren ampliar la cadena sumando estaciones independientes, sean blancas como de otras banderas con contratos próximos a vencer. El proyecto no es nuevo pero la devaluación y la caída del consumo postergó el desembarco en el país.

Proyectando Energía



Víctor Contreras
victorcontreras.com.ar

Por condiciones abusivas

Todos contra Visa

Estaciones de servicio presentaron ante la Justicia una demanda colectiva contra Visa. La denuncia recayó en el Juzgado Nacional Comercial N° 8 a cargo de Javier Costantino, el mismo que gestionó la quiebra de Oil Combustibles. Exigen que se reduzcan las comisiones y plazos de pago.

El juicio se suma a la denuncia que FAENI presentó ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia Según publicó Surtidores, la Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior (FAENI), entidad que agrupa a las Estaciones de Servicio de Santa Fe, con el apoyo de la Confederación de Entidades de Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina (CECHA) interpuso ante los tribunales de Capital Federal una demanda contra Prisma medios de pago S.A. (la dueña de las tarjetas de crédito VISA en Argentina) para intentar reducir las comisiones y plazos de pago que esta última impone unilateralmente, condiciones que los estacioneros consideran abusivas.

La acción colectiva se suma a la denuncia que esa misma entidad presentó ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia y a otras acciones que las estaciones tienen planeadas, es el resultado de las infructuosas tratativas que en los últimos tiempos tuvieron lugar ante las distintas empresas de tarjetas de crédito y la Secretaría de Comercio de la Nación.

Las mencionadas condiciones con las que se opera con las tarjetas, sostienen los estacioneros, sobre todo en tiempos de crisis, ponen en riesgo su subsistencia. De hecho es creciente el número de pymes del sector que desaparece del mercado. Ante situaciones similares en los EE.UU., Visa y Mastercard también fueron demandadas colectivamente ante el Tribunal del Distrito Este de Nueva York. Advirtiendo que ese proceso judicial les venía siendo desfavorable, las compañías de tarjetas firmaron un acuerdo por el cual aceptaron devolver a los comerciantes hasta 6.240 millones de dólares por las comisiones abusivas que les habían cobrado.

También en Europa se forzó una mejora de las condiciones para los comercios que operan con tarjetas de crédito. Así, en el año 2014, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, impuso una millonaria multa a Mastercard por las tasas de intercambio que cobraba. En ese contexto, en el mismo año 2014, la Comisión Europea aceptó el compromiso de VISA de disminuir las comisiones entre el 40 y el 60 por ciento.

El ofrecimiento de VISA no fue espontáneo. En realidad fue el modo de evitar un proceso sancionador que podía alcanzar hasta el 10 por ciento de su facturación global.

Por último, en el año 2015, la Comunidad Europea dictó el Reglamento 2015/2366 (PSD2) medio por el cual obligó a los sistemas de tarjetas de todos los países de la Comunidad a disminuir drásticamente esos porcentajes. Fue así como se estableció un tope para las tasas de intercambio del 0,2 por ciento para operaciones con tarjeta de débito y del 0,3 para operaciones de crédito.

Gasnea obtuvo la licencia para otras provincias del norte

La distribución gas natural por redes en Chaco comenzará en febrero

El gobierno de Chaco estimó que la distribución de gas “comenzará en febrero después que la empresa GASNEA terminen trámites pendientes”, dijo el ministro provincial de Infraestructura, Fabián Echazarreta.

“La concesionaria hará una inversión inicial de 60 millones de pesos para llegar con las redes a los hospitales Pediátrico y Perrando de Resistencia y los parques industriales de Puerto Tirol y Presidencia Roque Sáenz Peña”, indicó el funcionario.

Para “evitar demoras en discusiones que pueden llevar meses, el gobernador Domingo Peppo decidió que la provincia invierta 10 millones de pesos en la estación reductora de presión en Puerto Tirol”.

Echazarreta dijo también “el gobierno provincial es el principal interesado en el desarrollo de esta alternativa energética que, aunque tradicional, para nosotros es importante porque contribuirá a bajar el costo energético para grandes consumidores e impulsar la producción y creación de empleo”.

Luego señaló que “por supuesto que nos interesa el acceso de los ciudadanos a este servicio y por eso se comenzará por los hospitales centrales de la provincia y habrá una línea de crédito del Nuevo Banco del Chaco para las conexiones domiciliarias”.

“Después del día 20 de este mes veremos a través de nuestra unidad ejecutora los avances administrativos a ni-

vel provincial y consultaremos a los municipios involucrados para tener claridad sobre el inicio de las obras que también”, añadió.

Desde 1997 el Poder Ejecutivo nacional adjudicó a GasNEA la licencia de distribución de gas por redes en las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos que en principio es de 35 años y con una opción a 10 años.

La empresa que prestará el servicio aún no tiene oficina habilitada en la capital chaqueña y según informa en su página web está integrada por las empresas Gaseba S.A. y Gas del Sur S.A. (Grupo Gaz de France), Emprigas S.A. (grupo Benito Roggio) y Bidas S.A.P.I.C.

Se trata de un pozo de una profundidad de 2.700 metros

Importante descubrimiento en el norte salteño

Un importante yacimiento de petróleo fue descubierto en la formación Las Breñas, en el departamento Orán, del norte salteño, por parte de una Unión Transitoria de Empresas (UTE) conformada por las compañías High Luck Group y Pampa Energía, informaron desde la Secretaría de Energía provincial.

El pozo, perforado en la formación Las Breñas, en el área conocida como Chirete, será sometido a pruebas extendidas para medir posibles volúmenes de producción.

La Secretaría de Energía del Ministerio de Producción, Trabajo y Desarrollo Sustentable de Salta anunció que el descubrimiento estuvo a cargo de la UTE conformada por las compañías High Luck Group y Pampa Energía.

Se trata de un pozo petrolífero a una profundidad de 2.705 metros, del que se recuperaron 48,8 metros cuadrados de petróleo de 36,6 grados API en 15,5 horas.

Si bien los resultados obtenidos son posi-

tivos, para continuar con la etapa de identificación y comercialización es necesario realizar numerosos estudios y ensayos específicos.

Las rocas ordovícicas de la Formación Las Breñas han sido descritas como areniscas cuaríticas a sublíticas de color gris amarillento a rosado, de aspecto sacaroideo, cuya granulometría varía de muy fina a fina, de buena selección, compuestas principalmente por cuarzo, con aisladas inclusiones de micas y feldespatos.

El descubrimiento permite ampliar los prospectos exploratorios y continuar impulsando medidas tendientes a favorecer la explotación de hidrocarburos y la eventual explotación de los mismos.

Los voceros indicaron que, de confirmarse los buenos resultados, se puede establecer la presencia de un nuevo sistema petrolero en la Subcuenca de Lomas de Olmedo, denominado Yacoraite-Las Breñas.

inca

EL COMPLEJO INDUSTRIAL QUE FABRICA, PROVEE Y EJECUTA GRANDES MONTAJES DE AISLACIÓN

Florida 274 2° piso. C.A.B.A (011) 4326-0062

Ruta 7 Km 70 Lujan (02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

Andamios




Certificado de conformidad INTI N° 67-31300

Este producto está certificado bajo las normas:

UNE-EN 12810-1
UNE-EN 12811-1

Aislaciones Térmicas




Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

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

Planea producir hasta 70 mil barriles diarios en seis años

Shell encarará el desarrollo de tres bloques que opera en Vaca Muerta

La petrolera Shell Argentina anunció su decisión de encarar la fase de desarrollo en tres bloques que opera en la formación geológica no convencional de Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina.

Se trata de los bloques Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste (CASO) en los cuales ha venido invirtiendo a razón de 300 millones de dólares anuales en los tres últimos años, en la fase piloto.

El presidente de la compañía desde octubre último, Sean Rooney, realizó el anuncio en un acto conjunto con el gobernador del Neuquén, Omar Gutiérrez. Shell tenía plazo máximo hasta 2020 para continuar en la etapa piloto de perforación en procura de yacimientos de crudo y gas no convencional en dichos bloques, pero los resultados preliminares de producción obtenidos a la fecha impulsaron la decisión de acelerar el proceso y activar ahora el desarrollo masivo de las áreas. En la determinación incidió también la baja de costos operativos de perforación

de pozos, explicó Rooney, “en base a nuestra experiencia en yacimientos similares en los Estados Unidos y Canadá”.

“Cuando hay algo importante por hacer no hay que esperar” afirmó el directivo quien detalló que “la primera etapa de desarrollo consistirá en la perforación y la construcción de infraestructura para incrementar la producción de petróleo y gas y nuestra capacidad de procesamiento instalada (en 2016) de los 12 mil barriles equivalentes de petróleo diarios (bped) a más de 40 mil para el año 2021”. El gobernador Gutiérrez saludó la decisión de Shell y consignó que las proyecciones realizadas por la compañía refieren a una producción de 70 mil barriles diarios en unos seis años. Al respecto, Rooney explicó que “el desarrollo pleno” hasta alcanzar dicha meta “estará sujeto al resultado de las operaciones y condiciones económicas”.

Es que para el desarrollo de este tipo de inversiones a largo plazo deberán conjugarse factores como el precio in-

ternacional de los hidrocarburos, los costos de producción, y los precios internos que registrarán por el gas y el crudo.

El anuncio realizado por Shell se enmarca en un contexto en el cual el gobierno esta reconsiderando a la baja los criterios de aplicación (alcance) y de precios establecidos por la resolución 46/2016, del ahora ex ministerio de Energía, que estableció un plan estímulo a la producción de gas no convencional. Ello en el marco del Plan de ajuste fiscal ordenado por el Palacio de Hacienda.

También por estos días está sujeta al análisis de empresas productoras y de la secretaría de Energía la situación (coyuntural) de la baja internacional de los precios del crudo y la repercusión que ello traerá aparejado en las inversiones locales para producir petróleo en yacimientos convencionales y no convencionales.

Con todo, el Director de Upstream del Grupo Shell, Andy Brown, destacó que “Vaca Muerta ocupa un rol muy importante en nuestro

portfolio global de No Convencionales.

Rooney explicó que “los resultados preliminares de la producción temprana de nuestros proyectos piloto en Vaca Muerta fueron positivos” y que espera también “poder seguir trabajando junto a las comunidades en el desarrollo de capacidades y el crecimiento de talentos en la región del Neuquén”.

La compañía programo subir un segundo equipo de perforación en los primeros meses del año y un tercer equipo en octubre de 2019. Los socios de Shell en estos bloques son la empresa provincial Gas y Petróleo del Neuquén (GyP), con una participación de 10 por ciento en las tres áreas en desarrollo, y de Vista Oil and Gas (que conduce el ex YPF Miguel Galuccio), con 10 por ciento de participación en Coirón Amargo Sur Oeste (CASO).

El gobernador Gutiérrez refirió que ya está programada la perforación de 304 nuevos pozos en 38 locaciones en este año, lo que implicará pa-

sar de los 1.147 pozos realizados hasta 2018, a 1.451 a finales de 2019.

Enfático, el funcionario remarcó que “a ello debe sumarse las inversiones realizadas y en curso en la construcción de caminos internos, oleoductos, gasoductos e instalaciones diversas para que ya tengamos un 4 por ciento de la superficie total de Vaca Muerta en etapa de desarrollo masivo”. Acompañado por el ministro de Energía provincial, Alejandro Monteiro, y el presidente de G&P, Alberto Saggese, Gutiérrez hizo especial hincapié en el “aporte de la Cuenca Neuquina al país con la producción creciente de hidrocarburos y su exportación”.

En Vaca muerta hoy están operando 36 equipos y serán 54 a finales de 2019”, remarcó. Acerca de los pedidos de exportación (de gas) aprobados por Energía, el funcionario refirió que ya suman 12 y que hay 21 solicitudes a la espera. Preguntado por la incidencia de las retenciones a la exportación de crudo (de 4 pesos por cada dólar) en las decisiones de inversión habida cuenta la actual baja de precios internacionales, el gobernador se manifestó partidario de la eliminación de tales retenciones o su compensación por algún reintegro a las empresas por el petróleo que no se exporta.

aggreko

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



aggreko

Visite  aggreko.com

Contáctenos  (011) 4846 7403

El consejo administrativo aprobó un programa de gestión para el próximo quinquenio

La estatal brasileña Petrobras ya tiene su plan estratégico

El Plan Estratégico proporciona una nueva visión de empresa integrada que buscará cada vez más la diversificación de las fuentes y los usos de la energía. El foco en petróleo y gas, dará más espacio para otras fuentes de energía, en el horizonte hasta 2040.

Exploración & Producción

- Maximizar el valor de Petrobras a través de la gestión activa de la cartera de E&P;
- Garantizar la sostenibilidad de la producción de petróleo y gas, con prioridad para las operaciones en aguas profundas.

Gas Natural

- Optimizar la posición en el segmento de gas natural y energía en Brasil y desarrollar posiciones en el mercado global, a través de alianzas.

Refino, Transporte, Comercialización y Petroquímica

- Maximizar el valor de Petrobras por medio de una gestión activa de la cartera de refino, logística, comercialización y petroquímica integrados a las actividades de producción de petróleo y gas nacionales;

- Salir de los negocios de fertilizantes, distribución de GLP y de las participaciones y producción de biodiesel y etanol.

Renovables

- Actuar en negocios de energía renovable de forma rentable, con foco en eólica y solar en Brasil.

Estrategias Corporativas

- Desarrollar las competencias críticas y una cultura de alto desempeño para atender a los nuevos desafíos de la compañía;

- Preparar a Petrobras para un ambiente más competitivo apoyándose en la eficiencia de costos, escala y transformación digital;

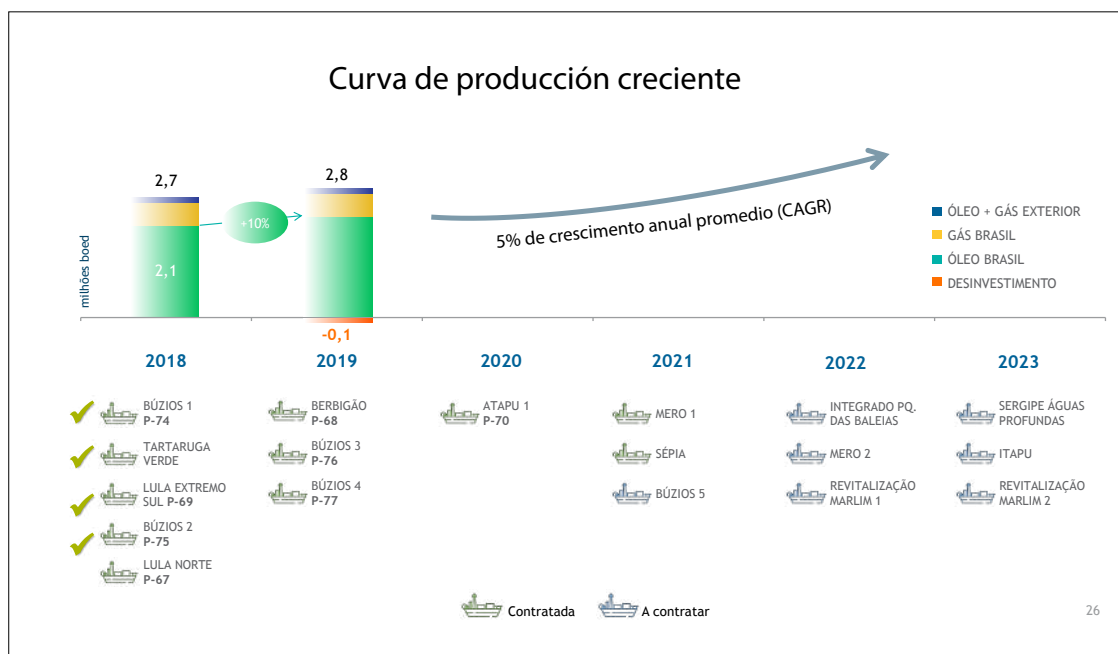
- Evaluar las alianzas actuales y futuras buscando la integridad y la creación de valor;

- Fortalecer la credibilidad, el orgullo y la reputación de Petrobras junto a nuestros públicos de interés.

Plan de Negocios y Gestión 2019-2023

Integrado al Plan Estratégico, el Plan de Negocios y

		2019	2020	2021	2022	2023
Precio del petróleo Brent	US\$/barril	66	67	72	75	75
Tipo de cambio nominal	R\$/US\$	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8



Gestión detalla la planificación operacional, con foco en seguridad, así como la planificación financiera y la búsqueda de la rentabilidad de nuestros negocios para los próximos cinco años.

El Plan incorpora una nueva métrica de topo, buscando garantizar la rentabilidad, además de mantener las métricas de seguridad y de reducción de la deuda, que orientan las estrategias de la compañía:

- Tasa de Accidentados Registrables por millón de hombres-hora (TAR) por debajo de 1,0 en 2019;

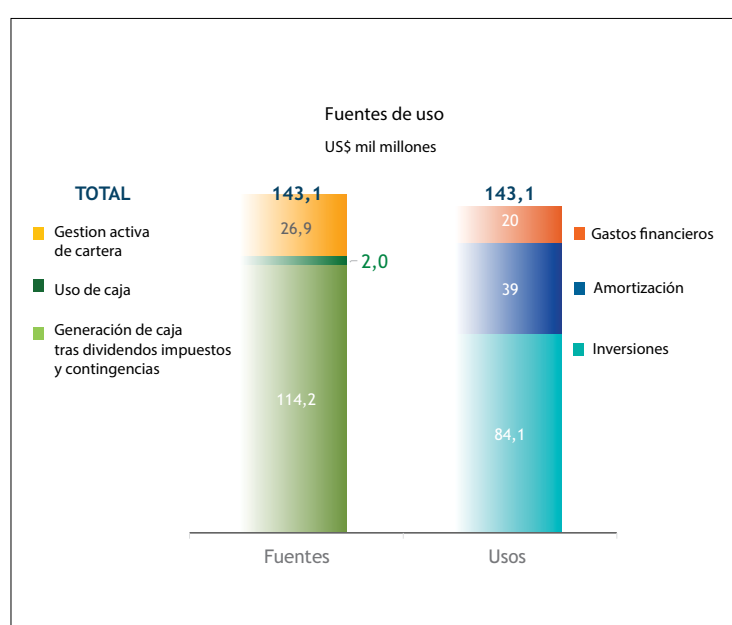
- Deuda neta/EBITDA ajustada de 1,5 en 2020;

- Retorno sobre el capital empleado (ROCE) por encima del 11% en 2020.

Para las entregas del Plan, se consideraron las siguientes premisas:

La cartera de inversiones del PNG 2019-2023 suma US\$ 84.100 millones y fue construida teniendo en vista tres motores centrales de generación de valor para la compañía: La exploración y producción continúa siendo el motor más importante de generación de valor de la compañía, y permanece el foco en el desarrollo de la producción en aguas profundas, especialmente en las áreas del presal.

El refino, transporte y comercialización seguirán actuando de forma integrada al E&P, pero con un nuevo modelo de participación de Petrobras, considerando asociación con otras empresas, y en el caso de la petroquímica, una mejor explotación de



su potencial de integración con el refino. Con la expansión de la producción de gas, la compañía buscará una mayor generación de valor, considerando el gas natural como vehículo de crecimiento y de establecimiento de una posición global para Petrobras.

La compañía también buscará alianzas en negocios de energía eléctrica renovable, como un nuevo motor de generación de valor con foco en el futuro sostenible de la compañía.

Producción de Petróleo, LGN y Gas Natural

En 2019, el crecimiento de la producción de petróleo será del 10% en Brasil y del 7% en la producción total, en virtud de la entrada en operación de 5 nuevos sistemas en 2018 y más 3 en 2019. A lo largo

del Plan, está prevista la entrada en operación de 13 nuevos sistemas. Para el periodo entre 2020 y 2023, la producción total de petróleo y gas natural tendrá un crecimiento medio del 5% al año.

La continua eficiencia de costos y el costo de extracción en el presal inferior a US\$7/boe conducirán el costo de extracción medio a niveles inferiores a US \$ 10/boe a partir de 2020.

Reposicionamiento en Refino

El Plan prevé el reposicionamiento en la refinación, a través de asociaciones en los clusters Nordeste y Sur, que representa el 40% de la capacidad instalada de refinación en Brasil, lo que permite compartir los riesgos del negocio y establecer una indus-

tria más dinámica, competitiva y eficiente, además de la generación de liquidez para la compañía.

Sostenibilidad

Este plan trae también un compromiso con la descarbonización de procesos y productos, con establecimiento de crecimiento cero de las emisiones absolutas operacionales en el horizonte hasta 2025 - con 2015 como referencia - incluso con el aumento de la producción. Se están estableciendo metas de reducción de intensidad de emisiones en un 32% de E&P y un 16% en Refino entre 2015 y 2025, cuando alcanzaremos 15 kg CO₂e / boe en E&P y 36 kg CO₂e/CWT en Refino.

Financiabilidad

A través de la disciplina de costos, reducción de la deuda y compromiso con la rentabilidad, la compañía estima una generación de flujo de caja libre robusta en el periodo del PNG. Petrobras dará continuidad a los proyectos de desinversiones ya anunciados y continuará con alianzas y desinversiones orientadas por la gestión activa de cartera, con potencial de entrada de caja en el periodo del Plan de US\$ 26.900 millones.

Estas iniciativas, asociadas a una generación operacional de caja estimada en US\$ 114.200 millones, tras dividendos, impuestos y contingencias, permitirán a Petrobras realizar sus inversiones y reducir su endeudamiento, sin necesidad de nuevas captaciones netas en el horizonte del PNG. La compañía buscará una estructura óptima de capital, con apalancamiento (endeudamiento neto+patrimonio neto) en torno al 25%. Se mantendrá la política de remuneración a los accionistas y la eventual alteración en la distribución de dividendos tendrá en cuenta la reducción de los indicadores de endeudamiento y nuevas oportunidades de inversión.

Gestión de Riesgos

Petrobras continúa trazando sus principales riesgos y adoptando iniciativas específicas para el perfeccionamiento de su gestión, incluyendo la identificación y la planificación de acciones de mitigación, para permitir una respuesta oportuna y adecuada, en cualquier escenario.

Entre los principales riesgos identificados en el horizonte PNG 2019 - 2023, se destacan:

- Ejecución de los grandes proyectos;
- Política comercial;
- Realización de alianzas y desinversiones;
- Procesos judiciales y contingencias;
- Continuidad operativa.

Importante acuerdo entre germanos y bolivianos

Alemania extraerá 40.000 toneladas de litio anuales de minas de Bolivia

El almacenamiento y las baterías de litio tienen un papel clave en los mercados de energía y quien lo controle, podría liderar el futuro del sector. Por el momento, China va ganando la partida, ya que produce el 98% de las baterías del mundo, pero los alemanes se han puesto las pilas, nunca mejor dicho, y han dado un paso importante para reducir su dependencia de los líderes asiáticos del mercado en la naciente era de los vehículos eléctricos.

Acaban de firmar una jugosa joint-venture con el gobierno boliviano para formar una empresa mixta dedicada a la explotación de litio del salar de Uyuni, considerado una de las mayores reservas mundiales de este cada vez más apreciado mineral.

Los presidentes de estatal Yacimientos del Litio Bolivianos (YLB), Carlos Montenegro, y de la alemana ACI Systems, Wolfgang Schmutz, fueron los encargados de sellar el acuerdo en la sede del gobierno de Evo Morales, en La Paz. YLB poseerá el 51% de la sociedad conjunta y ACI Systems el 49% que se espera que quede constituida formalmente a partir de finales de este año.

El salar de Uyuni es el desierto de sal continuo más extenso del mundo, de unos 10.570 kilómetros cuadrados, con unas reservas de litio de más de diez millones de toneladas, un tercio del total en el mundo. El acuerdo incluye la producción de hasta 40.000 toneladas anuales de litio, que comenzará a ser efectivo en 2022, se extenderá durante los próximos 70 años, y creará hasta 10.000 trabajos locales directos e indirectos.

“Esa cifra, 40.000 toneladas, tomando como referencia la tecnología más avanzada en baterías a día de hoy, equivale a litio para 3,3 millones de co-



ches/año”, señalan fuentes del sector.

Tras el acuerdo, el ministro de Economía alemán, Peter Altmaier, ha señalado que “Alemania debe convertirse en el país líder para la pro-

ducción de celdas de batería y una gran parte de los costes de producción está vinculada a las materias primas. Por lo tanto, es recomendable que la industria alemana asegure sus necesidades de litio antes

de tiempo para evitar quedarse atrás y caer en la dependencia”.

Por el momento, la asociación es para extraer hidróxido de litio de los residuos que deja la producción del carbonato y no para poner en marcha una fábrica de baterías, como en un principio anunció el gobierno boliviano. Esta posible inversión en una planta industrial de cátodos y de baterías podría haber sido cercana a los 900 millones de dólares, si finalmente se construye en el plazo de unos tres años para comenzar la producción.

Para Alemania, el acuerdo público-privado forma parte de una gran iniciativa gubernamental para respaldar la producción de baterías en Europa y ayudar a que las empresas tengan más control sobre la cadena de valor añadido de los vehículos eléctricos.

Para Bolivia el acuerdo para extraer litio del salar de Uyuni permite al gobierno crear empleo en una región azotada por la pobreza y cum-

plir con su promesa de industrializar la economía, al tiempo que mantiene estándares medioambientales y sociales. El vicepresidente de Bolivia, Álvaro García Linera subrayó tras la firma que el país andino cuenta con un programa de industrialización de litio al que este socio alemán aportará inversión, conocimiento tecnológico y mercados como el europeo de baterías para automóviles eléctricos.

También se desplazó hasta el continente americano el ministro Wolfgang Tiefensee del Estado alemán de Turingia, que calificó de “momento histórico” esta firma en un área de “cooperación estratégica” entre ambos países, en la que la compañía alemana aportará una tecnología, según él, respetuosa con el medioambiente. Tiefensee indicó que la empresa mixta aportará “el valor agregado más grande posible” a Bolivia en la explotación de este recurso “de manera inteligente”.

El mes pasado el presidente de Bolivia, Evo Morales, invitó a la canciller de Alemania, Angela Merkel, a visitar el país suramericano para dialogar sobre proyectos como la industrialización del litio, una vez que ACI Systems fue elegida como socia de YLB para una de las principales apuestas industriales del gobierno boliviano.

La china Sinopec comienza a perforar

“Acuerdo de productividad” en Santa Cruz

La petrolera China Sinopec inició una campaña de perforación convencional en Santa Cruz, luego de haber alcanzado un “acuerdo de productividad” con el Sindicato del Petróleo y Gas Privado de esa provincia y con el Sindicato de Personal Jerárquico, se informó hoy.

El objetivo es “incrementar la producción y hacer viables proyectos de inversión en la zona de la Cuenca San Jorge”, destacó la multinacional de origen chino.

La empresa detalló que en el primer año de la campaña tiene previsto la perforación de más de veinte pozos y

la intervención de unos 64. “Esto responde al compromiso de mantener las inversiones en el marco del entendimiento al que se llegó con los gremios y que determinó un nuevo esquema de trabajo en la zona, para dar viabilidad al proyecto”, resaltó la compañía, en un comunicado.

Además, indicó que la campaña se llevará a cabo junto con la empresa AESA y en el primer año, las áreas donde se desarrollarán las tareas son El Cerdón, Cañadón Seco, Cañadón Minerales, Meseta Espinosa, Las Heras, Cerro Wenceslao, El Huemul, Las Heras y Meseta Sirven. GCH/LDC



REFERENTE
EN CONSTRUCCIONES
EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

VENTUS
NOS IMPORTA EL FUTURO

ELECTRICIDAD

El ENRE definió y puso en vigencia el procedimiento para verificar si las transportistas cumplen con inversiones anuales comprometidas

Eléctricas preparan primer informe sobre obras realizadas

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) activó el Procedimiento para el Control Físico del Plan de Inversión Anual presentado por las Empresas Concesionarias de Transporte de Energía Eléctrica cuando se concretó la Revisión Tarifaria Integral (RTI) para el rubro, correspondiente al período quinquenal 2017-2021.

Al respecto, dispuso también aprobar el Régimen Sancionatorio para los casos de Apartamiento del Plan de Inversiones a aplicar a dichas empresas, que fueron notificadas a través de la resolución 342/2018, publicada en el Boletín Oficial el 3 de enero.

La medida comprende a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER., a la Em-

presa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires TRANSBA, a su similar patagónica TRANSPA, a la cuyana DISTRICUYO, al Ente Provincial de Energía de Neuquén EPEN, a la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica del Noreste Argentino TRANSNEA, a sus similares del Noroeste TRANSNOA, y del Comahue TRANSCO, a CAMMESA y a la Secretaría de Energía.

La norma incluye dos anexos en los que se describen el procedimiento para el seguimiento físico del plan de inversiones presentado por las Concesionarias, que involucra inversiones en bienes de uso e inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condi-

ciones de calidad requeridas. Al respecto cabe señalar, que se determinarán los eventuales apartamientos entre las inversiones físicas anuales informadas por cada transportista, que deberán corresponderse con el plan aprobado en la RTI, y las inversiones físicas que realmente ejecute la transportista. El proceso se inicia con la presentación en forma anual por parte de la concesionaria, del plan de inversiones del año, para cada año del quinquenio, ajustado eventualmente por la transportista con la justificación del caso. Continúa trimestralmente con la presentación de avance físico de cada una de las inversiones, para luego dar lugar al seguimiento por parte del ENRE de su realización en el curso del respectivo año. En el caso

de eventuales modificaciones respecto al plan aprobado en la RTI, la transportista deberá informar y justificar dichos cambios, de acuerdo a lo especificado en el instructivo.

Dichas modificaciones serán tenidas en cuenta, salvo que el ENTE presente alguna objeción.

Cada trimestre calendario la transportista deberá presentar el informe de avance al Ente, deberá informar y justificar cambios, y el ENRE realizará la verificación física a su criterio en forma total o muestral de todas las inversiones involucradas.

La resolución establece que si por causas imputables a la transportista, el ENRE no puede realizar las verificaciones que disponga al efecto, las inversiones serán con-

sideradas como no ejecutadas y la transportista será pasible de las sanciones que correspondan aplicar por el incumplimiento al deber de informar, según lo establecido en su Contrato de Concesión.

Asimismo, la transportista deberá presentar un informe de cierre del año, con todos los proyectos finalizados al 31 de diciembre, o con el grado de avance alcanzado a esa fecha, el que tendrá carácter de declaración jurada y deberá ser certificado por un auditor independiente.

En caso de verificarse incumplimientos por parte de las empresas concesionarias, la sanción anual resultante será informada a la COMPAÑÍA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), quien la descontará de la remuneración que percibe la transportista sancionada y prorrateará dicho descuento entre los usuarios de la misma, teniendo en cuenta su participación en la remuneración percibida por la transportista en el año analizado.

Con una inversión cercana a los US\$ 40 millones entró en funcionamiento con una potencia instalada de 24.15 Mw

PAE inauguró su primer parque eólico

Comenzó a generar energía el Parque Eólico Garayalde, el primer desarrollo de Pan American Energy (PAE) en el mercado de las energías renovables, con una inversión cercana a los 40 millones de dólares.

El Parque Eólico Garayalde, ubicado en la provincia de Chubut a unos 200 km de Comodoro Rivadavia, entró en funcionamiento con una potencia instalada de 24.15 megavatios y capacidad para satisfacer el consumo eléctrico anual de más de 20.000 hogares.

Situado en el cruce con la Ruta Provincial N°30, de acceso a la localidad chubutense de Camarones, el emprendimiento pertenece a Parque Eólico del Sur, una sociedad conformada por Pan American Energy, compañía operadora con una participación del 55%, y 3Gal (45%).

Este desarrollo significa el ingreso de PAE en el mercado de las energías renovables, con un aporte al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de más de 114.000 MWh/año.

El Parque Eólico Garayalde fue el primer proyecto en firmar, en enero de 2017, un contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA en el marco de la Ronda 1 del Programa RenovAr. Esta iniciativa fue lanzada por el Gobierno Nacional en mayo de 2016 con el objetivo de incorporar fuentes renovables a la matriz energética de Argentina.

El parque genera energía eólica a través de 7 aerogeneradores e incluyó la construcción de una subes-



tación transformadora que permite aportar al MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) la energía generada.

La inversión demandada fue cercana a los 40 millones de dólares y se inició con el trabajo de suelo en las 700 hectáreas que conforman el predio.

Se construyeron las bases portantes para las torres de 85 metros de altura donde fueron montados los aerogeneradores de la marca danesa Vestas que poseen una hélice tres pa-las con un diámetro de 126 metros.

A su vez, fue necesario realizar un estudio previo de vientos y obras complementarias, como el trazado de caminos internos y el tendido eléctrico que funciona como vínculo con la red del SIN a través de la línea de 132 Kv que va desde Florentino Ameghino hasta Comodoro Rivadavia.

La construcción del parque eólico contó con la participación de pymes locales de la provincia de Chubut y demandó el trabajo de un centenar de personas de la región.

Parque Eólico Garayalde en cifras

- 7 aerogeneradores instalados.
- 40 millones de USD invertidos.
- 700 hectáreas de parque.
- 24,15 MW de potencia instalada.
- 20.000 hogares abastecidos.
- 114.000 MWh al año generados.

Características de los aerogeneradores

- Modelo: Vestas V136-3.6MV
- Potencia: 3,45 MW
- Diámetro rotor: 126 metros
- Largo de pala: 63 metros
- Altura torre: 85 metros
- Velocidad media: 8,5 m/s
- Velocidad mínima: 3 m/s
- Velocidad máxima: 22,5 m/s

Con nuevos proyectos habilitados en la provincia de San Juan

Genneia ya supera los 1.000 MW de generación

Comenzó a operar comercialmente el parque eólico Villalonga (51,45 MW) y los parques solares Ullum 1 y 2 (50 MW); en ellos, la compañía invirtió US\$ 133 millones

Genneia, compañía líder en provisión de soluciones energéticas sustentables, recibió en diciembre pasado la habilitación de Cammesa para el inicio de las operaciones comerciales de dos nuevos pro-

yectos renovables: el parque eólico Villalonga (51,45 MW) y los parques solares Ullum 1 y 2 (50 MW), en la provincia de San Juan.

Ambos proyectos se construyeron a partir de las licitaciones del programa RenovAr y le permitieron a Genneia superar la barrera de los 1000 MW de potencia de generación. El Parque Eólico Villalonga se encuentra en el partido de Carmen de Patagones, al Sur de la provincia de Buenos Aires. Cuenta con 15 aerogeneradores Vestas, ubicados en un predio de 727 hectáreas.

La obra se ejecutó en 14 meses, empleó 200 trabajadores y tuvo una particularidad: es el primer parque eólico en la Argentina con torres fabri-

cadadas integralmente en el país por la empresa GRI Calviño.

Este proyecto generará 238.000 MWh al año, equivalentes al consumo de 79.000 hogares en nuestro país.

Ullum 1 y 2 (50 MW) son los primeros parques solares de Genneia. Se encuentran en la provincia de San Juan. El proyecto se completa con otros 32 MW (Ullum 3), cuya habilitación comercial se espera para los próximos días.

Para la construcción de estos parques solares se necesitaron 280.000 paneles montados en un predio de 279 hectáreas, que generarán 216.000 MWh al año, equivalentes al consumo 48.000 hogares argentinos.

La obra demandó 10 meses y empleó a 550 trabajadores.

Estas habilitaciones comerciales se suman a las alcanzadas la semana pasada con los parques eólicos Madryn (70 MW) y Chubut Norte (28,5 MW) y a los ya operativos en Rawson (100 MW) y Trelew (51 MW).

Genneia totaliza 364 MW de generación de energía renovable, además, está construyendo los proyectos eólicos Madryn II (150 MW), Pomona I (100 MW), Chubut Norte II (26 MW), Chubut Norte III (82,8 MW), Chubut Norte IV (57,6 MW), Necochea (38 MW), y una central de biomasa en La Florida, Tucumán, por 19 MW.

También es propietaria y operadora de 9 centrales de generación térmica (638 MW).



Por los recortes en las renovables, arbitraje en el Ciadi

Más denuncias de European Solar Farms a España

La danesa European Solar Farms presentó la trigésimo segunda denuncia contra España ante la Corte Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), dependiente del Banco Mundial, por los recortes a las renovables.

Esta es la tercera demanda presentada ante el organismo en lo que va del año contra el gobierno de España por los recortes en la retribución de las renovables. La anterior tuvo lugar el pasado mes de noviembre y fue presentada por la suiza EBL y la española Tubo Sol PE2.

De estas más de 30 denuncias, el Ciadi ya falló en tres de ellas a favor del demandante, en los casos de Masdar, perteneciente a al fondo soberano de Abu Dabi Mubadala, reconociéndole una indemnización de 64 millones de euros; Eiser Infraestructure, condenando a pagar 128 millones de euros más intereses; y el fondo Antin, con el pago de una indemnización de 112 millones de euros.

No obstante, en los tres casos la ejecución de los laudos no se ha llevado a cabo, ya que se encuentran recurridos por el gobierno español en procedimiento de anulación, en el caso de Eiser, o en periodo de solicitud de rectificación, en las demandas de Masdar y Antin.

Además, el Estado español ha sufrido dos reveses más en los arbitrajes internacionales. El pasado mes de noviembre la danesa Athena Investments comunicó que había ganado un laudo contra España ante el Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo (SCC), que le favorecía con una indemnización de 11 millones de euros.

Asimismo, el tribunal sueco también reconoció el pago de 53 millones de euros a la firma NovEnergia por los recortes a las renovables, aunque posteriormente suspen-

dió la ejecución del laudo.

La resolución de estos procesos en contra del Estado está en el aire, ya que a finales del año pasado la Comisión Europea respaldó al gobierno de España en este frente abierto por los arbitrajes de las renovables, al considerar que al haberse iniciado por inversores de otros Estados de la UE era una situación contraria al Derecho de la Unión.

Asimismo, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TUE) falló en marzo que la cláusula de arbitraje incluida en el acuerdo entre Eslovaquia y Países Bajos sobre la protección de inversiones no era compatible con el Derecho de la UE.

Este fallo abría una vía favorable para España en el conflicto con los fondos de inversión extranjeros por las renovables, aunque no definitiva, ya que muchos de los arbitrajes de inversión se han iniciado al amparo de la Carta Europea de la Energía.

Anteriormente, España había ganado una demanda presentada por Isolux, mientras que también decayó la demanda de 6 millones de euros de Solarpark Management, que había denunciado ante el SCC.

Los reclamos de los inversores extranjeros en tribunales internacionales de arbitraje por estos recortes a las energías renovables ascienden a más de 8.000 millones de euros. Entre todas estas demandas presentadas, se destaca la interpuesta por el conglomerado The PV Investors ante la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (Uncitral), que asciende a 1.900 millones de euros, casi una cuarta parte de todas la cantidad demandadas a España.

Según la información remitida al Ciadi, la sociedad, radicada en Dinamarca, cuenta con el asesoramiento jurídico del despacho de abogados King & Spalding.

Bill Gates a favor de la nuclear

A fin de año Bill Gates escribió en su blog que rechaza la idea de que la energía renovable por sí sola puede reducir suficientemente las emisiones de CO2 y abordar la lucha mundial contra el cambio climático.

“Algunas personas creen que tenemos todas las herramientas que necesitamos, y que reducir el coste de las energías renovables como la solar y la eólica resuelve el problema”, explicó el magnate empresarial en Gates Notes, su blog personal, “pero estas energías son fuentes intermitentes, y es poco probable que tengamos baterías súper baratas en el corto plazo que nos permitan almacenar suficiente energía para cuando el sol no brille o el viento no sople”.

De hecho, el fundador de Microsoft alaba el potencial de la tecnología nuclear.

“El próximo año hablaré más sobre cómo EEUU debe recuperar su liderazgo en la investigación de la energía nuclear”, escribió, “es ideal para enfrentar el cambio climático, porque es la única fuente de energía escalable y libre de carbono que está disponible las 24 horas del día”.

TRANSPORTE

- Marítimo
- Aéreo
- Terrestre
- Multimodal
- Cargas proyecto

SEGURIDAD OPERATIVA

- INTEGRACIÓN
- INNOVACIÓN
- TRANSPARENCIA

ISO 9001
ISO 14001
Trace Certification

4310 2442
energy@ulog.com.ar
ulog.com

CUMPLIMOS 10 AÑOS,
LOS CELEBRAMOS CON
NUESTROS CLIENTES Y PROVEEDORES

SOLUCIONES LOGÍSTICAS

Según el informe de Fundelec Noviembre registró una caída en capital de 3,1%

Cayó la demanda eléctrica

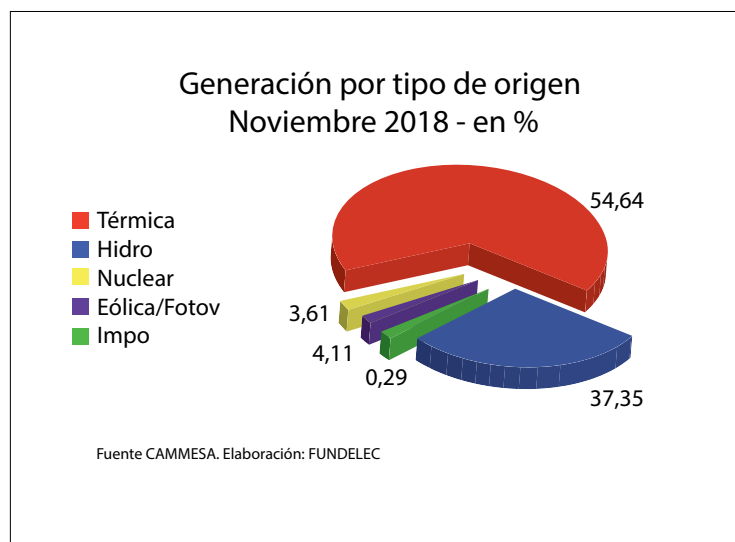
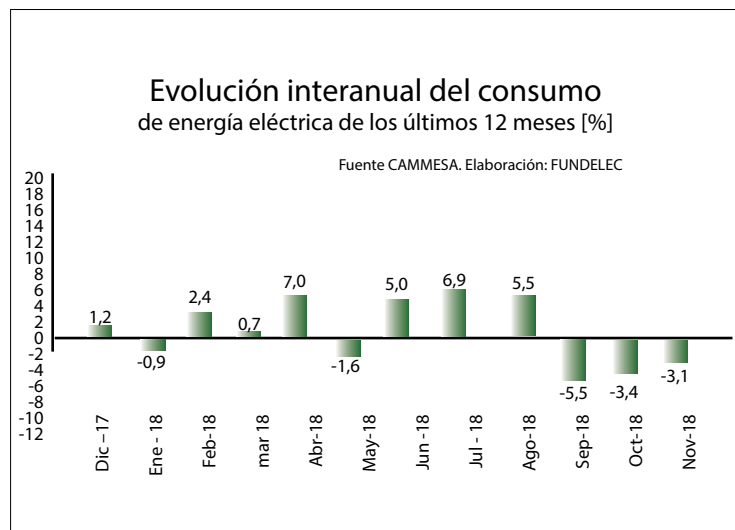
Con temperaturas superiores a las de noviembre de 2017, la demanda de energía eléctrica en el penúltimo mes del 2018 presentó un descenso de 3,1% interanual.

En el mismo sentido, el consumo de Capital y el Conurbano bonaerense mostró una baja importante tanto en EDESUR (-1,7%) como en EDENOR (-2,4%), mientras que en el resto del país mostró una tendencia a la baja: -3,2%, según datos provisionales de CAMMESA. El descenso se presentó tanto en los usuarios residenciales como en los comerciales e industriales de todo el país.

Por este motivo, se debe aclarar que, más allá de las temperaturas elevadas y el factor estacional, se presentó el tercer mes consecutivo de baja en el consumo y la marca más baja desde el mes de octubre de 2013 en términos nominales (en ese entonces, había sido de 10.015,7 GWh).

Así, luego de un trimestre (junio, julio y agosto) con un ascenso de 5,8%, se registró el descenso trimestral (septiembre-octubre-noviembre) más pronunciado del año en términos porcentuales de -4%; mientras que, en los once meses del 2018, la demanda muestra un incremento del 1,2% respecto del mismo periodo de 2017.

En noviembre de 2018, la demanda neta total del MEM fue de 10.029 GWh; mien-



tras que, en el mismo mes de 2017, había sido de 10.345,5 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -3,1%. No obstante, existió un creci-

miento intermensual de 1,6%, respecto de octubre de 2018, cuando había tenido una demanda de 9.875,1 GWh.

Asimismo, y según los datos de Cammesa, se puede discriminar que, del consumo total de noviembre, el 40% (3.994,7 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 29% (2.977 GWh) y el industrial 31% (3.057,3 GWh). También, en comparación interanual, la demanda residencial bajó 1%, mientras que la comercial descendió 3,1% y la industrial mostró un descenso aún mayor: 6,2%.

Así y todo, concluidos los primeros once meses, la demanda eléctrica registra un incremento del 1,2%. Asimismo,

mo, el año móvil (los últimos 12 meses) muestra un ascenso leve del consumo del 1,3%.

Consumo a nivel regional

En cuanto al consumo por provincia, en noviembre, 20 fueron las provincias y empresas que marcaron descensos: Catamarca (-42%), San Luis (-13%), San Juan (-11%), Jujuy (-11%), La Rioja (-10%), Tucumán (-9%), La Pampa (-7%), Mendoza (-7%), Santiago del Estero (-5%), Salta (-5%), Neuquén (-5%), Córdoba (-4%), Eden (-3%), Chubut (-2%), Entre Ríos (-2%), Santa Fe (-1%), Río Negro (-1%), Edea (-1%), entre otros. Por su parte, se registraron 7 ascensos en los requerimientos eléctricos al Memen Misiones (12%), Chaco (10%), Santa Cruz (9%), Corrientes (6%), Formosa (3%), Edelap (2%), Edes (-1%), entre otros.

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes:

Noa -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó un descenso de 13,5%.

Cuyo -San Juan y Mendoza- presentó una baja -8%.

Centro -Córdoba y San Luis- descendió la demanda respecto al año anterior porque la caída fue de 5,2%.

Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- descendió el consumo del año anterior y se ubicó en 4,2%.

Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA- tuvo una baja de 2,1%.

Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- bajó un 1,2%.

Bas -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- descendió un 0,6%.

Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo se mantuvo igual con respecto al año anterior. Nea -Chaco, Formosa,

Corrientes y Misiones- registró un crecimiento de 7,4%.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un descenso conjunto de 2,1%, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo un importante decrecimiento de 2,4%, mientras que en Edesur la demanda descendió un 1,7%. En tanto, en el resto del Mem existió un decrecimiento de 3,2%, según datos provisionales de Cammesa.

Temperatura

La temperatura media de noviembre fue de 21.4 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 20.6 °C, y la histórica del mes es de 20.3 °C.

Datos de generación

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación local presentó un decrecimiento frente al mes de noviembre de 2017, siendo 10.388 GWh para este mes contra 10.726 GWh para el mismo periodo del año anterior.

Al igual que, en los últimos meses, la participación de la importación fue baja a la hora de satisfacer la demanda. Se importaron 30 GWh para octubre de 2018 frente a 18 GWh importados en octubre de 2017.

Según datos de todo el mes, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con 54,64% de los requerimientos.

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 37,35%, las nucleares proveyeron un 3,61%, y las generadoras de fuentes alternativas, un 4,11% del total. Por otra parte, la importación representó apenas el 0,29% de la demanda total.

Fundelec es una institución que trabaja para la difusión del desarrollo del sector eléctrico argentino, teniendo en cuenta las necesidades de la industria eléctrica y de sus consumidores con la finalidad de hacer sustentable el servicio.

Suscribase

Energía&Negocios

4371-6019 / info@energiaynegocios.com.ar

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

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

En sintonía con las recomendaciones internacionales

Schneider acorta la brecha tecnológica con soluciones para renovables

La implementación de soluciones de energía renovable descentralizada garantizará el acceso a la electricidad para millones de personas y generará millones de empleos

Los programas de capacitación, especialmente en los países con poco acceso a la energía, no están desarrollados de manera adecuada

La campaña Powering Jobs procura que todas las partes interesadas reconozcan el desafío y multipliquen sus esfuerzos

El Objetivo 7 de desarrollo sostenible de la ONU, "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos", podría generar millones de empleos en países emergentes. Sin embargo, existe una brecha inmensa de competencias en la mayoría de los países emergentes. Para resolver ese problema, Schneider Electric, líder en la transformación digital de la gestión de la energía y la automatización, y una coalición de empresas, asociaciones y organizaciones internacionales han lanzado la campaña «Powering Jobs».

El objetivo de la coalición es acelerar la implementación de soluciones de energía renovable descentralizada y responder a las necesidades urgentes de capacitación en países con poco acceso a la energía.

En pos de 4,5 millones de empleos en todo el mundo

De acuerdo con el informe World Energy Outlook de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), publicado en noviembre de 2017, más de mil millones de personas aún no tienen acceso a la electricidad, principalmente en África y Asia. Solo África necesita entre 100.000 y 200.000 microrredes. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) estima que éstas y otras soluciones renovables distribuidas podrían generar 4,5 millones de empleos en todo el mundo para el año 2030.

Para Schneider Electric, la solución para las necesidades de energía de África consiste en la implementación masiva de soluciones para energía renovable descentralizada, principalmente de fuentes solares y eólicas.

La tecnología ya existe y Schneider Electric ha llevado a cabo proyectos exitosos en África y en el Sudeste Asiático. Sin embargo, para que se concrete una implementación masiva, las instituciones financieras internacionales necesitan ver modelos de negocios viables, y un pun-

to problemático es la falta de personas capacitadas. «Las soluciones para energía renovable descentralizada necesitan ingenieros, técnicos y contratistas para funcionar», dice Thomas André, Director de Estrategia para el programa de «Acceso a la energía» de Schneider Electric. «Tenemos una gran oportunidad de transformar las economías y los estándares de vida en estos países».

Intensificar la capacitación Sin embargo, en África y en el Sudeste Asiático no hay suficientes personas capacitadas para llevar a cabo esta transformación. En África, por ejemplo, según el Africa America Institute (AAI), 7 de cada 10 jóvenes que viven en áreas rurales no tienen acceso a la escuela, y solo el 2% de los graduados universitarios son ingenieros.

Schneider Electric ha asumido el compromiso de revertir esa tendencia. El programa de «Acceso a la energía» de la empresa tiene como objetivo capacitar a un millón de personas y 10.000 instructores y, a la vez, respaldar de forma activa a 10.000 emprendedores para el 2025. Una de las iniciativas del programa consiste en la creación de un centro nacional de excelencia en Indonesia, inaugurado en septiembre de 2018 en asociación con el gobierno de ese país, que capacitará a 240 profesores, quienes continuarán enseñando a 10.000 estudiantes en los próximos cinco años.

La capacitación forma parte de una campaña de Indonesia para transformar el panorama de capacitación profesional. En otros países, las iniciativas de Schneider Electric han contado con el apoyo de decenas de socios, incluidos los Salesianos de Don Bosco, la ONG «Aide et Action» y el Consejo Internacional de Desarrollo Económico.

Crear conciencia

Schneider Electric se ha propuesto implementar recursos adicionales, más allá del programa de «Acceso a la energía». En este contexto, el Grupo se conectó con «Power for All», una campaña de defensa y promoción global para proporcionar energía renovable distribuida (DRE). «Cuando comenzamos a hablar con Power for All hace dos años en la conferencia IOREC llevada a cabo en Nairobi, advertimos que era necesario crear conciencia global de la necesidad de intensificar los esfuerzos de ca-

pacitación», comentó Thomas André.

Mediante una coalición de empresas, asociaciones y organizaciones internacionales, lanzaron la campaña Powering Jobs. «Powering Jobs se enfocará en garantizar que las competencias y la capacitación dejen de ocupar lugares marginales en las políticas internacionales y nacionales relacionadas con el acceso a la energía para convertirse en su eje», dijo Kristina Skierka,

CEO de Power for All. «Se necesita un nivel de compromiso mucho más alto del sector privado, el gobierno y los donantes para que los millones de empleos que generará el objetivo de desarrollo sostenible ODS7 se hagan realidad».

La campaña Powering Jobs completará un relevamiento a principios de 2019 que proporcionará los primeros datos integrales sobre empleos relacionados con el acceso a

la energía, e identificará las brechas en cuanto a capacitación que es necesario cubrir con urgencia. La Fundación Schneider Electric financia la campaña «Powering Jobs» conjuntamente con la Fundación Rockefeller, entre otras. Algunas de las otras organizaciones que se han sumado a la coalición son ONU Mujeres, la Organización Internacional del Trabajo, AMDA, CLASP e IRENA.

Schneider Electric además trabaja para movilizar a sus líderes de países, particularmente en Nigeria, India y Kenia, con apoyo extra de los empleados que participan del programa de «Acceso a la Energía», lo que incluye equipos de capacitación y marketing, entre otros.

a. marshall moffat
SINCE 1882

UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS

Cumpliendo con las siguientes Normas:
NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000

INDURA Ultra Soft

Sucursales propias en: ARGENTINA VENEZUELA BRAZIL CHILE USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

(011) 4302-9333 - Cap. Fed.
(011) 4343-0678 - Centro
(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

Luis Juanico, investigador del CONICET, de manera didáctica explica cómo ahorrar energía

Cortes de luz en verano, como evitarlos

El autor del artículo, especialista en eficiencia energética, indica pautas para aprovechar el rendimiento de los aparatos eléctricos por problemas de suministro

¿Debemos ahorrar energía para evitar los cortes de luz?

No. Los cortes de luz no guardan relación con el ahorro energético, sino con el ahorro en potencia eléctrica. Repasaremos ambos conceptos de Física.

La potencia eléctrica es la rapidez con la cual consumo energía eléctrica; su unidad de medida es el Watts (castellanizado como Vatio) ó W, y se suele utilizar su múltiplo (x 1.000), el Kilowatts ó kW. Siguiendo esta simplificación, la energía eléctrica se puede asimilar a la cantidad total de electrones que viajaron (durante un determinado tiempo) por el cable hacia mi electrodoméstico.

Entonces si entendí bien ¿en un electrodoméstico que consuma 50W los electrones viajan diez veces más rápido que en otro que consuma 5W? ¿Y porqué es relevante esta velocidad?

Es relevante porque si esta velocidad (corriente eléctrica) fuera muy elevada, generaría sobrecalentamiento del sistema de distribución (en su hogar, los cables eléctricos), con el consiguiente riesgo de incendio y/o falla. Para evitar esto se coloca en todo los hogares la famosa llave térmica (interruptor automático de corriente máxima).

No obstante, si en todos los hogares de un vecindario se consumiera simultánea-

mente esta corriente máxima permitida, muy posiblemente se quemaría su transformador y se cortaría la luz en este vecindario.

No me asuste Doctor, no estamos pensando en sabotearnos en el barrio. A qué viene este ejemplo?

Ilustra el concepto de que la potencia consumida en cada instante es la que define la posibilidad de corte de luz, y subrayo su carácter intrínseco de instantánea. Por ejemplo, si Ud. conecta/desconecta distintos aparatos, la potencia total consumida variará en cada instante, y sumada ésta en todo el vecindario será la potencia que reciba como demanda el transformador, verdadero "talón de Aquiles" del sistema de distribución eléctrica

Pero...y la energía consumida? No es lo mismo que la potencia? O expresado de otra manera: SI consumo menos energía, no estoy consumiendo menos potencia y previniendo los cortes de luz?

Vamos por partes. La energía es el total de electrones que consume un dado electrodoméstico durante un cierto periodo. Se calcula multiplicando la potencia (kW) por el tiempo (horas) que estuvo conectado y su unidad es (por ende) el kWh. Y dejaré que Ud. mismo responda su pregunta reformulada.

Acepto su desafío Doctor. Si entendí bien, un electrodoméstico cuya potencia sea 2kW y funcione 1 hora consumiría (una energía de) 2kWh, lo mismo que otro de 0,1kW conectado durante 20 horas? Ahora entiendo! Mientras que el primero consume muy rápidamente la electricidad (y por eso nos pone en peligro) el segundo lo hace lentamente.

10 y felicitado!. Ud. lo ha resuelto. Y como pagamos el total de energía consumida,



ambos nos cuestan lo mismo.

Doctor, ya que estamos hablando de la factura, cuanto ahorro cambiando una lamparita? Pero ahora que lo pienso mejor, debería definir el tiempo de uso, no?

Pero mi estimado... Ud. ya aprendió!. Para responder, tomemos como ejemplo una

pero poniéndolo en perspectiva es muy poco. Por ejemplo, una jarra eléctrica consume 1.500W, y peor aún, su ahorro no se da en la franja horario de peligro (en verano de 13hs a 17hs).

Epa! Doctor, Ud. ha introducido un nuevo concepto; creo que Ud. se refiere a que durante las tardes de verano cuando se prenden todos los aire acondicionados (AAs), se produce el pico de potencia. Entonces, siendo barata la luz, solamente el miedo a los cortes nos puede volver más conscientes del consumo? Y hay algo que me perturba Doctor; Ud. habló de la simultaneidad del consumo...sugiere que por más que yo ahorre, dependiendo de mis vecinos para evitar un corte de luz?

Ud. se ha introducido en la parte filosófica del problema. La electricidad es una forma sofisticada de energía que no se puede almacenar. Los edificios tienen tanques de agua y el gas se puede acumular en las cañerías, pero la electricidad no permite estos "trucos". Ud. siempre estuvo interconectado con sus vecinos, y en cada instante definen entre todos cuál es la potencia que demandan al transformador. Sin embargo, durante la última década se generó un "coctel explosivo", por tres factores: 1) la tarifa domiciliaria estuvo congelada (hasta dos años atrás) y como consecuencia las empresas no invirtieron en el sistema de distribución; 2) se compraron varios millones de AAs, los cuales consumen de 700W a 2.000W cada uno y peor aún, generan un gran consumo simultáneo de 1 a 5 de la tarde; 3) se construyeron muchos edificios "eléctricos", en los cuales el consumo normal se puede hasta triplicar sumando el termotanque (1.500 W a 5.000W) y la cocina (2.500W a 4.000 W) eléctricos. Así, si todos hacemos funcionar los AAs "a máxima potencia" y

lámpara de bajo consumo de 18W (equivalente a una vieja lámpara incandescente de 65W), que podemos sustituir por una LED de 9W, y asumiremos un uso diario de 8 horas, ahorraríamos mensualmente $9W \times 8h \times 30 = 2.160Wh = 2,16 kWh$. Dada la baja tarifa en Ciudad de Buenos Aires (3 \$/kWh), representa un ahorro anual de \$75; siendo similar al precio de la lámpara LED, la inversión se recupera en un año; cabe acotar que en algunas provincias esta misma demanda puede costar hasta el doble, recuperando la inversión en seis meses, y con el consiguiente ahorro posterior en ambos casos.

Entonces el bajo costo de nuestra electricidad "conspira" contra el recambio de lamparitas. Pero el ahorro de energía de cada lamparita también conlleva un ahorro de potencia de 9W, ¿no es cierto?

Sí, Ud. está ahorrando 9W,

hornos eléctricos, se originarán inexorablemente cortes de luz. Y (yendo al aspecto filosófico): sí, vivir en sociedad es un desafío que puede llevarnos a vivir mejor o por el contrario, mucho peor.

Tiene razón Doctor, todos estamos conectados! Ud. me dijo antes que debemos "vigilar" los aparatos de mayor potencia. Puede darme algunos consejos para no "sufrir los cortes justo en días de máximo calor"?

Es interesante que hable de "sufrir el calor", porque la "sensación subjetiva" es importante en esta ecuación. Cosas tan simples como darse una ducha fría y/o tomar una limonada podemos verlas como "oportunidades de placer". Al fin de cuentas: "no sentir nada" es lo contrario a estar vivo!. Como dijo John Lennon: "la vida es lo que nos pasa mientras estamos ocupados con otra cosa". Ahora, algunos consejos para ahorrar potencia (1 a 5 pm).

Aire Acondicionados

Describimos los tres tipos con sus diferentes eficiencias: a) los tipo "ventana" (100%); b) los "split" viejos (250%) que trabajan prendiendo y apagando el compresor, pero siempre en el punto de máxima potencia y por ende, de mínima eficiencia; c) los "split nuevos" de tecnología INVERTER (500%), que regulan la marcha del compresor y logran optimizar la eficiencia (ver discusión detallada final). Para calcular el consumo de un AA debemos diferenciar la "potencia de enfriamiento" que entrega al ambiente de la potencia eléctrica consumida. Así, para un ambiente hogareño se suelen usar equipos de 3.000W de potencia, pero que considerando su alta eficiencia (500%) consume sólo 600W (0,6kW) eléctricos. Supongamos que utilizamos un AA del último tipo las 24 horas durante 4 meses al año; la energía consumida se calcula como $0,6kW \times 24h/día \times 30días/mes \times 4meses/año = 1.728 kWh/año$, y nos costaría \$5.200.

Si en cambio utilizáramos un viejo equipo de ventana su consumo será 5 veces mayor (\$26.000). Como un moderno Split cuesta \$21.000, recuperaremos la inversión en un año sustituyendo un equipo tipo ventana, o en cuatro años sustituyendo un viejo split. Cabe mencionar aquí que si este mismo AA invertir se utilizara con el termostato a 18°C (en vez de 24°C como asumimos antes) en el mismo ambiente y asumiendo una temperatura exterior promedio de 30°C, éste con-



MARCAS y PATENTES

DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES

PROPIEDAD INTELECTUAL

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5° C - C1057AAG - C.A.B.A.

(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3951-2620)

Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7° OF. "5" (0351 - 4219637 / 4282390)

www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@ip.anmail.com.ar

Axion, se convirtió en la primera del país en contar con un cargador eléctrico gratuita para autos.

Enchufá el auto

Se trata de la estación ubicada en Avenida del Libertador y Jerónimo Salguero, en la zona norte de la ciudad, que ya cuenta con el primero de una serie de cargadores que junto con la empresa de origen italiano Enel -que opera en 35 países- comenzará a instalar en su red de estaciones de servicio.

El surtidor provee 22kw de carga y mide aproximadamente 1,20 metro de alto y 30 centímetros de ancho. La carga de energía eléctrica puede ser realizada por el propio dueño del automóvil.

“La Argentina necesita contar con una red de estaciones de carga para atender la futura demanda de los consumidores con vehículos eléctricos”,

aseguró el gerente ejecutivo de Desarrollo de Negocios de Axion Energy, Marcelo Figueroa.

El ejecutivo señaló que “apostamos por la implementación y el desarrollo de la movilidad eléctrica y los múltiples beneficios que trae aparejado instalando en uno de los puntos neurálgicos de la ciudad de Buenos Aires, un cargador para vehículos eléctricos”.

Por su parte, la directora de Márketing de la compañía, Cecilia Panetta, afirmó: “vamos a ir acompañando el crecimiento del mercado en nuestras estaciones, y el surtidor eléctrico irá complementando la propuesta de valor como servicio diferencial a nuestros clientes”.



sumiría el doble de energía (el invertir trabajaría siempre forzado y a menor eficiencia, similar a un viejo split), siendo que el salto térmico a mantener (entre el ambiente acondicionado y el exterior) sería el doble, y siendo que las pérdidas de calor se calculan en proporción al mismo. Por supuesto que este consumo se puede reducir ventajosamente si mejoramos la aislación térmica de nuestra casa, aspecto que luego estudiaremos.

Termotanque eléctrico

Un equipo eléctrico consume de 1.500W a 3.000W (termotanque) y hasta 5.000 W (duchita). Algunas estrategias útiles:

- Regular su termostato a la temperatura mínima (30°C). Un termotanque regulado a 70°C (máximo) pierde 5 veces más calor que si se regula al mínimo (considerando un ambiente a 20°C), causando que “encienda” su resistencia eléctrica 5 veces más seguido para mantener el tanque a la temperatura prefijada. Siguiendo este razonamiento, el ahorro se maximizará si se desconecta el equipo y se enciende únicamente para su uso, requiriendo cierto tiempo de calentamiento, según el tamaño el termotanque y su potencia eléctrica, teniendo mejor recuperación uno más pequeño y de mayor potencia.

Como guía, uno de potencia media (1.500W) de 50 litros necesita media hora para llegar a la temperatura de baño (42°C) desde el mínimo (30°C), es decir, para calentar 12°C. Otros volúmenes de tanque y/o de saltos térmicos arrojarán resultados proporcionales. Por ejemplo, si duplicamos el volumen (100 litros) y aumentamos 67% el salto térmico (20°C, por comenzar a temperatura ambiente, 22°C, con el equipo desconectado) el tiempo de calentamiento aumentará en 167% (a 100 minutos).

Adelantar consumo. Si programamos tomar un baño en el horario pico (de 1 a 5

pm), regular el termotanque a 42°C (suficiente) antes (ej. 11am) para adelantar el consumo asociado al ciclo de calentamiento. Durante el baño, es conveniente desconectarlo para evitar que vuelva a encenderse y calentar agua durante el horario “pico”. Veamos ahora otros electrodomésticos que no deberíamos usar de 1 a 5 pm:

- Jarra térmica (1.500W), volviendo a la conocida “pava” sobre la hornalla de gas, salvo que tengamos cocina eléctrica, la cual por pérdidas de calor es menos eficiente que la jarra (100% eficiencia); también evitaremos el calentamiento repetido colocando en un termo el agua caliente no utilizada inmediatamente, por ejemplo al tomar mate.

- Lavarropa (en programa agua caliente), ya que consume 2.200 W por su resistencia eléctrica. Sí, podemos utilizarlo con agua fría (150W promedio, moviendo intermitentemente un motor de 350 W).

Si se requiere lavar con agua caliente (ropa muy sucia), planificarlo para la mañana o noche. Otra posibilidad es utilizar un programa de agua tibia (40°C) en un lavarropa de doble entrada de agua (fría y caliente), si contamos con termotanque o calefón a gas. Entonces el lavarropa utilizará el agua calentada mediante gas y evitará su calentamiento eléctrico.

- Plancha a vapor (1.200W). Conviene por comodidad (más fresco) planchar durante la mañana.

- Horno eléctrico (hasta 4.500W). Se recomienda hornear antes del mediodía, y luego (al consumir) calentar rápidamente con el microondas.

Electrodomésticos de potencia moderada o baja, que se pueden utilizar siempre.

Son los que activan sólo un motorcito: “minipimer”, juguera, exprimidor, batidora, y consumen 150W c/u. Por otro lado, toda la electrónica consume muy poco (TV Led: 25W, Notebook: 40W, Rou-

ter wifi: 6W) y la iluminación también (LED 9W equivale a bajo consumo de 18W y a incandescente antigua de 65W). El “puntito rojo” (stand-by) de todo artefacto que se activa mediante control remoto consume de 1W (modernos aparatos con inverter) a 5W (más antiguos).

Siendo muy enojoso el conectar o desconectar estos equipos varias veces al día,

Durante el baño, es conveniente desconectarlo para evitar que vuelva a encenderse y calentar agua durante el horario “pico”

se recomienda sólo desenchufar los que se usan esporádicamente, como ser una vieja videogradora, y desconectar los AAs al fin del verano o invierno.

Mejorar la aislación térmica de la envuelta exterior (ventanas, techo y paredes exteriores)

Tomando como ejemplo una vivienda unifamiliar en verano, para mantener la temperatura constante en su interior se debe compensar la potencia térmica (calor) que ingresa a través de su envuelta exterior (muros, techo y ventanas) con una potencia de extracción (frío) igual, generada por los equipos de AAs.

Como ya vimos, esta potencia térmica es proporcional al salto de temperaturas entre el exterior y la (fijada por el termostato) interior, y por ende, podemos concluir que será el doble para un salto de 12°C (entre 30°C y 18°C) respecto a otro de 6°C (30°C y

24°C). Pero también esta potencia es inversamente proporcional al nivel de aislamiento promedio de esta envuelta. En Argentina (en oposición a la evolución sostenida en países desarrollados durante los últimos 40 años) es casi nulo el uso de materiales aislantes en muros, incluso los más simples de instalar y económicos (5cm lana de vidrio o telgopor, 150\$/m2), y las ventanas se diseñan aceptando filtraciones de aire (chifletes, inevitables en ventanas de hoja corrediza!), lo cual conlleva a que el nivel de aislación nacional sea de 5 a 15 veces inferior al de casas en países desarrollados de clima frío (Alemania, Suecia, etc.).

Esta pobre realidad (observada repetidas veces por nuestros científicos) se ha mantenido “indemne” a lo largo de los años sobre la base de dos enormes pilares: los precios del gas natural nacional (históricamente casi nulos!) y

un clima mayormente templado (“Dios es Argentino”) que viabiliza aquí lo que sería imposible en los países nórdicos, por ejemplo.

Frente a esta realidad, la buena noticia hoy, es que con modestos esfuerzos podemos mejorar sustancialmente el nivel de aislación de nuestras casas (propiciando su rehabilitación térmica) y por ende, reducir nuestro consumo tanto en invierno como verano.

No obstante, siendo tan diferentes las tecnologías vigentes actuales (acá y allá), un lector podría fácilmente equivocarse al seleccionar los métodos a emplear. Una guía simple es:

1) Ventanas: eliminar chifletes utilizando burletes. Instalar persianas térmicas exteriores, como alternativa más simple, efectiva y económica al doble vidriado hermético

Sigue en contratapa

En Comodoro Rivadavia

Austral
HOTEL & CENTRO DE CONVENCIONES

Pasión por los detalles

CENTRO DE NEGOCIOS
EVENTOS Y BANQUETES
RESTÓ BAR & LOUNGE

Restaurante
Sabor a mar

ROQUETA PRAT S.A.
Moreno 725 - U9000DAE - Comodoro Rivadavia
Chubut - Argentina
Tel: 54-297-4472200 Fax: 54-297-4472444
info@australhotel.com.ar - www.australhotel.com.ar

Viene de página

Cortes de luz en verano...

(DVH). De no ser factible, utilizar gruesos cortinados hasta el piso (o antepecho de ventana) con "falso techo" superior (donde se instala la corredera y sujeción, en vez del típico barral con argollas), de forma de "encerrar el aire frío" en una cámara interior. A este fin, también pueden utilizarse ayudas ingeniosas como ser, fijar la posición de la tela mediante velcro.

2) Colocar placas de telgopor de 2cm en paredes exteriores "frías", generalmente al sur o donde se forme habitualmente moho (muy peligroso para la salud!), lo cual por ejemplo, triplica la aisla-

ción inicial de una pared de ladrillo común de 20cm. Siendo conveniente instalar sobre cara interior de la pared (evitando condiciones exteriores rigurosas), se puede recubrir con yeso u otros materiales estéticos.

3) En cielorrasos de cemento instalar 2cm de telgopor para techos fríos o cálidos; instalar 5cm sobre techos muy cálidos y livianos (chapa) y en lo posible, dejando una cámara de aire de 5cm al menos. Sellar con cinta las uniones.

Siguiendo estas recomendaciones, reduciremos el consumo anual (calefacción y

AAs) a la tercera parte, elevando además el confort térmico (evitando rincones fríos, moho, paredes húmedas por condensación, etc.) del hábitat.

Eficiencia de distintos Aire Acondicionados

Un AA tipo ventana "gasta" toda la energía que consume en generar frío a través de un circuito abierto (ingreso de aire enfriado desde el exterior) y sin fugas de frío hacia el exterior, por lo cual (al igual que una estufa basada en una resistencia eléctrica, que entrega todo el calor al ambiente calefaccionado) su eficiencia es del 100%. Por el contrario, un AA del tipo Split trabaja mediante un circuito termodinámico cerrado establecido

entre dos intercambiadores de calor, uno externo (evaporador) y otro interno (condensador). Su eficiencia puede ser muy superior al 100%, porque al trabajo mecánico realizado por el compresor (principal consumo del AA) le suma el calor entregado (o disipado) desde el intercambiador exterior, el cual ingresa por simple contacto térmico ("gratuitamente").

Por ser un circuito cerrado, éste puede cambiar su modo de operación (frío/calor) simplemente invirtiendo el sentido de circulación del fluido de bajo punto de ebullición (freón) que utiliza para transportar el calor desde el exterior al interior. Ilustraremos su principio de funcionamiento considerando el modo calor (invierno). Por el condensa-

dor interior circula freón líquido más caliente (de 24° a 30°C) que el ambiente calefaccionado (de 18°C a 24°C) y así, éste entrega calor y (por conservación de energía) reduce su temperatura algunos grados.

Pero el aspecto central aquí es que luego de circular dentro de la vivienda, experimenta una repentina despresurización (en el difusor) la cual le provoca un descenso abrupto de temperatura, llegando al evaporador a una muy baja temperatura (-20°C), inferior a la del exterior y que por esto le permite absorber calor del mismo y además cambiar su estado de líquido a gaseoso (siendo por este motivo la unidad exterior mucho más voluminosa que la interior). Entonces, este gas calentado (paradójicamente por la fría atmósfera invernal, y por eso "gratuitamente") hasta 0°C o 10°C según las condiciones exteriores, es comprimido por el compresor, lo cual lo calienta (de 24° a 30°C) y transforma a líquido presurizado, cerrando el circuito. Queda claro de aquí, que si por ejemplo el compresor consume una potencia de 1kW, y el freón absorbió 4kW en el evaporador, el balance de energía nos dice que entregaremos 5kW de potencia térmica de calefacción, pero consumiendo (en electricidad) sólo 1kW, y por esto, su eficiencia (definida como es habitual como la energía útil entregada sobre la consumida), será del 500%. Siguiendo este ejemplo, los antiguos Split trabajaban con el compresor operando en máxima potencia o parado, similar a una heladera.

Es bastante intuitivo comprender que este no es el modo de funcionamiento ideal de ningún equipo, y que se requiere un mayor esfuerzo para calentar el fluido (freón) a 30°C que a 22°C con el compresor, a pesar de que se fijara el termostato en 18°C. Al evolucionar la electrónica de potencia en los últimos 15 años (inverters AC/DC), es sencillo hoy controlar y modificar la potencia de trabajo de un compresor, de modo de no pedirle un esfuerzo mayor al necesario, y así, demandará menos potencia para calentar el fluido a 22°C (suficiente para calefaccionar un ambiente a 18°C) y obtendrá mayor eficiencia.

Finalmente, un aspecto poco discutido es que como vimos en este ejemplo, el "trabajo" del compresor será diferente si tiene que partir de un fluido calentado en el evaporador a 10°C que en otro día a 0°C. Resumiendo, que la eficiencia de todo Split (pero se aprovecha esto mejor en los modernos que regulan la operación) varía apreciablemente según la temperatura exterior, y así en climas templados como Buenos Aires (10°C) llega a 550%, mientras que el mismo equipo en Madrid (-10°C) baja a 200%.

Innovación y tecnología al servicio de sus proyectos energéticos.

Cuando se trata de mejorar la eficiencia y productividad de sus proyectos, cuente con AESA para incorporar las soluciones vinculadas a desarrollos y aplicaciones de tecnología que su negocio necesita.

- Monitoreo con Drones
- Logística de última milla
- Limpieza automática de tanques
- Estrategias de modularización
- Escaneo tridimensional
- Servicios ambientales

Con una trayectoria destacada en fabricación y proyectos industriales para el mercado energético y un portafolio de servicios que va de la operación y mantenimiento de yacimientos e instalaciones a la provisión de servicios ambientales y de alta innovación tecnológica, AESA es la respuesta a sus desafíos.

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

AESA