

Petroleras revisan sus planes de inversión en Vaca Muerta

Tras conocer la decisión del gobierno Nacional de ratificar la vigencia de la Resolución 46/2017, pero limitando su aplicación y alcance a los ocho proyectos incorporados al Plan que se les reconoce el precio anual pautado (US\$ 7 por MBTU este año), productores y el gobierno neuquino manifestaron su rechazo a la medida. Además de una posible interposición de un contencioso, las hidrocarburíferas expresaron que revisarán los planes de inversión.

Página 4

Habrán prórrogas para el RenovAr

En un año con clima electoral y humor social exasperado por los ajustes tarifarios de los servicios energéticos, podrían postergarse las licitaciones del plan Miniren

Según trascendió al cierre de esta edición, la Subsecretaría de Energías Renovables establecerá cambios en las exigencias para facilitar el desarrollo de proyectos renovables.

La Ronda 3 del Programa RenovAr, tiene por objetivo la instalación de 400 MW, a través usinas de un máximo de 10 MW. La fecha prevista es el 27 de marzo pero sería pospuesta.

Dos razones básicas impulsan la potencial decisión: un desfavorable clima económico y financiero y los reclamos de las cooperativas a las que se les prohíbe incorporar proyectos de generación de Fuente renovable si tienen deudas con CAMMESA. A esto debe sumarse un humor social un tanto exasperado por los ajustes tarifarios. Según trascendió, en la Subsecretaría de Energías Renovables planean actualizar el programa y elaborar un nuevo pliego de bases y condiciones, porque algunas de las exigencias encuentran limitaciones con el marco regulatorio.

Según Energías Renovables, 58 son las distribuidoras que estarían en condiciones de ser oferentes pero uno de los principales obstáculos que encuentran las distribuidoras provinciales y las cooperativas es la obtención de la Autorización provincial para trasladar el precio a tarifa.

Alza del 93,9% en los precios de los refinados

Página 4

ADIGAS advirtió a Energía por perjuicio financiero

Página 8

La EBY evalúa las ofertas para Año Cuá

Página 16

Cayó 10 % interanual la demanda eléctrica

Página 11

TGS encara más inversiones

Javier Gremes Cordero, CEO de TGS habla del presente de la transportista y sobre las inversiones comprometidas para el 2019.

Luego de un desafiante 2018, la compañía recuperó el protagonismo. Con inversiones por alrededor de US\$ 100 millones anuales, piensa en el futuro de Vaca Muerta y en la necesidad del desarrollo de infraestructura *midstream* que permita la colocación del recurso en los mercados consumidores.

De cara al futuro TGS sabe que se requerirán alternativas de licuefacción y aumento de la capacidad de procesamiento del gas natural. Entre otros proyectos, TGS evalúa la construcción de un nuevo gasoducto troncal de casi 1.000 km denominado "Gasoducto Litoral", que permitirá transportar el recurso desde el área desde Tratayén hasta San Nicolás.

Entre otras inversiones, Gremes Cordero destaca las que se están llevando a cabo en la planta de procesamiento de Cerri y en Bahía Blanca, luego de lograr un récord de producción.

Durante 2018 dieron comienzo a un proyecto de infraestructura a riesgo en Vaca Muerta: la construcción de una red de 150 km de gasoductos de captación y una planta de acondicionamiento de gas natural de las diferentes áreas productivas, que permita la llegada del hidrocarburo a los centros de consumo.

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



El recorte presupuestario llegó al sector más activo de la economía argentina. Se ratificó la Resolución 46/2017, pero se limitará a los ocho proyectos ya incorporados al Plan, a los que se les reconocen US\$ 7 por MBTU para el 2019

Hidrocarburíferas revisarán sus planes de inversión en el yacimiento Vaca Muerta

Santiago Magrone

Algunas de las principales petroleras productoras de gas no convencional en Vaca Muerta salieron a marcar posición tras conocer la decisión del gobierno Nacional de ratificar la vigencia de la Resolución 46/2017, que establece un esquema de seguro de precios a la producción en la Cuenca Neuquina, pero limitando su alcance a los ocho proyectos ya incorporados al Plan, a los que se les reconoce el precio anual pautado (7 dólares por MBTU este año), en base a la producción inicial declarada a la Secretaría de Energía, y no a la producción incremental por sobre esa inicial.

Este último aspecto generó, como era previsible para todos los actores del sector, el rechazo por parte de Tecpetrol (Grupo Techint) que es hoy principal actor en este programa, e informó el hecho a la Comisión Nacional de Valores, ya que le implica perder casi 50 por ciento del monto que proyectaba cobrar por su gas de Fortín de Piedra. La cuestión podría desembocar en una controversia legal con la Administración Macri, pero lo están pensando.

YPF

Otro caso fue el de YPF, de mayoría accionaria estatal, quien informó a la CNV las consecuencias económicas negativas que esta decisión le significa, al tiempo que advierte que revisará su plan de inversiones en el gas no convencional.

Otras empresas con explotaciones en Vaca Muerta, por caso Pampa Energía que se quedó afuera de la R46, optaron por el perfil bajo, pero también replantean sus proyecciones de inversión.

En el caso de CGC (Grupo Eurnekian) tiene un proyecto incorporado al esquema de la R46, y en consecuencia compromisos de inversión a realizar.

Energía observa los movimientos de estas compañías con la expectativa de que no haya litigiosidad ni recorte de inversiones como respuesta al menor monto anual (US\$ 700 millones) que Hacienda des-

tinará a este programa en el 2019.

El trasfondo de esta decisión es el compromiso de recorte del déficit que el gobierno asumió ante el Fondo Monetario Internacional en diversos programas, tal como figura en el Presupuesto Nacional.

Nuevo criterio

Tecpetrol informó a la CNV que la Energía “decidió modificar el criterio de cálculo correspondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución 46/2017, para el desarrollo de Vaca Muerta, imponiendo un límite a los mismos en función de volúmenes de producción estimados inicialmente por esta empresa en su presentación de agosto de 2017 (8 millones de metros cúbicos diarios) y no acorde al total de la producción del área, tal como había sido pautado originalmente”. En la actualidad produce 17 millones de metros cúbicos.

La petrolera sostiene que la cartera a cargo de Gustavo Lopetegui “ha cambiado el criterio de cálculo corres-

pondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución 46/2017, imponiendo un límite en función de volúmenes de producción estimados por la emisora en su presentación original del 23/08/2017, aun cuando al liquidar la compensación correspondiente a los meses de abril, mayo, junio y julio de 2018 se consideró la totalidad de la producción del área, las cuales en los cuatro casos superaban las proyecciones de producción para cada mes informadas en la presentación anteriormente referida”.

Pago a cuenta

Desde Energía se sostiene al respecto que “siempre se trató de pagos a cuenta considerando la curva de producción original declarada” por doce meses, y que de hecho los 700 millones ahora previstos comprenden a los dos últimos meses de 2018 y todo 2019.

Tecpetrol señaló que “el cambio de criterio de pago alcanza retroactivamente a las liquidaciones de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiem-

bre y octubre de 2018. Dicho cambio implica hasta septiembre 2018 un menor pago de \$ 1.994 millones y, si se mantuviera para todo el 2018, el impacto total del año ascendería a \$ 5.655 millones”.

Bajo estudio

La empresa del Grupo Rocca comunicó a la CNV que “hace expresa reserva de sus derechos, y se encuentra analizando los cursos de acción a seguir”. Mientras, revisa los términos del Plan de Desarrollo del área Fortín de Piedra, a fin de readecuar el flujo de fondos al nuevo escenario y mejorar sus indicadores financieros”.

Tecpetrol está llevando a cabo una inversión en Fortín de Piedra de US\$ 2.300 millones, de los cuales ya lleva ejecutados 1.800 millones en los primeros 18 meses, y ya produce 17.5 millones de m³/día de gas, equivalente al 12 por ciento del consumo total del país.

Por su parte, YPF también informó a la CNV que Energía notificó “ciertas consideraciones vinculadas al alcance

y condiciones del Programa, que difieren de lo previsto originalmente y que afectan de manera perjudicial tanto los proyectos que se encontraban a la espera de recibir la aprobación formal de la Secretaría como así también el monto a percibir vinculado a proyectos aprobados a la fecha bajo el Programa”.

La petrolera de mayoría accionaria estatal estimó que el efecto negativo en el resultado neto del ejercicio 2018 “es de aproximadamente US\$ 60 millones”.

Asimismo, YPF refirió que “se está siguiendo la evolución de las distintas variables del mercado local de gas natural, incluyendo el exceso de oferta fuera del periodo invernal, para evaluar la continuidad de las inversiones en aquellos proyectos de desarrollo de gas no convencional que no contarán con el beneficio del Programa, ya que se han modificado algunas premisas básicas que sustentaron la decisión de inversión oportunamente tomada”.

Precios de exportación

En este y otros casos las decisiones de invertir más en la producción de gas tendrán como parámetro los precios de exportación que pueden lograr por el fluido (ya hay casi treinta permisos otorgados por Energía), y los precios para abastecer la demanda interna, por caso en la licitación prevista a mediados de febrero a través del mercado electrónico (MEGSA).

Existe voluntad manifiesta por parte de la Secretaría de Energía de activar una “ventana de precios” para el gas a suministrar este invierno, una suerte de precio promedio entre el costo de importar gas de Bolivia y del GNL, y el precio local, que rondaría los US\$ 5,50 y estaría destinado a las empresas que habían presentado otros proyectos que se quedaron en las gateras de la R46.

Además, estas compañías están interesadas en activar el proyecto de tendido de un ducto desde Vaca Muerta para transportar el gas hasta los centros de consumo y superar el cuello de botella que hoy se presenta por la operación al tope de los gasoductos existentes.

Neuquén está que muge

El gobernador Omar Gutiérrez, en uso de licencia por su campaña para la reelección, rechazó de plano el recorte de los subsidios al gas que resolvió el Gobierno nacional y reclamó que “no se puede borrar con el codo lo escrito con la mano”. “La llave para la llegada de las inversiones y generación de empleo privado genuino está en la previsibilidad, la estabilidad y la garantía de reglas claras”, aseguró.

Molesto por la decisión, Gutiérrez abre un frente de conflicto en el año electoral en plena campaña electoral, pese a que en la última reunión con el secretario de Energía de la Nación, Gustavo Lopetegui, había salido anunciando buenas noticias.

“Se trata de un ejemplo más de las marchas y contramarchas de los gobiernos nacionales, que han hecho que el país transite a los tumbos”, fue la declaración que realizó Gutiérrez mediante un comunicado de prensa.

Desde la oposición también salieron a cuestionar la decisión del gobierno de Mauricio Macri, aunque también dedicaron críticas a la administración de la provincia. El candidato a gobernador por Uni-

dad Ciudadana Frente Neuquino, Ramón Rioseco, dijo que el escenario como “preocupante”.

“El gobierno nacional no tiene ninguna variable positiva para mostrar en la economía y a lo único que estaba funcionando, que era el programa de inversiones en Vaca Muerta, ahora le quita seriedad y previsibilidad. Le ha pegado un mazazo que hará que se desestime la producción”, dijo Rioseco.

El candidato criticó que la administración de Macri “siempre hace lo contrario a lo que promete” y recordó que ya había ocurrido algo similar cuando el gobernador garantizó que continuaría el llamado “barril criollo” y luego avanzó en su eliminación.

Rioseco también le apuntó al frente interno neuquino “Esto es producto del presupuesto con déficit cero que el MPN votó en el Congreso”, criticó.

Tanto el candidato por Unidad Ciudadana-Frente Neuquino como Gutiérrez coincidieron en que el recorte perjudica la llegada de nuevas inversiones.

Planes de expansión de TGS para 2019: la meta es consolidarse como el Primer Midstream

“Estamos realizando las inversiones comprometidas en la RTI”

“En 2019 trabajaremos para consolidarnos como el Primer Midstreamer de Argentina: al prestar servicios de captación, transporte, tratamiento, acondicionamiento y procesamiento de gas natural, y teniendo instalaciones de fraccionamiento y almacenaje de líquidos de gas natural, somos el nexo entre la producción y el mercado. Continuaremos con nuestros compromisos de inversión en la red de transporte y también seguiremos trabajando en los diversos proyectos asociados al desarrollo de Vaca Muerta, como nuevos gasoductos, alternativas de licuefacción y expansión del procesamiento de gas natural” comentó a Energía&Negocios el Ceo de TGS, Javier Gremes Cordero

Hay que tener presente que para continuar con el desarrollo del gas no convencional será necesaria nueva infraestructura de transporte desde Neuquén. Para ello estamos evaluando la construcción de un nuevo gasoducto troncal, el llamado “Gasoducto Litoral”, que permitirá transportar el gas desde el área de Vaca Muerta hasta los centros de consumo. Específicamente, se trata de un gasoducto de aproximadamente 1000 km desde Tra-tayén hasta San Nicolás. Esta obra será imprescindible para viabilizar la producción de gas no convencional, permitiendo al mismo tiempo fortalecer la atención de los mercados con gas local e ir paulatinamente reemplazando la importación de energéticos.

Vale la pena destacar que para la compañía 2018 fue un año de grandes desafíos para el sector y para TGS. “Las medidas tomadas para recuperar el sector energético están dando frutos y desde TGS estamos asumiendo un rol protagónico. En lo que hace al servicio público de transporte de gas, estamos realizando las inversiones comprometidas en el proceso de Revisión Tarifaria Integral, por aproximadamente 100 millones de dólares anuales. Estamos también

invirtiendo en nuestra planta de procesamiento de Cerrito y en Bahía Blanca, habiendo logrado este año un récord de producción. Por otro lado, en 2018 concretamos el inicio de nuestro proyecto de infraestructura a riesgo en Vaca Muerta: la construcción de una red de 150 km de gasoductos de captación y una planta de acondicionamiento de gas natural de las diferentes áreas productivas, para su posterior ingreso a los sistemas regulados de transporte”.

Este proyecto, que demandará alrededor de 300 millones de dólares, permitirá captar un caudal de hasta 60 millones de metros cúbicos por día, permitiendo optimizar la infraestructura en comparación con la ejecución de instalaciones individuales por parte de cada productor. Con esto TGS se convierte en el Primer Midstreamer de Argentina.

Con respecto al escenario económico Gremes Cordero dijo que “tiene un impacto muy significativo en nuestro sector. Y por escenario económico entendemos no sólo las variables macro sino también todo lo relativo a la industria en sí. Demostración de esto es el gran punto de inflexión del que estamos siendo testigos a partir de la recuperación del

marco regulatorio y de las medidas tomadas para el desarrollo del gas no convencional. Un sector como el nuestro realiza inversiones de envergadura y para que se den las decisiones de inversión es imprescindible la existencia de un marco que las viabilice. No hay otro modo.

Con el impulso de nuestros accionistas estamos haciendo una fuerte apuesta en el país, asumiendo riesgos y encarando obras y proyectos que generan empleo y que sientan las bases para el desarrollo de nuestra industria y de muchas otras.”

Exportación a Australia

La carga de 30.000 toneladas de propano refrigerado del buque Champlain, de bandera francesa, es un hito del acuerdo con Geogas Trading S.A., para la exportación de GLP. El destino final de la carga es Australia.

El día jueves 25 de enero 2019 partió hacia Australia el buque Champlain, luego de estar amarrado por 72 hs. en el puerto de Bahía Blanca, donde fue cargado con 30.000 toneladas de propano refrigerado de TGS.

Esta operación es la primera prevista dentro del acuer-

do concretado para la carga de buques de GLP refrigerado. Es importante para la industria poder ofertar este producto al mercado internacional y así diversificar los destinos del GLP argentino. Gracias a este tipo de operaciones, Oceanía y Asia se convierten en mercados potenciales desde nuestro país.

“Esta exportación es un hito que demuestra que podemos generar valor y lograr sinergias para ampliar los mercados para nuestros productos. Para TGS representa un paso más en la senda de crecimiento e inversiones que nos hemos trazado, prestando servicios y actuando como nexo entre la producción y el mercado, y reafirma nuestro compromiso con el desarrollo de la industria y del país”, afirmó Javier Gremes Cordero CEO de TGS.

Esta operación pudo hacerse posible ya que se cuenta con un producto de excelente calidad e instalaciones de al-

macenaje que cumplen con los máximos estándares internacionales, que permiten realizar una carga de producto refrigerado en buques de gran porte.

TGS está presente en Argentina desde 1992. En más de 25 años, consolidó un sistema de gasoductos de más de 9.150 km que permiten transportar más de 85 millones de m3 de gas diarios, que mejoran la calidad de vida de millones de argentinos. Es la mayor empresa de transporte de gas de América Latina y cuenta con 32 plantas compresoras, 11 bases de mantenimiento y una potencia instalada de 778.600 HP.

TGS está construyendo en Vaca Muerta una planta de tratamiento y un gasoducto de captación de 130 km, que recolectará el gas fuera de especificación de todos los productores de la zona.



Convocan a las gasíferas a audiencia pública para definir los aumentos a partir de abril

Enargas convocó a las empresas gasíferas a una audiencia pública para definir los aumentos en la tarifa de gas a partir de abril, según se publicó en el Boletín Oficial.

De acuerdo con la resolución 1/2019, el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) convocó para el 26 de febrero próximo a las empresas a la audiencia que se realizará en el Centro Metropolitano de Diseño, Algarrobo 1041, Barracas, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Gobierno explicó en la resolución que procura mantener en moneda constante el nivel tarifario y que a partir de abril aplicará el mecanismo previsto

para la readecuación tarifaria.

La convocatoria es dirigida a las empresas Transportadora de Gas del Sur, Metrogas, Litoral Gas, Gas Natural Ban, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur.

El ENARGAS habilitó además centros de participación virtual en el Centro Regional Sur del ENARGAS, sito en Mendoza 135, Neuquén; en el Centro Regional Río Grande, en Juan B. Thorne 721, ciudad de Río Grande en Tierra del Fuego; y en el Centro Regional Bahía Blanca, sito en Belgrano 321, Bahía Blanca.

En la resolución, el Enargas tam-

bién mencionó que analizó las condiciones de abastecimiento de gas existentes a raíz de las inyecciones de Gas Natural Licuado (GNL) regasificado proveniente de la Flotating Storage and Regasification Unit (FSRU) sita en la terminal de Escobar (Provincia de Buenos Aires).

En la misma se señala que ciertos subdistribuidores informaron al Enargas que las tarifas reconocidas para sus localidades abastecidas con Gas Licuado de Petróleo (GLP) no alcanzarían a cubrir sus costos, por lo que resulta oportuno considerar dicho extremo en esa instancia.

Energía&Negocios

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

E&N. www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina

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

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Indicadores de actividad económica y precios, según el Informe de Tendencias del IAE

Los precios mayoristas de los refinados aumentaron 93,9% en los últimos 12 meses

Petróleo y gas y los productos refinados de petróleo fueron los únicos sub-índices de precios energéticos que superaron en variación al IPIM general en el acumulado anual.

Los precios mayoristas (IPIM) aumentaron 1% en noviembre de 2018 respecto del mes anterior, y 74,1% respecto de igual mes de 2017. A su vez, en el acumulado a noviembre de 2018 el índice muestra un aumento del 71,3%.

El IPIM relevado para petróleo crudo y gas disminuyó 7,3% i.m en noviembre de 2018, mientras que aumentó 121,9% i.a. En el acumulado a noviembre de 2018 aumentó 116,7% respecto a igual periodo del año anterior.

Los precios mayoristas referidos a los productos refinados de petróleo aumentaron 4% i.m y 93,9% i.a. A su vez, acumula un incremento del 85,2% en los once meses de 2018.

Esto sugiere una importante contribución al incremento en el índice general de precios mayoristas por parte de estos productos. El IPIM relevado para la energía eléctrica muestra una variación del 0,1% en noviembre respecto a octubre

de 2018 y del 80,1% respecto a noviembre de 2017, acumulando un aumento del 52,9% en los once meses de 2018.

Subsidios

Los subsidios energéticos devengados aumentaron en términos acumulados al mes de noviembre de 2018 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 64,7% en el acumulado a noviembre de 2018 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por la suma nominal de \$ 62.795 millones en los once meses de 2018 respecto a igual periodo de 2017.

El valor anualizado a noviembre, al tipo de cambio del mes, de los subsidios energéticos en dólares ha sido de USD 4.018 millones, esto es un 21% inferior a los USD 5.082 millones del año anterior.

En cuanto a la desagregación de los subsidios, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a noviembre de 2018 fueron para CAMMESA (\$ 103.095 millones) que aumentó más que la devaluación del Peso, un

114,8%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 35.016 millones, es decir un 208% más que igual periodo del año anterior, y el Programa de Incentivos a la Producción de Gas Natural – ex Plan Gas - (\$ 11.769 millones) que recibió un 52,2% menos en concepto de subsidios respecto a igual periodo del año anterior. Además, el Fondo fiduciario para consumo de GLP (\$ 6.484 millones) aumentó 27,8%.

El valor anualizado en dólares de las transferencias corrientes a CAMMESA fue de USD 2.592 millones, es decir un 3,1% más que el año anterior (USD 2.515 millones). En el caso de IEASA (Ex ENARSA) los subsidios energéticos anualizados en dólares han sido de USD 880 millones, con un incremento del 48,1% respecto a los USD 594 millones recibidos en igual periodo anualizado del año anterior.

El Ex plan Gas recibió en términos anualizados a noviembre USD 296 millones, en contraste con los USD 1.291 millones de igual periodo anualizado del año anterior. Esto implica una disminución del 77,1%.

Los aumentos en las transferencias a CAMMESA e IEASA están vinculados a la devaluación de la moneda y su impacto en los combustibles. Sin embargo, en ambos casos se observan incrementos inter anuales por sobre la devaluación del Peso en el mismo periodo, que pasó de \$/USD 17,49 a \$/USD 36,45, (+108%), lo cual sugiere un incremento real en los subsidios.

Transferencias

Las transferencias para gastos de capital fueron \$ 10.197 millones durante los once meses acumulados de 2018, reduciéndose en un 43,1% respecto a igual periodo de 2017. Esto implica un monto menor en \$ 7.709 millones respecto a igual periodo de 2017. Los ítems más importantes con ejecución presupuestaria acumulada a noviembre de 2018 fueron Nucleoeléctrica con \$ 7.220 millones recibiendo un 1,5% más que en igual periodo del año anterior, y la Ex ENARSA (IEASA) con \$ 1.238 millones y una reducción del 69,4% respecto a igual periodo de 2017.

Situación del mercado eléctrico:

En el mes de noviembre de 2018, la demanda total de energía eléctrica fue 3,2% inferior a la del mismo mes del año anterior. La demanda total del sistema fue de 10.029 GWh en noviembre del año 2018, mientras que para el mismo periodo del año 2017 fue de 10.356 GWh.

En el mes de noviembre de 2018 disminuyó el consumo en todas las categorías en términos inter anuales: la demanda residencial disminuyó 1% i.a, la demanda comercial se redujo 3,1% i.a, y la demanda industrial/comercial de energía eléctrica fue 5,9% inferior a igual mes del año anterior. Esta caída inter anual en la demanda industrial de energía eléctrica, está correlacionado con la reducción de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para los últimos meses.

Los datos referentes al periodo de 12 meses (diciembre 2017- noviembre 2018) indican que la categoría residencial y comercial han incrementado su demanda media (2,8% y 0,8% respectivamente). Sin embargo, los datos son negativos para la demanda media móvil de la categoría industrial/comercial que se ha reducido 0,3% en el periodo.

La oferta neta de energía disminuyó 3% i.a en noviembre de 2018, a la vez que muestra un incremento en el cálculo de la generación media móvil de los últimos 12 meses de 1,5%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 10.418 GWh en noviembre de 2018, mientras que había sido de 10.744 GWh para el mismo mes del año anterior. La generación media mensual del año móvil fue de 11.586 GWh.

La generación neta local disminuyó 3,2% i.a en noviembre de 2018 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que tomando la generación media del último año móvil tuvo un incremento del 1,9%. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento únicamente en la generación renovable, que se incrementó 74,3% i.a. Adicionalmente, tomando el cálculo para la generación local media del último año móvil la generación Hidráulica, Nuclear y Reno-

vables muestran crecimiento positivo con una variación del 2,6%, 23,2% y 18,2% respectivamente, respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 64% de la generación) disminuyó 0,2% en el último año móvil.

En cuanto a energías renovables, el aumento del 74,3% se explica por una mayor generación Eólica, Solar, Biomasa y Biogas que aumentaron 304,7%, 1.359%, 1,2% y 75,2% i.a respectivamente. La generación hidráulica renovables, que ocupa el 60% de la generación total, disminuyó 9,7% i.a.

La participación de generación a través de energías Renovables fue del 2,24% del total generado en el último año móvil a noviembre de 2018, mientras que en términos mensuales representó el 4,1% de la energía generada en el mes.

Es preciso indicar que eso refleja que no se alcanzará el objetivo (prorrogado) de generar el 8% de la demanda con energías renovables a diciembre de 2018 como sugiere la ley 27.191 y su reglamentación.

Precios y costos

Los datos indican que en noviembre de 2018 el costo monómico medio (los costos promedio de generación eléctrica) respecto a septiembre de 2017 tuvo un incremento del 104,5% i.a, mientras que el precio monómico estacional (el precio promedio que paga la demanda) aumentó 125,7% i.a. Estas variaciones están muy por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 74,1% i.a, y en concordancia con la devaluación del Peso argentino (+108%).

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 55% de los costos de generación, siendo el resto cubierto con subsidios. Durante el mes anterior el precio pagado por la demanda cubrió el 50% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que a pesar de que los precios que paga la demanda por la energía eléctrica subieron más que el IPIM, la recuperación de los costos no ha logrado avances al momento debido, entre otros, al impacto de

IPH
Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.
CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS
American Petroleum Institute API Membership License No. 0019
Crosby Data-Sounder official para Argentina y Brasil
(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

la devaluación del peso en los combustibles. En este sentido, el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria no ha logrado aún su objetivo primordial: cubrir un mayor porcentaje del costo de generación.

La potencia instalada en noviembre de 2018 fue de 38.229 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 21.190 MW el día 21/11/2018.

Upstream

La producción de petróleo aumentó en noviembre de 2018. En el acumulado del último año móvil la producción es superior al año precedente.

En el mes de noviembre de 2018 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 1,6% respecto al mismo mes de 2017 impulsada por un incremento del 6,4% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, y del 11,5% i.a en la Cuenca Austral. La Cuenca Golfo de San Jorge (la cuenca productora más importante) tuvo una disminución del 1,8%, mientras que las cuencas Cuyana y Noroeste disminuyeron la producción un 8,9% y 9,2% i.a respectivamente.

La producción acumulada de petróleo durante los últimos doce meses fue 1,7% su-

perior a la de igual periodo del año anterior.

La producción anual crece a una velocidad muy lenta, sin embargo, ha logrado revertir una tasa de decrecimiento anual que llegó al 7% en octubre de 2017.

La producción de petróleo desagregada por cuenca continúa mostrando importantes disminuciones en algunos casos en términos acumulados en los últimos doce meses: la Cuenca Noroeste es la que presenta la disminución más importante con una retracción del 15,7% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior, le sigue la Cuenca Cuyana con una disminución del 6,9%, mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral, que representan el 93% de la producción Nacional, aumentaron 0,5%, 3,7% y 15,2% respectivamente en el acumulado del año móvil a noviembre de 2018.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore (54% de la producción total de la cuenca) acumulada en los últimos doce meses aumentó 12,5% mientras que la producción On shore fue 18,5% superior a igual periodo del año anterior.

La producción de petróleo no convencional aumentó

Surtidores con ajustes

Arrancó febrero con suba promedio del 2 % en los combustibles

Durante la primera semana de febrero, YPF y Shell aumentaron el precio final de los combustibles líquidos.

Shell ajustó el 2,09% promedio país, debido a la suba de los precios internacionales de petróleo durante enero.

Por su parte, YPF aumentó el 1,6 por ciento en promedio los precios de sus combustibles en todo el país, anunció este lunes la petrolera. De este modo, los precios en la Ciudad de Buenos Aires serán: Nafta Súper, \$37,62; Infinia, \$43,40; Diésel (D500), \$35,18; e Infinia Diésel, 41,18 pesos, informó la empresa.

En la Ciudad de Buenos Aires la nafta V-power (premium) de Shell aumentó 1 por ciento y pasó a costar 44,43 pesos el litro, la nafta súper aumentó 2 por ciento y cuesta 38,52 pesos, el diésel V-power también aumentó 2 por ciento y cuesta 42,82 pesos, en tanto que el Fórmula Diésel (común) aumentó 3 por ciento y pasó a costar 36,79 pesos el litro.

En el movimiento de precios de estos combustibles líquidos incide una ecuación compuesta por la variación internacional del petróleo crudo (Brent), la relación Peso-Dólar, y la incidencia de los

precios de los biocombustibles en la proporción del corte (mezcla) que se hace con las naftas y gasoils. Las otras marcas que operan en el mercado, por caso YPF, Axion, y las que reemplazaron a Petrobras y Oil, hacen sus propios números y resolverán sus precios en los próximos días, también considerando el nivel de la demanda que presenta cada combustible.

En los últimos meses se registró una notable merma en las ventas de las naftas y gasoil premium habida cuenta su diferencia de precios (6 pesos promedio) con las naftas súper y el diésel común.

El mes pasado Shell decidió aplicar una rebaja promedio país de 0,65 por ciento en los precios de sus combustibles no premium en todas las estaciones de la marca, manteniendo los valores para los premium.

Axion, en tanto, bajó el mes pasado entre 1,2 y 1,7 por ciento promedio ponderado los precios de todos sus combustibles, aplicando un criterio similar al de YPF, la compañía con mayor participación en el mercado local, que los bajó 2 por ciento en promedio.

Proyectando Energía



Víctor Contreras
victorcontreras.com.ar

61,4% i.a y 37,7% en el acumulado de los últimos doce meses a noviembre de 2018 según datos de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En el mes de noviembre de 2018 la producción no convencional representó el 15,8% del total, mientras que en el acumulado del último año móvil a septiembre es del 12,5% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 61,4% i.a debido al aumento del 70% i.a en el Shale - representó el 13,9% de la producción total de noviembre - y del 17,5% i.a en el Tight - representó el 1,9% de la producción total de noviembre de 2018-.

La producción acumulada en los últimos doce meses de shale, que representa el 10,6% de la producción total, creció 38,6% mientras que la de Tight aumentó 32,9% en el mismo periodo, representando el 1,9% de la producción total. De esta manera, la producción de petróleo no convencional acumulada en los últimos doce meses fue 37,7% superior a igual periodo del año anterior.

La producción de Gas Natural se incrementó 4% i.a en noviembre de 2018 respecto del mismo mes de 2017. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,1%.

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en la cuenca Neuquina del 14,2% mientras que en la cuenca Austral disminuyó 12,3% i.a. En la Cuenca Cuyana la producción disminuyó 3,6% i.a mientras que la cuenca Golfo San Jorge y Noroeste presentan en noviembre de 2018 una producción 6% y 10,8% inferior respecto a noviembre de 2017.

Por otra parte, la producción acumulada del último año móvil crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 7,9% mientras que en las cuencas Austral y Cuyana se incrementó 8,6% y 2,8% respectivamente. Estas tres cuencas concentran el 84% del total de gas producido en el país. Sin embargo, la producción de gas natural tiene una fuerte disminución en las cuencas Noroeste y Golfo San Jorge (-11,9% y -7,4% respectivamente).

La producción de gas natural no convencional aumentó 57,2% i.a y 36,6% en el acumulado de los últimos doce meses a noviembre de 2018 según los datos de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En noviembre de 2018 la producción no convencional representó el 41,1% del total, mientras que en el acumulado del último año móvil a noviembre es del 34,3% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó 57,2% i.a debido al aumento del 250% i.a en el Shale - representó el 21,9% de la producción total de noviembre - que compensó la caída del 3,7% i.a en el Tight - representó el 19% de la producción total en noviembre-.

La producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas, que representa el 12,8% de la producción total, creció 174,6% mientras que la de Tight aumentó 5% en el mismo periodo, representando el 21,4% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada en los últimos doce meses fue 36,6% superior a igual periodo del año anterior.

Hasta el mes de mayo de 2018 la producción de gas no convencional de la cuenca Neuquina fue beneficiaria de subsidios a la producción incremental según la resolución 46/2017 del Ex MINEM. Los proyectos incluidos en este programa de incentivos recibieron un precio de 7,5 US\$/MMbtu a la producción incremental, esto significa que se les otorgó un subsidio de alrededor de 3 US\$/MMbtu puesto que la oferta recibió un precio de 4,8 US\$/MMbtu en abril de 2018. Las noticias del mes reflejan que este beneficio sería retirado definitivamente a los productores.

La producción de petróleo convencional disminuyó en noviembre 5,2% i.a y 2% en el acumulado del último año móvil. Por el contrario, la producción de gas natural no convencional se incrementó 61,4% i.a y 37,7% en el año móvil siendo el 12,3% del total anual producido.

La producción de gas natural convencional disminuyó en noviembre 18,9% i.a y 7% en el acumulado del último año móvil. Por el contrario, la producción de gas natural no convencional se incrementó 57,2% i.a y 36,6% en el año móvil siendo el 34,3% del total anual producido.

Downstream

Las ventas de naftas y gasoil disminuyeron en el mes de noviembre de 2018 medidas en cantidades. Esta vez la variación fue de -10,2% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron un aumento del 0,2%.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 11,2% i.a en las ventas de Gasoil y por una disminución en las ventas de las naftas del 8,5% i.a

Desagregando las ventas de naftas, en noviembre de 2018 se observan aumento respecto a igual mes del año

Principales indicadores del sector energético						
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	var % i.a	Variación año móvil
Producción total de petróleo (Mm3). Nov-18	2.365	2.328	28.342	27.858	↑ 1,6%	↑ 1,7%
Petróleo convencional (Mm3)	1.990	2.099	24.812	25.307	↓ -5,2%	↓ -2,0%
Petróleo no convencional (Mm3)	375	232	3.533	2.566	↑ 61,4%	↑ 37,7%
Producción total de gas (MMm3). Nov-18	3.697	3.556	46.859	44.565	↑ 4,0%	↑ 5,1%
Gas convencional (MMm3)	2.133	2.630	30.587	32.876	↓ -18,9%	↓ -7,0%
Gas no convencional (MMm3)	1.486	946	16.026	11.732	↑ 57,2%	↑ 36,6%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Nov-18	1.824	2.030	22.950	22.914	↓ -10,2%	↑ 0,2%
Demanda de Gas (MMm3). Oct-18	3.689	3.535	46.145	44.757	↑ 4,4%	↑ 3,1%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Oct-18	214	381	3.510	3.606	↓ -43,8%	↓ -2,7%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Nov-18	10.029	10.356	11.178	11.030	↓ -3,2%	↑ 1,34%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Nov-18	10.388	10.726	11.573	11.354	↓ -3,2%	↑ 1,9%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsídios). Nov-18	-	-	159.796	97.001	-	↑ 64,7%
Transferencias de capital. Nov-18	-	-	10.197	17.906	-	↓ -43,1%
Saldo comercial energético (millones de u\$d). Nov-18	200	-96	-2.326	-3.116	-	↓ -25,4%

* En este caso el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

Principales precios energéticos					
	Mes	Mes anterior	Igual mes año anterior	% i.m	% i.a
WTI (USD/bbl). Nov-18	56,9	70,7	56,6	↓ -20%	↑ 0,5%
BRENT (USD/bbl). Nov-18	64,7	81,0	62,7	↓ -20,1%	↑ 3,2%
Medanito. Sep-18	65,6	65,2	54,4	↑ 0,6%	↑ 20,6%
Escalante (USD/bbl). Oct-18	62,6	65,5	53,4	↓ -4,4%	↑ 17,2%
Henry Hub(USD/MMbtu). Nov-18	4,1	3,3	3,0	↑ 24,7%	↑ 35,9%
Gas boca de pozo (USD/MMbtu). Jun-18	4,7	5,1	3,6	↓ -6,7%	↑ 30,4%
Coto de generación eléctrica (\$/MWh). Nov-18	2.444	2.669	1.195	↓ -8,4%	↑ 104,5%
Precio de energía eléctrica (\$/MWh). Nov-18	1.358	1.350	602	↑ 0,6%	↑ 125,6%

anterior únicamente en la nafta Súper (1,6% i.a) mientras que las naftas Ultra, con una variación negativa del 30%, explica la disminución en las ventas de este combustible. Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil están explicadas por una disminución del 12,3% i.a en las ventas de gasoil común (que ocupa el 75% del gasoil comercializado).

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 0,8% respecto a igual periodo del año anterior, impulsadas por las ventas de Gasoil Común que tuvieron caída del 5% y ocupa el 75% del gasoil comercializado. Las Naftas aumentaron sus ventas acumuladas en el año móvil 1,5%, debido a los incrementos en naftas Súper (4,4%) que compensa la caída del 4,5% en las ventas de nafta Ultra.

El Gas entregado en el mes de octubre de 2018 totalizó 3.689 millones de m3. En este sentido, las entregas totales fueron 4,4% mayores en términos i.a mientras acumuló un aumento del 3,1% en los últimos doce meses corridos

respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por principales Usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 6,1% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un incremento del 1,7% respecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el Gas entregado a la Industria tuvo un aumento del 4,7% i.a y de 5,7% en el acumulado para el último año móvil a octubre de 2018 respecto a igual periodo del año 2017.

Las Centrales Eléctricas tuvieron un consumo 11,9% superior al de octubre de 2017 mientras que han aumentado su demanda un 4,3% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

El hecho de que en crecimiento en la demanda de gas en el acumulado para el año móvil sea menor al crecimiento de la oferta (+3,1% versus +5,1%) implica una baja en las importaciones de este combustible.

El Petróleo procesado disminuyó 0,3% i.a en noviembre de 2018 mientras que en

el cálculo acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 3,5%.

Precios

El barril de petróleo WTI cotizó en noviembre US\$/bbl 56,9 lo cual implica un precio 19,5% menor respecto al mes anterior mientras que es un 0,6% mayor al registrado en noviembre de 2017. Por otra parte, el barril de crudo BRENT cotizó US\$/bbl 64,7 teniendo una variación negativa del 20,1% respecto del mes anterior mientras que aumentó 3,3% respecto a noviembre de 2017.

El precio del petróleo disminuyó considerablemente en noviembre lo cual motivó a los países de la OPEP a establecer recortes en la oferta.

Por otra parte, el barril Argentino del tipo Medanito tuvo un precio de US\$/bbl 65,6 en septiembre de 2018 (último dato disponible en Secretaría de Energía) incrementándose 20,6% i.a y 0,5% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo Escalante muestra un precio que se ubica en los US\$/bbl 62,6 en el mes de octubre de 2018, siendo un 17,3% superior al de igual mes del año anterior aunque un 4,5% menor al mes anterior.

El precio spot del gas natural Henry Hub fue de US\$ 4,1 MMBtu (millón de Btu) en noviembre de 2018. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 35,9% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 24,7% superior al del mes anterior.

En el caso Argentino, el precio del Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales) fue de 4,72 US\$/MMbtu en junio de 2018 (último dato disponible), lo cual implica un precio 6,9% inferior al mes anterior aunque 30,3% superior a igual mes del año anterior.

El Precio de importación del GNL para el año 2018 promedia los 7,9 US\$/Mmbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados para el año 2018. Esto implica un precio de importación 38% superior al de 2017 (5,74 US\$/MMbtu) y 40% superior al de 2016 (5,61 US\$/MMbtu).

El gas de Bolivia tiene un precio de importación de 7,17 US\$/MMBTU para el trimestre octubre-diciembre de 2018 (incluido transporte y combustible).

Biocombustibles

La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar disminuyó 7,2% i.a en octubre de 2018. Mientras que en el cálculo acumulado du-

rante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción aumentó 1,2%.

Las ventas respecto de octubre de 2017 se redujeron 6,9%, mientras que aumentaron 1,7% en el cálculo acumulado del último año móvil respecto al año anterior.

La producción de Biodiesel disminuyó en el mes de octubre de 2018, siendo un 54,8% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observó una disminución del 3,9% en la producción acumulada en el último año móvil.

Las exportaciones de Biodiesel cayeron 80,2% i.a siendo los Suecia y los Países Bajos los únicos destinos. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a octubre de 2018 las ventas al exterior fueron 9,1% mayores a igual periodo del año anterior.

Balanza comercial

La balanza comercial energética del mes de noviembre de 2018 fue superavitaria en US\$ 200 millones. Adicionalmente, el déficit comercial energético acumulado a noviembre de 2018 se redujo un 25,4%, pasando de un déficit de USD -3.116 millones en 2017 a uno de USD -2.326

millones en el mismo periodo de 2018. Esto implica un déficit USD 790 millones inferior al del mismo periodo de 2017.

El menor déficit comercial energético acumulado a noviembre de 2018 respecto del mismo periodo de 2017 se explica por el hecho de que las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron un incremento del 18,1% (USD 955 millones más) mientras las exportaciones de combustibles y energía aumentaron un 80,5% (USD 1.745 millones más) en el mismo periodo.

Las importaciones de combustibles muestran un aumento en los últimos 12 meses acumulados a noviembre de 2018 del 94% pasando de 362 Mm3 a 704 Mm3 en igual periodo. Por otra parte, se importó un 9% más de Gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 44,5% i.a y 7,3% en el acumulado del último año móvil, mientras que las de GNL se redujeron 23,9% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de Gas (Natural y GNL) cae a un ritmo del 14,1% en los últimos doce meses.

Generará unos US\$ 200 millones en exportaciones

YPF recibe la barcaza Tango para producir y exportar GNL

A mediados de febrero llegó al puerto de Bahía Blanca la barcaza contratada por YPF a la belga Exmar licuefacción de gas para su exportación. La barcaza será bautizada con el nombre Tango FLNG, es una unidad nueva y flotante con una capacidad de licuefacción de 2,5 millones de metros cúbicos día de gas natural.

Su producción anual es equivalente al consumo de 1 año de un millón de hogares, precisó la compañía y la puesta en operaciones está prevista para finales de marzo. El CEO de Exmar, Nicolas Saverys, y el presidente de YPF, Miguel Gutiérrez, firmaron en noviembre último un acuerdo por 10 años para traer esta barcaza licuefactora que le permitirá al país comercializar el gas de Vaca Muerta a los más de 40 países importadores de GNL. Se trata del primer proyecto flotante de exportación de GNL en América Latina, el tercero en

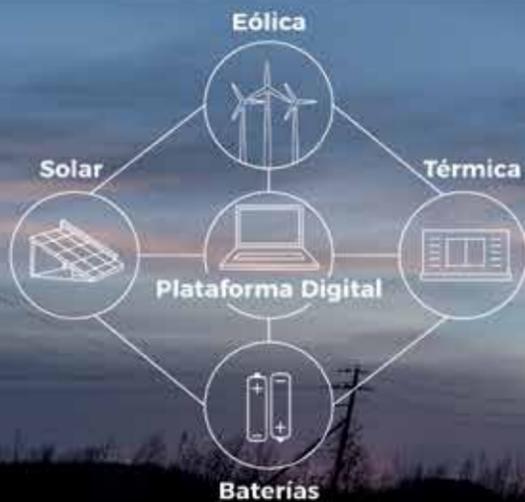


el mundo. Gutiérrez remarcó que "se trata de aprovechar al máximo la compatibilidad estacional con los mercados del hemisferio norte, siendo nuestra ubicación única para dichos centros de demanda". YPF procurará exportaciones de GNL a distintos mercados internacionales, incluyendo Asia, Europa y mercados regionales. De esta forma, indicó la compañía de mayoría accionaria estatal, se acelera la monetización de las reservas

de gas natural de Vaca Muerta, y estimó que la operatoria permitirá generar ingresos por más de 200 millones de dólares por año. Si bien por cuestiones de estacionalidad es posible que el mercado aun requiera que se importe GNL en invierno, con este desarrollo Argentina podría disponer de GNL para su transporte a la Terminal de GNL de Escobar y sea utilizado para sustituir importaciones de dicho producto.

aggreko

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



aggreko

Visite aggreko.com

Contáctenos (011) 4846 7403

Ante la eventual reducción de los plazos de pago a productoras

ADIGAS advirtió a Energía por perjuicio financiero

Las distribuidoras de gas natural por redes, nucleadas en ADIGAS, reclamaron a la Secretaría de Energía el mantenimiento de los actuales plazos de pago del gas a las productoras, de 75 días contados desde el último día del mes de inyección del fluido para los usuarios ininterrumpibles (mayormente Residenciales).

En una nota firmada por la presidenta de la entidad, María Tettamanti, las empresas Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur, Distribuidora de Gas del Centro y Distribuidora de Gas Cuyana, Naturgy (ex Gas Natural Fenosa), Gas Nea, GASNOR, Litoral Gas y MetroGAS, puntualizaron que *“sólo éste plazo garantiza el derecho de las Distribuidoras a que les sea reconocido el costo de adquisición del gas natural a través de su traslado a tarifa, conforme lo establecido en la ley marco 24.076”*.

Por lo tanto, destacaron, *“considerar un plazo promedio de pago menor a 75 días para la cancelación de las facturas de gas emitidas por los productores, afecta sustancialmente la situación económica financiera de las Licenciatarias, toda vez que será necesario contar con un volumen adicional de capital de trabajo, con un costo financiero que NO ha sido contemplado en la RTI, siendo necesario recurrir al mercado financiero para su obtención”*.

“Para graficar numéricamente lo expuesto” calculó ADIGAS, *“las Licenciatarias deberían asumir para la cancelación de sus compromisos con los productores un capital de trabajo de aproximadamente 31.342 millones*

de pesos, con un costo financiero asociado que asciende a 9.537 millones”.

ADIGAS se opone al criterio de Energía de reducir a 30 días el plazo de pago, plazo que regirá en la licitación de compra-venta del gas e través del mercado electrónico (MEGSA) prevista para mediados de febrero.

Entre las Condiciones Generales de la futura operadora, respecto de la facturación y pago del gas que el Adjudicatario (productor) se deberá realizar la facturación de los volúmenes de gas natural suministrado durante el mes inmediato anterior, según los balances de la transportista y al precio en pesos argentinos por metro cúbico dentro de los cinco días posteriores al último día de las entregas de cada mes.

Las productoras, vienen sosteniendo que las nuevas tarifas de la RTI tornan posible para las distribuidoras pagar a 30 días, disminuyendo así los riesgos de un “descalce” por devaluación del peso en relación a la cotización en dólares del gas entregado.

Energía sostiene que *“el vencimiento de dicha factura será a los 30 días de finalización del mes de entrega”*.

Las distribuidoras consideran que *“el plazo de vencimiento propuesto no tiene justificación alguna basada en circunstancias fácticas que acrediten la posibilidad cierta de asumir ésta obligación”*.

Al respecto, las distribuidoras refirieron a Lopetegui que *“debe tener presente”* que el Enargas, en el marco de las Asistencias Económicas Transitorias otorgadas en 2015 a las Licenciatarias, relevó que la recaudación por la

provisión de gas corresponde en su mayoría a usuarios residenciales como consecuencia de las modificaciones introducidas por los Decretos 180/04 y 181/04, que derivaron en el unbundling de gas, a partir de los cuáles, los usuarios industriales, GNC y Usinas debieron adquirir el gas directamente en el mercado mayorista.

Adigas remarcó en su nota al Secretario que *“estos usuarios pagaban el gas mensualmente, lo que permitía promediar los días de pago”*, pero al salir de la órbita de abastecimiento de las distribuidoras la recaudación se acotó a los ingresos derivados de los usuarios residenciales, esto es, entre los 60 y 90 días del mes de entrega”, pagando las distribuidoras sus facturas por compra del gas a 30/60/90 días.

A ello se sumó la Resolución 31/2016 del ahora ex MINEM que (por el fuerte aumento de las tarifas) estableció que el pago de las facturas del servicio que se emiten en forma bimestral se puedan pagar mensualmente. Las distribuidoras afirman que *“al mantenerse los plazos de lectura y facturación, esta disposición afectó la disponibilidad mensual de los ingresos de las empresas, prolongando los plazos de recaudación de los residenciales, ya que difirió el 50 por ciento de la percepción a 30 días”*.

En consonancia con ello, el entonces MINEM estableció en noviembre de 2017 que el plazo de pago de las facturas fuera de 75 días contados desde el último día de mes de inyección correspondiente”, que ahora las distribuidoras aspiran a preservar.

Autorrizan más ventas de gas natural a Chile y Brasil

A través de tres resoluciones la Secretaría de Energía otorgó sendos permisos de exportación de gas natural con destino a empresas de Brasil y de Chile, tratándose en el último caso de ampliaciones en los volúmenes diarios, aunque sin superar los máximos totales establecidos en los contratos originales.

En el caso del gas a Brasil, se trata de un nuevo permiso de exportación, (el número quince de una serie que aún tiene a varias solicitudes pendientes), y es a favor de la petrolera Wintershall Energía, que tiene como comprador a AES Uruguaiana Empreendimentos, para la generación de energía eléctrica en Brasil.

La autorización es por un volumen máximo diario de 750.000 metros cúbicos y una cantidad máxima total de 159.000.000 de metros cúbicos hasta el 1 de mayo próximo.

El gas natural a exportar tiene origen en el Area San Roque y Area Aguada Pichana Este, de la Cuenca Neuquina, y se realizará en base a contratos interrumpibles.

Aunque la resolución 3/2019 publicada en el Boletín Oficial no lo especifica, en la solicitud de Wintershall se plantea un precio de venta de 3,86 dólares el millón de BTU.

La petrolera solicitó la autorización de exportación a Brasil en virtud de la oferta para la compraventa de gas natural del 18 de septiembre de 2018 mediante la cual Wintershall se comprometió a entregar gas natural a AES Uruguaiana Empreendimentos en forma interrumpible, es decir, sin compromisos de entrega y/o recepción de las partes, sujeto a la obtención de los permisos correspondientes.

La resolución señala que la ley 17.319 establece que el Poder Ejecutivo Nacional permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, por lo que dichas entregas quedan condicionadas a que se encuentre asegurado el abastecimiento de la demanda local.

La autorización de exportación caducará automáticamente si transcurrido el plazo de cuarenta y cinco (45) días computados a partir de la fecha de su publicación no se efectivizare la primera exportación y

Wintershall deberá informar mensualmente a Energía los volúmenes mensualmente exportados.

En el mismo orden, la cartera a cargo de Gustavo Lopetegui autorizo también, a través de las resoluciones 5 y 6/2019 a la Compañía General de Combustibles (CGC) la exportación a Chile de volúmenes de gas natural excedentes a las cantidades diarias aprobadas el año pasado por esa misma Secretaría.

Se trata de ventas bajo la modalidad contractual de interrumpible, desde las áreas de explotación convencionales de CGC ubicadas en la Cuenca Austral (Santa Cruz) con destino a Methanex Chile Spa (METHANEX), de acuerdo con compromisos que datan de

REFERENTE
EN CONSTRUCCIONES
EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

VENTUS
NOS IMPORTA EL FUTURO

Energía es crecimiento

Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria.

Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación en la generación de la energía que el país necesita.

ExxonMobil, líder en el desarrollo seguro y eficiente en reservorios de gas y petróleo no convencionales.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

ExxonMobil

La energía vive aquí™



ELECTRICIDAD

Los parques generadores eólicos ya aportan 680 MW al Sistema Interconectado

Durante el año 2018 ingresaron comercialmente en operación plantas de energía eólica que representaron 469,55 MW de potencia instalada en el marco del Plan RenovAr, las que sumadas a los 211,3 MW de las plantas generadoras correspondientes al programa GenRen (antecesor) totalizan 680,8 MW, de acuerdo con un informe periódico de la Cámara Eólica Argentina (CEA), que nuclea a las empresas del rubro. Para el año en curso, se estima ingresarán en operación una docena de nuevos parques generadores, lo que sumaría 1 GW al aporte que este rubro realiza al Sistema Interconectado de Electricidad. Las plantas generadoras correspondientes al programa GenRen son: Parque Eólico Rawson (77 MW más 27 MW), Diadema (6,3 MW), Arauco (50 MW) y Trelew (51 MW).

En tanto, los parques que ingresaron hasta diciembre último son: Villalonga, (50 MW -Genneia, RenovAr 1); Madryn 1 (70 MW - Genneia, Res. 202); Chubut Norte 1 (28,4 MW - Genneia, RenovAr 1); La Castellana (99

Generador	Genren	Res. 202	Renovar	Mater	Total	Share
Genneia	127,4	220,0	356,6	39,2	743,2	18,8%
Cp Renovales	-	-	245,0	137,0	382,0	9,6%
YPF luz	-	-	99,0	271,6	370,6	9,3%
Goldwind	-	150,0	198,0	-	348,0	8,8%
PCR	-	-	300,0	21,6	321,6	8,2%
Arauco Sapem	50,0	-	346,0	-	396,0	9,9%
Pampa Energiá	-	-	100,0	148,9	248,9	6,3%
Envision	-	-	185,0	-	185,0	4,7%
AES	-	-	79,8	98,4	178,2	4,5%
Eolica Renoables	-	-	100,0	50,0	150,0	3,8%
Total-EREN	-	50,0	97,0	-	147,0	3,7%
Goldenpeaks	-	-	100,0	-	100,0	2,5%
ENEL	-	-	100,0	-	100,0	2,5%
Latinamericana de Energiá	-	-	60,0	-	60,0	1,5%
OREL	-	-	55,0	-	55,0	1,4%
Aluar	-	-	-	50,4	50,4	1,3%
Autotrol	-	-	-	49,4	49,4	1,3%
Grupo Frali	-	-	37,0	10,8	47,8	1,2%
CAPEX	-	-	27,6	-	27,6	0,7%
Ficus	-	25,0	-	-	25,0	0,6%
PAE	-	-	24,0	-	24,0	0,6%
Interenergy	-	-	24,0	-	24,0	0,6%

MW -Central Puerto, RenovAr 1); Achiras (48MW- Central Puerto, RenovAr 1.5); Garayalde (24,1 MW -PAE, RenovAr 1); Manantiales Behr (50 MW -YPF Luz, Mater); y Corti, (100 MW -Pampa Energiá, RenovAr 1). De este total eólico ya en operaciones la productora Genneia, con 300 MW, es el jugador más importante, con una participación en

este rubro del 44 por ciento. El informe resume que, a través de las licitaciones de los programas RenovAR 1, 1.5 y 2 y Resolución 202, se adjudicaron 147 proyectos de energías renovables en todas sus variantes, por 4.466,5 MW de potencia, siendo 41 de ellos eólicos, por un total de 2.911 MW de potencia, con un precio promedio ponderado de

50,07 dólares por MW/h. Si a estos 41 se suman 28 proyectos por aproximadamente 1000 MW correspondientes al régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) los proyectos totalizan 69.

La potencia eólica prevista para el año 2020 totaliza 3.172 MW, cifra que se integra con 2.911 del programa RenovAr



Wärtsilä construirá una central eléctrica en Chubut para el mercado Oil & Gas

El grupo tecnológico Wärtsilä construirá para YPF en el yacimiento Manantiales Behr una central eléctrica con motores de alta eficiencia, que utilizará gas como combustible, tendrá una potencia inicial de 57,4 MW, y podrá luego ser ampliada hasta 90 MW.

La producción de energía se utilizará principalmente para garantizar el suministro eléctrico de campos petroleros emplazados en la cuenca del Golfo San Jorge y también para abastecer de energía al sistema interconectado nacional.

El acuerdo de construcción entre la firma finlandesa y la petrolera argentina de mayoría accionaria estatal es bajo la modalidad EPC (llave en mano) lo cual comprende la ingeniería, compras e instalación de la planta. El cliente paga un precio previamente acordado por todo el proyecto. La nueva central eléctrica estará ubicada en uno de los campos petroleros más importantes de la



Argentina, y aumentará la eficiencia del suministro de energía del área al reemplazar una planta de turbina de gas existente.

La central operará con cinco motores Wärtsilä 31SG, el motor de combustión más eficiente del mercado, con capacidad para alcanzar la potencia máxima desde el arranque en aproximadamente dos minu-

tos, la solución de Wärtsilä ayudará a equilibrar el sistema absorbiendo las intermitencias del parque eólico adyacente perteneciente a YPF, proporcionando así uno de los primeros sistemas de energía híbridos de Argentina. La capacidad de arranque en negro de esta planta significa que, en caso de que se produzca un fallo en la red eléctrica, la central Manan-

tiales Behr podría entregar electricidad de emergencia a la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El motor Wärtsilä 31SG es capaz de operar en condiciones climáticas adversas. Las condiciones del sitio en la cuenca Manantiales Behr incluyen velocidades del viento de hasta 180 km / hora y temperaturas que pueden oscilar entre -10 grados C y 40 grados Centígrados.

Se espera que la planta esté en pleno funcionamiento en octubre de 2020.

El Director Regional para Latinoamérica Sur, Alberto Fernandez, refirió que Wärtsilä Energy Business, "posee alta eficiencia e historial probado en la entrega de proyectos EPC, con el soporte en el financiamiento a través de Finnvera, la ECA de Finlandia, son las razones importantes que explican la adjudicación de este contrato". "Durante los últimos años hemos completado con éxito en Argentina siete proyec-

En el ámbito de Capital y gran Buenos Aires, según datos elaborados por Fundelec

Cayó 10 por ciento interanual la demanda de energía eléctrica en diciembre

La demanda de energía eléctrica registró en diciembre último una caída de 10% promedio país en comparación con el mismo mes del año 2017, y en el mismo orden, el consumo de electricidad en la Ciudad de Buenos Aires y el Conurbano bonaerense anotó una fuerte baja interanual, de 11,7% en el área atendida por Edesur, y de 12,5% en el área a cargo de Edenor, según datos provisorios de CAMMESA, difundidos por la fundación Fundelec.

El descenso en la demanda de energía en diciembre se registró en los usuarios residenciales, comerciales e industriales de todo el país y de este modo resultó que el último trimestre del 2018 fue de descensos consecutivos tras un trimestre (junio, julio y agosto) de ascensos. En los doce meses del año pasado la demanda de energía cerró con un incremento de apenas 0,2% interanual.

En diciembre de 2018, la demanda neta total del MEM fue de 10.808,3 gigawatts hora (GWh) mientras que, en el mismo mes de 2017 había sido de 12.008,9 GWh de lo cual resulta el descenso de 10 por ciento. No obstante, existió un crecimiento intermensual de 7,8% respecto de noviembre de 2018, cuando había ocurrido una demanda de 10.029 GWh.

Asimismo, del consumo total de diciembre el 43 por ciento (4.616,9 GWh) fue demanda residencial, mientras que la del sector comercial representó 30% (3.251,7 GWh) y del industrial 27% (2.939,7 GWh).

En la comparación interanual, la demanda residencial bajó 13%, la comercial descendió 9,2% y la industrial cayó un 10,7%.

En diciembre fueron 25 las provincias y empresas que marcaron descensos en sus consumos de energía: Ca-

tamarca (-40%), San Luis (-31%), Corrientes (-14%), San Juan (-12%), Tucumán (-12%), Entre Ríos (-12%), EDEN (-11%), La Rioja (-11%), Chaco (-10%), Jujuy (-9%), La Pampa (-9%), Mendoza (-9%), Santiago del Estero (-9%), Santa Fe (-9%), EDELAP (-8%), Río Negro (-7%), Salta (-6%), Neuquén (-6%), Córdoba (-5%), Formosa (-5%), Misiones

(-3%), EDES (-2%), EDEA (-1%), entre otros. Sólo Santa Cruz y Chubut registraron ascensos en los requerimientos eléctricos al Mercado Eléctrico Mayorista, con 7% y 1 por ciento, respectivamente.

En la comparación interanual, las variaciones según regiones fueron de -14,9% en el NOA; -12,1 en el área Metropolitana de Buenos Aires; de -10% en el NEA; de

-9,8% en el Litoral, de -9,6 en Cuyo, de -8,9 en la región Centro, de -7% en el Comahue, y de -6,4 por ciento en el resto de Buenos Aires, siendo la región Patagónica la que registró un 2,2% con respecto al año anterior.

La temperatura media de diciembre último fue de 22,4 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 24,7 °C, y la histórica del

mes es de 23,1 °C. La generación térmica lidera ampliamente el aporte de producción con 63,42% de los requerimientos.

Las centrales hidroeléctricas aportaron 29,13% de la demanda, las nucleares proveyeron 4,70% y las generadoras de fuentes alternativas el 2,51% del total. La importación representó apenas 0,24% de la demanda total.

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

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

Poné tu marca en boca de todos

CHOCO MAKERS

CHOCOLATES GOURMET
 Personalizados

www.chocomakers.com.ar

Una disciplina poco conocida pero de cardinal importancia para el control del desarrollo integral de la obra

El abogado especialista en Derecho de la Construcción

Por Juan Sebastián Fernández Cisneros *

Poco se sabe de lo que hace un abogado en una obra. Mejor dicho, ha sucedido en ciertas circunstancias vividas por quien redacta este artículo que, al arribar a una obra, un ingeniero, una persona de control de gestión, una persona de administración o incluso quien nos lleva en el vehículo hacia el obrador, al encontrarse con un abogado se pregunta: ¿qué pasó? ¿nos viene a despedir? ¿es de la subsecretaría de trabajo? Lamentablemente, si el personal que trabaja en obra sólo se realiza este tipo de preguntas, es porque no existe en dicha empresa una cultura del “abogado de obra” ni conocen su importancia.

El abogado especialista en construcción no llega a una obra para despedir empleados o para rescindir un contrato, sino para colaborar y corroborar que lo que está ejecutando el contratista en el campo concuerde con lo planificado en etapa de oferta y negociación de contrato.

O incluso más allá, el abogado especialista en construcción que no esté en obra o no visite asiduamente la obra, muy probablemente esté mal llamado especialista en derecho de la construcción. A los efectos de ordenar el presente artículo, describiré la labor del abogado especialista en construcción, desde el lugar del constructor, en forma cronológica o hablando en lenguaje apropiado “por avance de obra”:

i) Análisis y preparación de Oferta, ii) Negociación y firma de contrato, iii) Ejecución de Obra y iv) Solución de conflictos.-

Análisis y preparación de Oferta

Desde el instante en que llega un pliego a nuestras manos, el especialista en derecho de la construcción no debe leerlo y analizarlo en forma aislada, ya que si así lo hiciera lo estaría haciendo erróneamente. El abogado versado en la materia que nos convoca debe comenzar a interactuar con distintos profesionales para comprender la obra.

Seguramente, en esta instancia el letrado tendrá al alcance de su mano un checklist, y sino lo tiene, sería momento de confeccionarlo. Dentro de este análisis, deberá contemplar (entre otros temas):

Tipo de Contratación: Unidad de Medida, Ajuste Alzado, Coste y Costas, u otros sistemas de excepción o mixtos. En este caso creemos importante que el abogado de obra tiene el deber además de conocer perfectamente el tipo de contratación desde el punto de vista conceptual, de enfocar y utilizar su conocimiento dentro del contexto en el cual se llevará a cabo la obra en cuestión, o sea comprender el negocio. El abogado debe tener claro el alcance de la obra, detectar si existe una obra definida o por definirse, Obra nueva (green field) u Obra remodelada (brown field), etc.

Alcances de la obra. El profesional del derecho debe tener absolutamente claras las funciones, derechos y obligaciones de cada una de las partes. O sea, quién realizará la ingeniería conceptual, básica, de detalle y constructiva, la compra de equipos principales, la ejecución de obra civil, montaje de equipos, pre-comisionado, comisionado y puesta en marcha de la obra y demás aspectos.



Responsabilidades: El abogado deberá tener en cuenta cuál es la función del constructor y por lo tanto hasta dónde es responsable por su accionar, evitando que el comitente responsabilice al contratista por aquellas obligaciones que a éste no le corresponden.

Cuando nos encontramos con un contrato complejo en mano suele ser más difícil que la teoría. Si bien en teoría se imaginan dos actores, podemos encontrar tantos actores como funciones o partes de la obra existan. Se deberá identificar quién elaboró cada ingeniería, quiénes compraron los equipos y por lo tanto se hacen responsable del riesgo tecnológico y parámetros de producción, quién se encarga de la expropiación y derechos de paso, del estudio de suelos, hidrológico, geológico, o del estudio de impacto ambiental; la responsabilidad por llevar a cabo o no el pre-comisionado, el comisionado y la puesta en marcha de la obra, etc. Luego de determinar funciones, el abogado asigna la responsabilidad al sujeto correspondiente.

Dentro del punto de responsabilidades, no podemos evitar el análisis de las multas y/o penalidades. Porque en una obra suelen existir defectos y demoras, las cuales sue-

len ser castigadas y estimadas previamente por el comitente. Para ello, los abogados de ambas partes deberán utilizar criterios de proporcionalidad y razonabilidad. El Contratista no deberá poner en riesgo más allá de su beneficio y gastos generales. Seguros y Garantías: Como en todo contrato de obra, existe un aspecto imprescindible que nos acompaña en todo el proceso licitatorio, en la ejecución de obra y hasta su finalización. La garantía de mantenimiento de oferta será parte del proceso de licitación, la garantía de cumplimiento de contrato, la de fondo de reparo, la de anticipo financiero, o garantías de acopios durante la ejecución de la obra, y las garantías de mantenimiento desde la recepción provisoria hasta la definitiva. Todas las garantías y sus renovaciones serán parte del trabajo de revisión del abogado.

Mano de obra: Si bien el ámbito laboral suele estar en manos de un abogado laboralista, el abogado especialista en construcción no puede estar ajeno y por lo tanto debe ser el nexo justo y necesario entre el equipo de propuestas y el laboralista. No hay como el abogado en construcción para conocer la empresa internamente, conocer su convenio colectivo, horarios de trabajo, obligación de contratación de mano de obra local, el ámbito en que se llevará la obra, el lugar y la lectura detallada del pliego. Por lo tanto trabajando en equipo, junto con el área de recursos humanos y relaciones laborales podrán obtener la información necesaria para elaborar la oferta.

Se tendrán en cuenta todos los demás aspectos contractuales usuales, como son las formas de pago, rescisión unilateral por culpa de una u

otra parte, o sin culpa o bilateral de común acuerdo, suspensiones de obra, casos de fuerza mayor, procedimiento de ordenes de cambio y de reclamo, solución de controversias, etc.

También se definirá comercialmente si el contratista participará individualmente en la licitación o en asociación o con un subcontratista nominado. En este caso trabajará el abogado con el comercial analizando funciones, intereses, conveniencias y responsabilidades. Seguramente llevará al oferente a cumplir con ciertos requisitos que los pliegos licitatorios indicarán, se deberá confeccionar Uniones Transitorias, Acuerdos Internos, elaboración de actas de directorio y demás formalidades. Por lo tanto, siempre en estas tratativas preliminares, como lo llamaba Alterini² conllevará mayor trabajo para el abogado.

Concluido el “check list” el letrado participará en la mitigación de riesgos detectados asesorando al responsable de propuestas, como también deberá informar y analizar las oportunidades que visualice. Por supuesto que la meta del abogado será obtener la oferta más segura y por el otro “rincón” estarán los jefes de propuestas y comerciales, quienes intentarán obtener la oferta ganadora quizás sin ser tan exigentes en los riesgos detectados. Es por ello que mientras más formación tenga el abogado de obra y más nutrido de información, tendrá más argumentos para defender sus mitigaciones.

Negociación y firma de Contrato

Con la aceptación de la oferta sin condicionamientos existirá un acuerdo entre partes. Por otro lado, puede existir una aceptación con condiciones y/o modificaciones a la oferta, donde nos encontraríamos ante una contraoferta y para lo cual se necesitará continuar con las negociaciones.

Luego de la adjudicación

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

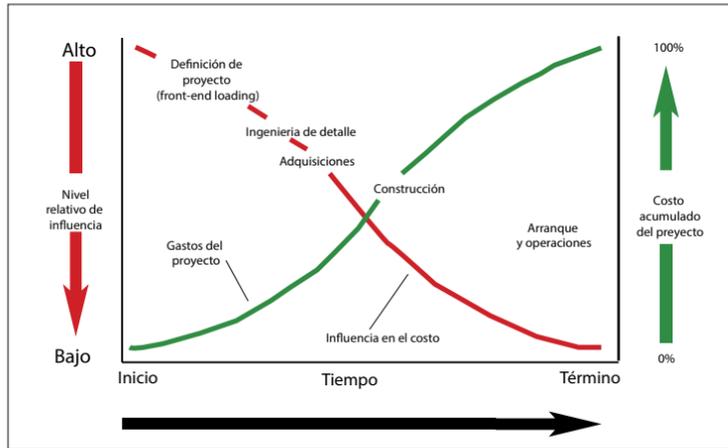
continuará el abogado con la negociación del texto contrato. Resulta fundamental que abogado, comercial y jefe de propuestas trabajen en equipo para lograr el objetivo de contar con el contrato más conveniente.

El equipo del constructor deberá conocer perfectamente los riesgos leves, medios y los denominados "deal breaker". Es importante que se logre la firma sin tantas tensiones o desgaste y sin que transcurra demasiado tiempo entre la presentación de la oferta y la firma del contrato, no sólo por los gastos que demande dicho tiempo sino también por los ajustes que deberán tener en cuenta las partes (no sólo de dinero sino también de plazo). No es lo mismo comenzar con la pavimentación de una ruta en verano que en invierno, o la construcción de un dique de cola a 5000 metros de altura en enero o en mayo.

Finalmente no debemos caer en la suscripción de contratos leoninos. Suelen encontrarse contratos de adhesión que no hacen otra cosa que limitar la voluntad de una de las partes, en los que parece que el comitente ha ganado en la negociación y ha incorporado todas sus condiciones, limitando o anulando los intereses del contratista. Esto conlleva usualmente al contratista, por la necesidad de trabajar, a cerrar el acuerdo, y con la esperanza de recuperar durante la vida de la obra lo que perdió en dicha negociación, termine celebrando acuerdos que no sólo lo perjudican sino que minan al proyecto en sí.

Ejecución de Obra

Una vez que contamos con el contrato firmado, allí comienza la parte más entretenida y desafiante según el criterio de quien suscribe: la ejecución de la obra y el asesoramiento contractual, reunión de permisos para el inicio de obra, participación y redacción de minutas de reunión, redacción y revisión de



notas, participación en reuniones con control de gestión para estar en conocimiento del estado de la obra, prevenir y documentar en caso que existan desvíos, revisión de órdenes de cambio, generación y negociación de reclamos, soluciones de conflictos.

El abogado se puede encontrar con diferentes tipos de gerentes de obra, a modo de ejemplo, podríamos describir al gerente de obra que trabaja con su equipo más cercano y que recurre al abogado sólo cuando existen graves conflictos; en este caso el abogado tendrá la difícil tarea de obtener información para poder brindar el asesoramiento que describimos en el presente artículo.

En el ejemplo opuesto, existen gerentes de proyectos que tiene una extensa experiencia en mega obras y y que sabrán incluir al abogado en las reuniones de equipos, invitación a la obra para que vea el progreso, detecte posibles conflictos o puntos débiles del propio constructor, oportunidades, conocerá el programa de obra, tablero de control, los plazos y tareas críticas, conocerá las change orders emitidas y en actual negociación, incluso sucederá que hasta la otra parte también reconocerá al abogado, y si está realizando un buen trabajo, el comitente o subcontratistas tomarán empatía con el abogado, intentando que todos "tiren" para el mismo lado.

Habrà que ver la situación de cada país, pero hay casos como en Argentina que el precio de obra se irá ajustan-

do trimestralmente o como se haya pactado. Si bien entramos en un ámbito matemático y el abogado suele escapar de dicho ámbito, debemos comprender que es un aspecto que debemos conocer y tomar participación activa. Hay experiencias variadas en las que la interpretación de la cláusula de actualización suele ser un problema y es allí en la que un abogado deberá conocer los precios y los costos comprometidos como así el desarrollo de los trabajos en el tiempo y sus plazos contractuales de finalización.

Solución de conflictos

En caso que no existan mayores inconvenientes, la obra encontrará un final feliz. Siempre con algún condimento extra, como podrá quizás ser un mayor plazo, adicionales o modificaciones de obras y con alguna aplicación de penalidad. Pero siempre logrando el objetivo de que el contratista entregue la obra logrando el margen previsto y que el Comitente pueda recibirla pagando el precio que en más o menos había presupuestado en el plazo esperado. Y así se suscribirá el acta de recepción provisoria, naciendo el período de garantía en el cual el abogado también trabajará hasta llegar al acta de recepción definitiva.

En otras ocasiones la obra concluirá con una necesidad de mediación o hasta incluso un arbitraje. Aquí la experiencia nos indica que si el abogado y demás profesionales

han documentado todos sus claims y han respondido con fundamentos todos y cada uno de los reclamos de la otra parte, seguramente ahora que se deberá recapitular la historia será más sencillo, caso contrario es posible que el trabajo sea no sólo difícil sino hasta imposible.

Debido a que en este apartado existen muchos especialistas con sobrada experiencia y conocimiento, y que podrían escribirse libros enteros sobre este punto, sólo nos limitamos a expresar que el trabajo del abogado especialista en derecho de la construcción será esencial, ya que será el nexo adecuado entre los profesionales que actúan en obra y los especialistas en arbitraje. Mejor aún, el abogado que participó en obra y que conoció a cada uno de los trabajadores que ahora se convertirán en testigos, podrá colaborar en traer al presente las historias del pasado. Podrá relatar cabalmente los claims, los puntos que se encuentran en conflicto, encuadrar dichos puntos en el contrato y/o pliegos licitatorios y en la ley, ya que éste es quien los conocía o debería haberlos conocido a la perfección.

Conclusión

El abogado debe comenzar su trabajo al momento del estudio del pliego y debe concluirlo con la recepción definitiva. En una obra, sea de la envergadura que fuere, los errores del inicio se pagan más caros que los del final; por lo que buscar al abogado especialista en derecho de la construcción cuando el conflicto ya está instalado, será más costoso para las partes que contar con su asesoramiento desde el comienzo del proyecto.

El Centro Argentino de Ingenieros (CAI), a través de su Comisión de Empresas Proveedoras de Servicios de Ingeniería (CEPSI), elaboró un informe en el cual explicó claramente cómo las fases

de visualización e ingeniería conceptual constituyen los primeros pasos de ingeniería en la definición de planta de procesos. Es en estas fases en las que se toman las decisiones que mayor impacto tendrán en el costo final de las instalaciones y sobre la eficiencia del proceso³. El gráfico es traído a colación a los efectos de hacer un análisis en relación a la utilización temprana del abogado especialista en la obra o en el proyecto. Mientras antes contemos con un especialista, más riesgos y en forma temprana se podrán detectar y por lo tanto serán mitigados; como así también más oportunidades podrá el especialista visualizar.

En conclusión, un estudiante de derecho durante el transcurso de la carrera nunca se imaginaria que nuestra profesión puede ser tan amplia y el campo de acción tan vasto. Sin trajes, ni maletín, ni zapatos ni corbata; sino con una computadora en forma permanente debajo del brazo y algunas veces con mameluco y casco, rodeado de planos, ingenieros y financieros, también se puede ejercer esta profesión.

Bibliografía

- ¹ Alterini, *Contratos Civiles, comerciales, de consumo*, p.325.
- ² Podetti, Humberto, *Contrato de Construcción*, Astrea, Buenos Aires, p. 75.
- ³ Rescigno, *Apuntes sobre la autonomía negocial*, en "El contrato en el sistema jurídico latinoamericano", p 93.
- ⁴ Alcances de Ingeniería, Centro Argentino de Ingenieros (CAI), Comisión de Empresas Proveedoras de Servicios de Ingeniería (CEPSI).

*sebastian@fernandezcisneros.com
Abogado - Derecho de la Construcción

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

- ☞ 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@ipjanmail.com.ar

PATIOS DE LERMA
HOTEL
SALTA - ARGENTINA

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

AMEGHINO 655 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0387) 4320500, FAX: (+54 0387) 4517771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

La versatilidad y la capacidad del equipo permite operar en tanques con diversos productos

AESA-YPF: Primer sistema móvil de limpieza automática de tanques de hidrocarburos



La unidad de Servicios Ambientales de AESA e YPF, diseñaron y activaron equipamiento de última generación tecnológica destinado al servicio de limpieza automática de grandes tanques de hidrocarburos y a la separación de lodos en un mismo proceso.

Se trata de un sistema modular y móvil que se conecta al tanque a limpiar fluidificando los lodos del fondo para su posterior extracción por vacío

y procesamiento para separar el lodo residual y recuperar hidrocarburos.

Las principales ventajas del uso de este equipo incluyen una reducción de la indisponibilidad del tanque; una mayor recuperación de hidrocarburos; la reducción de residuos y un consecuente alto estándar ambiental y de seguridad y bajo consumo de agua, incrementando de este modo la eficiencia de la operación,

brindando mayor protección y seguridad a personas y ambiente.

El equipo, que ya se encuentra operando a pleno, realizó trabajos de limpieza para YPF en la refinería La Plata habiendo limpiado exitosamente tres tanques de almacenamiento de hidrocarburos con una destacada recuperación de hidrocarburos, indicó la AESA. El servicio actualmente está instalado en

Mendoza continuando con los trabajos de intervención y limpieza de nuevos tanques y se proyecta seguir avanzando con esta tarea en distintos puntos del país donde se desarrolla la actividad petrolera.

En la actualidad la limpieza de tanques de almacenamiento de hidrocarburos se realiza a través de métodos tradicionales (limpieza manual o química), mecanismos que traen aparejados inconvenientes tales como excesivos tiempos de trabajo e incertidumbre respecto a fecha de finalización, dificultad para recuperar hidrocarburos (por la limpieza manual), grandes volúmenes de residuos a tratar, y la necesidad de ingresar con personal dentro del tanque para la extracción de barrros. Las sustancias más pesadas de los crudos se acumulan en el fondo de los tanques y es por eso que la limpieza de estas instalaciones es tan importante para el funcionamiento adecuado de todos los procesos en los que está involucrado el almacenamiento de hidrocarburos. La nueva tecnología de AESA es capaz de operar ágilmente en tanques de hasta 50.000 metros cúbicos y en un rango de diámetros que va desde los 8 hasta los 50 metros.

En cuanto a los productos almacenados, van desde productos pesados tales como crudo, fuel oil y slop oil, hasta productos livianos como diésel, kerosene, jet fuel y similares.

Voceros de la compañía destacaron que "la versatilidad y capacidad del equipo también le permite operar en tanques con otros productos como químicos o pinturas".

La fabricación del equipo demandó estudios de factibilidad técnica y económica, considerándose la tecnología patentada por la firma danesa Oresco, de reconocida trayectoria mundial en el rubro.

El proceso incluyó una prueba realizada en Dinamarca antes de ser puesto en marcha en Planta Canning de AESA, que culminó en la incorporación de mejoras ajustadas a la realidad del mercado local, otorgando al equipo atributos únicos.

En cuanto a las habilitaciones, cabe mencionar que la tecnología ATS MoClean del equipo se encuentra inscripta en el registro de tecnologías de OPDS (Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible) y avalada por especialistas de la UBA.

Designaron a Casares subsecretario de Hidrocarburos

Carlos Casares, director del Enargas en uso de licencia, tendrá a cargo la subsecretaría de Hidrocarburos secundará al secretario de Energía Gustavo Lopetegui.

Tal como lo anticipara Energía&Negocios, el

PEN designó al ingeniero Carlos Alberto Casares como Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Energía, a través de un decreto publicado en el Boletín Oficial.

Casares se desempeña como director del Ente Nacional regulador del Gas (Enargas) pero pidió licencia para asumir en el Ejecutivo.

El ámbito privado, trabajó durante más de 16 años en la empresa Tecpetrol, la petrolera del Grupo Techint, en donde estuvo a cargo de las ventas de gas natural.

"Designase, a partir del 16 de enero de 2019, en el cargo de Subsecretario de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Recursos No Renovables y Mercado de los Combustibles dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, al Ingeniero Carlos Alberto Casares", según el texto oficial.

La designación está vigente desde el 16 de enero último y el decreto lleva las firmas del presidente Mauricio Macri y del ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne.

La oficialización del nombramiento de Casares llega pocas horas después de que Tecpetrol anunciara que podría revisar su plan de inversiones e iniciar acciones legales, tras la decisión del Gobierno de recortar los subsidios a la producción de gas en el yacimiento Vaca Muerta.

La petrolera envió un comunicado a la Comisión Nacional de Valores (CNV) en la que reclama una deuda al gobierno de \$5.655 millones.



En Comodoro Rivadavia



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



Promueven el uso responsable de la energía

En el marco de su programa "Formando Energía", la Fundación Naturgy y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) renovaron su convenio de colaboración para la promoción de la educación energética y el uso eficiente y seguro de la energía a docentes de escuelas públicas y privadas, a partir del cual en 2018 realizaron 30 jornadas de capacitación alcanzando a 7.121 docentes.

El programa Formado Energía tiene como finalidad capacitar, mediante un seminario de alto nivel, a docentes en la materia de consumo eficiente del gas, Energía y Medio Ambiente. A lo largo del 2018 se realizaron seminarios en los municipios de Morón, San Miguel, Vicente López, San Antonio de Areco, Pilar, Escobar, Malvinas Argentinas, Hurlingham, Luján, Tres de Febrero, Campana, San Martín y José C. Paz.

"Nos genera gran satisfacción continuar trabajando junto al IAPG en la formación de los docentes, y poder brindarles herramientas para que promuevan entre sus alumnos conductas medioambientalmente sustentables", afirmó Alberto González Santos, Gerente General de Naturgy.

En tanto, Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG,

manifestó: "Para el IAPG es muy importante contar con el apoyo de la Fundación Naturgy para llevar adelante una actividad que consideramos muy importante: llegar a la comunidad educativa para brindarle formación en temas de energía y su uso responsable y eficiente, teniendo como meta la sustentabilidad".

El IAPG es una Asociación Civil sin fines de lucro, es un instituto técnico con más de 60 años de trayectoria especializado en la industria del petróleo y del gas y de la energía en general y realiza de estudios y análisis en de aspectos técnicos, económicos, normativos, estadísticos o ambientales.

La Fundación desarrolla su actividad internacional permanente en diez países en los cuales está presente la compañía, donde lleva a cabo proyectos que suponen una aportación positiva a la sociedad promoviendo la inclusión energética. Durante 2019, la Fundación, además, lleva adelante el programa de voluntariado corporativo "Emprendedores Sociales", los programas de promoción del uso responsable "Asociar Energía" y "Consumo Responsable para Niños"; el programa "Energía Segura" sobre prevención de accidentes

Christian Lancestremere, nuevo Director de Operaciones de Finning Argentina

Con esta incorporación, la compañía buscará potenciar sus negocios y servicios en todo el país.

Finning Argentina, proveedora de equipos y servicios Caterpillar, incorporó a su equipo de trabajo a Christian Lancestremere, quien se desarrollará como Director de Operaciones. Christian es ingeniero mecánico y master de la Universidad Argentina de la Empresa (UADE).

Con una amplia experiencia en el sector de la maquinaria agrícola, se desarrolló



en áreas relacionadas a productos, servicios y administración de ventas. Su carrera profesional se consolidó al ser parte de la introducción y expansión de la empresa CASE IH en el mercado nacional. Su último rol fue el de Director Comercial en CASE IH.

No obstante, también ocupó el cargo de presidente de la Asociación de Fabricantes Argentinos de Tractores (AFAT) durante dos años, representando al sector ante instituciones, bancos y empresas relacionadas a la industria agrícola.



www.chocomakers.com.ar



a. marshall moffat
SINCE 1932

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





A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2008
A 14794

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

Como adelantara este medio, la China Ghezouba quedó descalificada

La EBY evalúa las ofertas económicas para la obra electromecánica en Aña Cuá

La Entidad Binacional Yacyretá (EBY) resolverá en los próximos meses quien resultará ganador en la licitación convocada para la provisión del equipamiento electromecánico que permitirá incrementar 9 por ciento la producción de energía en Yacyretá, a través del aprovechamiento

hidroeléctrico del brazo Aña Cuá con la instalación de tres turbinas generadoras.

La EBY concretó la apertura de los sobres que contenían las ofertas económicas de los dos consorcios que habían precalificado técnicamente: IMPSA-Power China, que ofertó US\$ 116.379.881 dóla-

res, y la alemana Voith Hydro que ofertó 99.689.577,84 dólares. El contenido local será tenido en cuenta a la hora de elegir la propuesta por lo cual ya comenzó el análisis de lo aportado por cada interesado en este sentido.

La empresa china Gezhouba Group Limited Company

fue descalificada por no superar los requerimientos técnicos, de acuerdo con la opinión del grupo de evaluación binacional. Además fue inhabilitada por incompatibilidad y conflicto de intereses al contratar como consultora a la empresa canadiense Stan-tec MWH, asesora de la EBY

en la elaboración de los pliegos y en la confección del proyecto para esta licitación, se informó.

La apertura de ofertas estuvo encabezada por el director ejecutivo de la Entidad Binacional, Martín Goerling, acompañado por el jefe del departamento Financiero (Paraguay), Luis Fretes Escario. Durante los próximos meses, la EBY realizará un ensayo del modelo físico ofrecido por la propuesta mejor calificada, antes de resolver la adjudicación. De esta manera se pone en marcha un mecanismo de control, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de la propuesta.

La ampliación de la potencia energética aprovechando el brazo Aña Cuá será de 276 megavatios y se concretará mediante la incorporación de 3 turbinas tipo Kaplan que se sumarán a las 20 turbinas que hoy equipan la central. Los generadores serán del tipo sincrónicos trifásicos, accionados por las turbinas hidráulicas, con eje vertical, totalmente cerrados y refrigerados, con una capacidad de 100 MVA.

El Complejo Hidroeléctrico Yacyretá se desarrolla en el límite de Argentina y Paraguay. La Central Hidroeléctrica, así como el vertedero principal y la esclusa de navegación, se emplazan en el brazo principal del río Paraná.

En el año 1999 fueron realizados los estudios de un proyecto para utilizar el caudal del brazo Aña Cuá de entre 1.000 y 1.500 m³/s, con un salto hidráulico de 20 metros en la generación de energía adicional a la de la central principal.

Las obras a ejecutar contemplarán importantes cuidados medioambientales: se generará un 9 por ciento más sin necesidad de incrementar la superficie del embalse ni ejecutar nuevas presas, esclusas, vertederos ni relocalizaciones. Además, se incorporarán instalaciones para la transferencia de peces al embalse, inexistentes en el vertedero actualmente en operación.

La casa de máquinas será del tipo convencional, construida en hormigón armado, de aproximadamente 130 metros de ancho. Y alojará las tres turbinas de 92 MV cada una que podrán operar con un caudal mínimo de 500 m³/s.

La Central se construirá en seco, ya que utilizará la Presa Isla Yacyretá como ataguía de aguas arriba y requerirá una ataguía de baja altura de materiales sueltos para proteger el recinto de los niveles de restitución del vertedero Aña Cuá, en el caso de crecidas extraordinarias.

La tasa interna de retorno del capital invertido sobre 20

**CONTRIBUIMOS
AL DESARROLLO
ENERGÉTICO**

Fortín de Piedra, Neuquén.

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

**EL FUTURO
SE HACE**

TECHINT
Ingeniería y Construcción