

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Junio 01 de 2015

- **Lo que el petróleo se llevó**
- **“No hay plan B si se cae venta de Isagén”**
- **Exploración 2030 de Ecopetrol incluye 58 proyectos piloto**
- **China supera a EE.UU. como comprador de petróleo**
- **Ricardo Sierra asume este lunes presidencia de Celsia**
- **Precios internacionales y TRM subieron costo de gasolina**

Semana

Lo que el petróleo se llevó

http://www.semana.com/economia/articulo/lo-que-el-petroleo-se-llevo/429554-3?hq_e=el&hq_m=810891&hq_l=31&hq_v=91d8418835

Mayo 30 de 2015

Los grandes perdedores por la caída del precio han sido las empresas de servicios petroleros, de transporte y los hoteleros. Desaparecieron cerca de 20.000 empleos. Despidos de trabajadores en las compañías de servicios petroleros, descenso hasta en un 50 % en la ocupación hotelera, y cientos de tractomulas y carrotanques estacionados en parqueaderos es el panorama que se ve por estos días en las regiones productoras de hidrocarburos.

Después de vivir años de auge, cuando los precios del petróleo superaban los 110 dólares el barril, llegó el periodo de vacas flacas a municipios y departamentos productores, tras el desplome de las cotizaciones, que está dejando a su paso cientos de damnificados.

Aunque las primeras afectadas son las productoras de crudo, por el fuerte descenso en sus ingresos, hay un sector que también está sufriendo este shock de precios. Se trata de las compañías que le prestan servicios a la industria petrolera (perforación, sísmica, obras civiles, ingeniería, transporte, catering, entre otras), que han tenido que salir de miles de puestos de trabajo.

Cálculos del sector estiman en cerca de 20.000 el número de empleos que se han perdido en los últimos meses por el fuerte apretón en los gastos de las empresas y el drástico recorte en inversiones.

Además, varias compañías están haciendo fila para declararse en insolvencia. Ante la Superintendencia de Sociedades llegaron a comienzos del año diez empresas de servicios

petroleros, de las cuales dos se liquidaron –Perforaciones Sísmicas B&V y Sismografía y Petróleos de Colombia–. Las ocho restantes están en proceso de reorganización para tratar de salir adelante.

Sin embargo, firmas de abogados que manejan algunos procesos sostienen que las empresas en problemas son más –alrededor de 25–, y que en el segundo semestre del año el número se podría duplicar. Así lo señala Juan Carlos Urazán, de Urazán Abogados, quien dice que en los últimos años muchas compañías se sobreendeudaron para comprar equipos ante el boom que se avecinaba.

El superintendente de sociedades, Francisco Reyes, afirma que si bien en el último mes no ha ingresado ninguna compañía a estado de insolvencia, es posible que firmas pequeñas se hayan liquidado sin necesidad de pasar por la entidad. La Supersociedades viene haciendo un monitoreo permanente a las empresas del sector. Un análisis a los estados financieros de 147 compañías minero-energéticas reveló que los pasivos aumentaron 25 % el año pasado y las utilidades cayeron 45 %, al pasar de 20,2 billones de pesos a 10,9 billones.

Estas cifras demuestran el impacto por el desplome de los precios del crudo, en un sector que en los últimos años comenzó a tener un gran peso en la economía colombiana. La industria petrolera representa cerca del 6 % del producto interno bruto (PIB), emplea alrededor de 120.000 personas, que tienen salarios por encima del promedio nacional, y es la responsable del 28 % de los ingresos fiscales de la nación (regalías, impuestos, dividendos). Las exportaciones de hidrocarburos representan el 50 % del total de las ventas externas del país. Por eso, la caída tan acelerada del precio del petróleo, que pasó de 115 dólares el barril en julio del año pasado a menos de la mitad hace unos meses, causó un gran remezón en el sector a nivel mundial, del que no se escapó Colombia, que está entre los 20 países que producen más de un millón de barriles diarios.

Ecopetrol, que responde por cerca del 80 % de la producción de crudo, anunció un recorte del 25 % en su plan de inversiones para este año, que asciende a 2.700 millones de dólares. La semana pasada su presidente, Juan Carlos Echeverry, anunció una nueva estrategia: se invertirán 6.000 millones de dólares por año, en promedio, cifra muy inferior a los más de 9.000 millones de dólares anuales que se ejecutaban hace unos años. También redujo su meta de producción a 870.000 barriles diarios, frente a 1,3 millones de barriles diarios, en promedio, para 2020. Pacific Rubiales, la segunda en importancia en el sector, también anunció un drástico ajuste de más de 800 millones de dólares en sus inversiones. El impacto de estos ajustes ya se está sintiendo con fuerza. El presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Francisco José Lloreda, reveló que en los primeros cuatro meses del año la perforación de pozos cayó 82 % –pasó de 52 pozos en igual periodo del año pasado a nueve este año–. En cuanto a sísmica (actividad que permite determinar en dónde se debe perforar) se pasó de 10.000 kilómetros a tan solo 800 kilómetros, una caída del 92 %.

Crece los problemas

Los mayores afectados con estos ajustes son los contratistas. En Colombia hay alrededor de 300 empresas medianas y grandes que prestan servicios petroleros. Sin embargo, en las regiones hay muchas pequeñas que tienen 'el agua al cuello'.

Rubén Darío Lizarralde, presidente de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), reconoce que muchas empresas están pasando dificultades porque, además de la reducción de los contratos, tienen problemas de caja por la demora en el pago de facturas. Mientras que las compañías tienen que pagar nómina cada 15 días, deben esperar 60, 90 y más días para que les cancelen las cuentas. Pero, además, algunas petroleras les piden descuentos para poderles pagar.

Así lo afirma Julián Pertuz, gerente de High Quality Engineering (HQE), una empresa de servicios de ingeniería, quien sostiene que algunas petroleras están optando por renegociar contratos y pagos dependiendo de los precios del crudo. La empresa ha reducido cerca del 25 % de la planta de personal.

Un directivo de una empresa que suministra tubería para pozos, que pidió mantener su nombre en reserva, dice que su situación es más complicada porque ha tenido que salir del 60 % del personal. Señala que las beneficiadas con la situación son las compañías de factoring (compra de cartera) a las que tienen que acudir ante los problemas de liquidez.

Entre los empresarios que llevan la peor parte están los transportadores, que tienen cientos de carrotaques, tractomulas y camiones parados. El presidente de Colfecar, Juan Carlos Rodríguez, dice que hace cuatro años, cuando se generaron expectativas sobre el auge petrolero, los transportadores comenzaron a comprar vehículos. Pero con el freno en muchos contratos, unido a los problemas de informalidad del sector, se estima que actualmente hay una sobreoferta de 7.000 carrotaques y tractomulas.

La situación en las regiones petroleras también es muy compleja. Ese es el caso de Casanare, departamento cuya economía depende en un 78 % de la producción de hidrocarburos. Carlos Rojas, director de la Cámara de Comercio del departamento, dijo que según un estudio realizado por la entidad están en riesgo 8.300 empleos en la región no solo por la menor actividad exploratoria y de producción sino por el impacto en comercio, restaurantes, hotelería y transporte. "Están afectadas directamente 173 empresas de Casanare por las problemáticas del sector petrolero ya que sus ingresos dependen en un 80 % de esta actividad", sostiene Rojas.

Un estudio de Cotelco confirmó que en los destinos petroleros se ha resentido la actividad hotelera. Barrancabermeja, por ejemplo, pasó de una ocupación del 60 % a finales del año pasado al 52 %. En el departamento del Meta descendió del 61 al 35 % y en Yopal está por debajo del 20 %. En Puerto Gaitán la situación es compleja porque se construyeron cerca de 120 establecimientos hoteleros. Durante el auge petrolero se cobraron hasta 500.000

pesos diarios por una habitación y hoy se pagan 150.000 pesos.

En busca de salidas

Ante este complejo panorama los principales gremios del sector, entre ellos la ACP y Campetrol, han solicitado al gobierno tomar medidas urgentes para evitar que la situación se vuelva más crítica.

Rubén Darío Lizarralde, de Campetrol, afirma que ante la coyuntura internacional las petroleras colombianas sobrerreaccionaron y pusieron en marcha planes de ajuste muy drásticos, lo que, como un círculo vicioso, llevó a que los problemas se trasladaran a otros sectores. Recordó que la industria ha vivido momentos más complicados y ha salido adelante –durante los años 1976 a 2004 el precio promedio del barril fue de 24 dólares, menos de la mitad del precio actual–.

El superintendente de sociedades, Francisco Reyes, dice que si bien la situación es difícil no se puede hablar de crisis generalizada, menos ahora que los precios se están recuperando. Pero Lloreda sostiene que el leve repunte de las cotizaciones no es suficiente para que la exploración se reactive en el país. Por eso, entre el paquete de medidas que desde hace meses vienen considerando con el gobierno se encuentran poner en marcha incentivos fiscales flexibles que se activarían con la caída de precios y se desactivarían en caso contrario. “Sin incentivos tributarios no será factible reactivar la producción y exploración por encima del millón de barriles diarios, lo cual impactará más las rentas del país”, sostiene.

Lizarralde señala, por su parte, que la mejor forma de ayudar al sector es descubrir más petróleo, porque este se está agotando y alcanza para menos de siete años. El país debe hacer mayores esfuerzos en exploración off shore (mar afuera) y en yacimientos no convencionales (fraccionamiento hidráulico o fracking). Pero también piden agilizar las licencias ambientales que se demoran cerca de un año y mirar el tema de las comunidades, que se están convirtiendo en una piedra en el zapato para la actividad. Varios empresarios del sector dijeron a SEMANA que deben negociar con decenas de comunidades de pueblos y veredas para que los dejen operar y que los presionan para contratar mano de obra no calificada. “El gobierno tiene que ir a las comunidades para ver la realidad ya que, con la consulta previa, los que mandan no son el alcalde ni el gobernador sino la junta de acción comunal, los sindicatos y organizaciones al margen de la ley”, dice un empresario.

En torno a esta compleja situación, el ministro de Minas y Energía, Tomás González, en un debate en la plenaria del Senado realizado la semana pasada, dijo que se está diseñando un programa de emergencia que incluye el pago de regalías variables para nuevas producciones, descuentos en regalías para yacimientos no convencionales, flexibilización en los contratos de exploración y agilización de las licencias ambientales.

Lo cierto es que el panorama petrolero tiene muchos nubarrones y mientras los problemas crecen a ritmos acelerados, las soluciones van a paso de tortuga. Llegó la hora de repensar el sector y de que las regiones productoras busquen alternativas económicas distintas al petróleo para depender menos de un solo producto, cuyos precios tan volátiles las tienen en jaque.

Fuente: Semana

» Vanguardia

“No hay plan B si se cae venta de Isagén”

<http://www.vanguardia.com/economia/nacional/313663-no-hay-plan-b-si-se-cae-venta-de-isagen>

Mayo 31 de 2015

El ministro de Hacienda, Mauricio Cárdenas Santamaría, aseguró que el Gobierno no ha trazado un ‘plan B’ si eventualmente se cae la venta de participación de la Nación en Isagén.

“Ojalá el Consejo de Estado decida rápido, para que no vayamos a perder el interés que tienen las empresas que están preclasificadas. En cualquier momento a estas empresas les pueden aparecer otras oportunidades de negocio y simplemente toman una decisión distinta”, agregó el funcionario.

Respecto al tiempo de la operación que se ha prolongado, Cárdenas aseguró que “tenemos que acomodarnos a los términos que nuestras propias instituciones, como el Consejo de Estado, vayan decidiendo, porque tenemos que estar apegados a lo que ordena la ley. Hay una sensación de urgencia, de que esto es importante y esperamos que se proceda también con agilidad en resolver estas controversias legales. Cabe recordar que el proceso está suspendido por orden del Consejo y el Gobierno Nacional, a través de los ministerios de Minas y Hacienda, presentó un recurso para levantar esas medidas cautelares, por lo que el Consejo de Estado está analizando el recurso.

Fuente: Vanguardia



Exploración 2030 de Ecopetrol incluye 58 proyectos piloto

<http://www.larepublica.co/exploraci%C3%B3n-2030-de-ecopetrol-incluye-58-proyectos-piloto> 261146

Junio 01 de 2015

Después de que la compañía estatal petrolera, Ecopetrol, presentó su plan estratégico para 2020 con el fin de reformar la hoja de ruta de los próximos cinco años, a su vez ha



venido explicando cuál es su nueva estrategia 2030 para exploración, con la que se espera incorporar recursos contingentes y hacer más robusto el portafolio exploratorio en Latinoamérica.

Siendo así, Max Torres, vicepresidente de exploración de la compañía, señaló que la idea es entregar barriles contingentes que reemplacen las reservas de la empresa, ya que para que una petrolera sea sostenible debe reemplazar como mínimo 100% de los barriles que produce en el año. Siendo así, y con las condiciones actuales, el directivo calcula que la compañía debería realizar como mínimo 30 operaciones exploratorias al año para lograr al 2030 un índice de 200%.

Adicionalmente, según la compañía estas exploraciones deben ser en diferentes países, pozos y “play concepts” (roca madre, reservorio, trampa, etc), por lo que en la actualidad 63% del portafolio del grupo está en Golfo de México (135 bloques y 15 con operación directa), 35% en Colombia (76 bloques con 46 en operación directa) y 1,4% en Brasil (dos bloques operados directamente y uno en asociación).

Dentro de la 2030 también está que por cada barril producido se destinen US\$4 a inversión para explorar. También en materia de producción, como ya se conoce, la meta es el petróleo incremental, pero se pretende dentro de la 2030 que la compañía se vuelva “líder en desarrollo de activos con la implementación de proyectos de recobro secundario y terciario, además de la ya conocida técnica ‘infill’ de recobro primario; donde se tiene potencial a corto plazo”, explicó Héctor Manosalva, vicepresidente de desarrollo y producción.

De esta manera ya se han invertido cerca de \$209 millones para evaluar investigaciones relacionadas con recobro mejorado, producción y yacimientos no convencionales. Además, de los \$53.277 millones para 2015 que se invertirán en seis proyectos para Castilla, Valle Medio del Magdalena, Yarigui y Catatumbo. Siendo así, en 2019 entrarían en proceso productivo 58 proyectos más, de los cuáles 25 son de inyección de agua, 23 de agua mejorada, seis de gas y tres de recobro térmico.

Para el exministro de Minas Luis Ernesto Mejía, “la estrategia de incrementar factores de recobro es totalmente racional y necesaria, ya que es la forma más eficiente de incrementar producción y reservas en el corto plazo. 23% es agresivo frente a 18% actual, pero alcanzable. No obstante, en el largo plazo tenemos que mirar lo básico, es decir, explorar, explorar y explorar”. Y agregó que para ambas estrategias, “factor de recobro y exploración, se necesita un mejor ambiente de inversión, tanto en términos fiscales, como licenciamiento y acompañamiento efectivo en comunidades”.

Reorganización de las vicepresidencias

Dentro de las reorganizaciones del plan 2020 la vicepresidencia de exploración ya realizó división de actividades. Para Gerencia de Portafolio quedó liderando Humberto Fuenzalida en Bogotá, mientras que exploración estará a cargo de William Lourder en Houston en el

Grupo de Nuevos Negocios. Por otra parte Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol, dijo que la modernización de Barranca, que se estima costará US\$6.000 millones, se aplazará hasta que no requieran altos niveles de deuda.

Las Opiniones

Max Torres

Vicepresidente de exploración de Ecopetrol

“Sabemos que la vida del portafolio exploratorio de Ecopetrol ahora y en el futuro depende de éxito que tengamos de identificar negocios rentables”.

Luis Ernesto Mejía

Exministro de minas y energía

“Para ambas estrategias tenemos que ofrecer un mejor ambiente de inversión, tanto en términos fiscales como en licenciamiento y acompañamiento efectivo en comunidades”.

Fuente: La República

EL ESPECTADOR

Los hizo China por medio de sus ‘teteras’

China supera a EE.UU. como comprador de petróleo

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/china-supera-eeuu-comprador-de-petroleo-articulo-563735>

Mayo 31 de 2015

La ventaja de China sobre los Estados Unidos como primer comprador de petróleo crudo del mundo podría crecer, y en gran parte se debe a las ‘teteras’.

Son docenas de pequeñas refinerías que representan un tercio de la capacidad de procesamiento del país. Y sucede que ahora están creciendo conforme las nuevas normas casi duplicarán la cantidad de crudo que pueden importar dichas compañías, incluido Shandong Yongxin Energy Group.

La ventaja de China sobre los Estados Unidos como primer comprador de petróleo crudo del mundo podría crecer, y en gran parte se debe a las ‘teteras’. Son docenas de pequeñas refinerías que representan un tercio de la capacidad de procesamiento del país. Y sucede que ahora están creciendo conforme las nuevas normas casi duplicarán la cantidad de crudo que pueden importar dichas compañías, incluido Shandong Yongxin Energy Group.

Estados Unidos, la economía más grande del mundo, ahora depende menos que nunca desde 1994 del petróleo extranjero, mientras que China está aprovechando la caída de los precios para ampliar sus reservas estratégicas, táctica que la ayudó a superar a EE.UU. como mayor comprador el mes pasado. El flujo de petróleo a Asia contribuirá a crear un déficit de oferta mundial a fin de año, según Sanford C. Bernstein Ltd.

“El nuevo cupo de importación de crudo previsto para las refinerías ‘teteras’ ayudará a sostener la sed china de petróleo extranjero”, dijo Gao Jian, analista de SCI International,

consultora de Shandong. “Las importaciones de crudo este año superarán el nivel de 2014”.

China compró un récord de 7,4 millones de barriles diarios en abril, casi un 17 por ciento más que en marzo y un 3,1 por ciento más que el máximo anterior, registrado en diciembre, muestran los datos de la aduana. EE.UU. importó unos 7,3 millones de barriles diarios, de acuerdo con las cifras del gobierno.

La necesidad estadounidense de petróleo extranjero se está reduciendo ante una producción nacional récord de petróleo. La Administración de Información de Energía pronostica que el país importará un promedio de 6,54 millones de barriles diarios el año que viene, por debajo de los 6,69 millones de 2015. El año pasado recibió 6,99 millones.

Fuente: El Espectador



Ricardo Sierra asume este lunes presidencia de Celsia

<http://www.elcolombiano.com/futuro-de-la-central-porvenir-ii-reto-inicial-de-sierra-en-celsia-KX2033873>

Mayo 31 de 2015

No toma tinto, le gusta la aguapanela. No ve televisión, prefiere el cine. Es un lector omnívoro y disciplinado: digiere igual desde una novela, pasando por un libro de estrategia y hasta los cómics, que tanto le gustan. Juega tenis, pero también saca tiempo para su afición a los videojuegos.

Se llama Ricardo Sierra Fernández, tiene 46 años, y en la última década ha sido un artífice discreto de la expansión y crecimiento de Cementos Argos, primero, y de la creación y consolidación de Grupo Argos, después. Este lunes asume como presidente de Celsia, el negocio de energía de esta multilatina antioqueña.

Su nombre fue seleccionado luego de un riguroso proceso de la firma cazatalentos de Egon Zehnder. Comenzó con 70 candidatos, pasó a una lista corta de 21 para que cinco fueron entrevistados por la junta directiva antes de la decisión final.

Será el segundo presidente de la empresa que ya genera la décima parte de la electricidad que requiere el país, tiene 1.400 empleados, registra activos de 9,49 billones de pesos y suma 2.331 megavatios de capacidad instalada (50 por ciento en termoeléctricas) entre Colombia, Costa Rica y Panamá. De la internacionalización también ha sido testigo Sierra durante los últimos dos años como miembro de la junta directiva de Celsia.

Releva en el cargo a Juan Guillermo Londoño, el transformador en nueve años de un portafolio de inversiones diversas (Colinversiones) en la cuarta generadora de energía del país (ver recuadro). Ahora Sierra Fernández le cede su cargo de vicepresidente Financiero de Grupo Argos a Alejandro Piedrahíta Borrero.

Desde este lunes continuará la tarea de Londoño para consolidar la expansión y crecimiento de Celsia. En el corto plazo, hay retos importantes en asegurar suministro de gas, decisiones cruciales de inversión frente al proyecto hidroeléctrico Porvenir II y allanar el camino para otras líneas del negocio de energía.

Antes de asumir la primera presidencia en su carrera profesional, este sencillo ejecutivo de ideas claras y sin pelos en la lengua recibió a EL COLOMBIANO en mitad del trasteo de unas pocas cajas:

¿Cómo ha sido el empalme?

“Desde que se anunció el cambio comenzamos una agenda intensa con Juan Guillermo. Por ejemplo, hemos visitado las operaciones en Panamá, de distribución en Cali (Epsa), los entes reguladores y a colaboradores de Bogotá y de Barranquilla”.

¿Cómo asume el cambio de la junta directiva a la presidencia?

“Es un rol diferente que me llena de entusiasmo al poder compartir con distintos grupos de trabajo y áreas con las que no estaba familiarizado. Creo que este rol de liderazgo es muy bonito porque es conformar un equipo que sea mejor que uno. Ahora, las decisiones son muy diferentes y ha sido muy entretenido compartir con las personas y entender los retos que hay”.

¿Cómo cuáles?

“Hay muchos, pero ahora estamos enfrentando uno complejo por la falta de disponibilidad de gas en Colombia, solo hay reservas para dos años y dentro de la matriz de precios de Colombia es muy importante cuando hay problemas de hidrología como los que estamos viendo este año”.

¿A qué se refiere?

“Como la demanda de energía ha crecido tanto, no se alcanza a cubrir con la generación hídrica y toca completar con la térmica, a gas, y como está declinando ese combustible, la señal es que se mantendrán altos sus precios. El tema de fondo es que Colombia no tiene gas”.

Entonces habría que hacer más hidroeléctricas, que generar una energía más barata.

“Hay que tener una buena mezcla de centrales, tanto hídricas como térmicas de distintos combustibles, y ojalá en el futuro más fuentes con energías renovables no convencionales como eólica y solar”.

Pero se debe hacer más hidroeléctricas...

“Es una energía muy eficiente, pero hoy hacer una central hidroeléctrica es complejo por los temas sociales y ambientales que, a su vez, están generando unos sobrecostos importantísimos, y cada vez tenemos una hidrología más volátil. Entonces las posibilidades de usar bien esa energía son relativamente complejas”.

La planta de regasificación que se construye sobre el Caribe para importar gas, ¿no ayuda a asegurar disponibilidad?

“Eso solo es para dar confiabilidad al sistema, porque la energía más cara es la que no se tiene, pero no soluciona nada en precios, y de hecho ese gas que llegue por la planta será más caro del que hoy compramos a 7 dólares por millón de BTU (unidad térmica). Estamos esperanzados de que surjan normas que nos permitan tener mayor flexibilidad en el consumo de gas”.

En ese sentido, ¿qué están esperando?

“Por ejemplo, en junio se vence el contrato de exportación de gas de Colombia a Venezuela, que son algo así como 70 millones de pies cúbicos al día. Si ese gas se queda en Colombia y se entrega a los generadores térmicos, podría ayudar a los resultados de Celsia y al sistema eléctrico”.

¿Cómo afrontará Celsia los precios altos de gas para que no afecte su rentabilidad?

“El primer trimestre del año hubo mucho agua y el fenómeno de El Niño no entró, pero ya este segundo trimestre, y lo que resta del año, estamos viendo un Niño fortalecido. Los promedios de los embalses hoy están al 40 por ciento, cuando en el primer trimestre estaban al 75 por ciento. Eso cambia la dinámica de precios y hoy ya estamos generando energía térmica (en Zona Franca, Barranquilla) con unos precios que ayudan a cubrir los costos variables, es decir, con rentabilidad”.

Y eso se suma a los resultados en las operaciones de Centroamérica

“Claro, incluso en el parque eólico Guanacaste (Costa Rica) estamos generando al 95 por ciento, lo que es inusual. Y por el lado de Panamá tenemos resultados muy buenos porque con la caída de precios de petróleo y carbón, pues bajan costos para generar en nuestras centrales alimentadas con líquidos y carbón”.

¿Cuáles son las perspectivas de Celsia frente a un fenómeno de El Niño que se fortalece?

Estamos cuidando bien nuestros embalses para poder aguantar el resto del año. Hay unos que están muy bajitos. Está lloviendo en muchas partes del país, pero no en las zonas de los embalses. Pero la ventaja de Celsia frente a otras compañías es que al tener un balance 50 por ciento hídrico y otro tanto térmico, podemos tomar ventajas de las oportunidades de mercado: los generadores hídricos quieren preservar el agua en los embalses, entonces se genera más con térmicas y al costo que tiene”.

De otro lado, ¿ya hay algo concreto en Perú y Chile?

“Celsia sigue apuntando a diversificar en fuentes de generación y en geografías. En ese plan, se sigue buscando oportunidades, pero no hay nada todavía, estando abiertos a cualquier posibilidad. Pero lo importante es crear plataformas de crecimiento.

¿Cómo así?

“Por ejemplo, en Panamá, donde hay un parque térmico y otro hídrico, pero queremos entrar en otras líneas como generación de energías renovables no convencionales o ampliar la capacidad actual frente a la creciente demanda”.

¿Y también se ve viajando a México a revisar las centrales propias?

(Risas). “Hemos viajado a todas partes y viajaremos a todas partes”.

Mientras tanto, ¿por qué no arrancó en mayo a generar la hidroeléctrica Cucuana (Roncesvalle, Tolima)?

“Debe conectarse en el mes de julio, son 55 megavatios instalados (y 315 mil millones de inversión). Nos hemos demorado, entre otras, por temas de orden público y los costos de entrar al sistema en transmisión y distribución. Además es una central que para poder terminarse, no solo implicó endeudamiento, sino que requiere tres bases militares alrededor”.

¿Y las otras hidroeléctricas que tienen en camino en Antioquia?

“San Andrés (en el norte, 20 megavatios) sigue pendiente de licencia ambiental, y en Porvenir II (en el oriente, 352 megavatios) de que nos den en firme la licencia, la cual va muy bien, porque decidieron a nuestro favor tres reclamaciones interpuestas”.

¿Cuándo se moverá tierra para Porvenir II?

“Es una decisión de la junta directiva. Como estos proyectos se han demorado tanto frente a otras alternativas de inversión, se está revisando qué hace más sentido para Celsia. Ya se tuvo que pagar 35 mil millones de pesos de la garantía de no ingresar la energía en firme de Porvenir II, básicamente por una demora del Gobierno. Además el proyecto ha subido mucho de precio (900 millones de dólares, a marzo) y altas demandas sociales. Se evaluará frente a otras alternativas de inversión”.

Que subiera a un 60% la tasa efectiva de impuestos de Celsia en Colombia, ¿ha llevado a replantear planes locales de expansión?

“Claro que sí, un rotundo sí. La tasa de tributación no se compara con la de otro país de la región y, prácticamente, la duplica. Estamos jugados por el país, pero para nuestros accionistas sería más conveniente que invirtiéramos fuera de Colombia. El Gobierno ya se dio cuenta del impacto que ha tenido la última reforma tributaria y esperamos que en la estructural haya medidas para que se balanceen las cargas”.

El costo también es para las regiones que no verán el desarrollo que llevan esas inversiones.



“Así es. Unos impuestos tan altos espantan la inversión. Nuevos jugadores al ver esas altas tasas impositivas, preferirán irse para México, que tiene un tratado de libre comercio con Colombia, entonces despachan desde allá y prefieren pagar un IVA aquí, sin necesidad de producir con una alta tasa de impuestos”.

Con todo, ¿cuáles serán sus tareas prioritarias en la presidencia de Celsia?

“Consolidar la expansión, tomar con la junta decisiones frente a Porvenir II y definir cómo se conecta Celsia a la transformación del mundo eléctrico con energías renovables no convencionales”.

¿Cómo se imagina a la compañía en 10 años?

Veo a la compañía jugando fuerte en temas de generación eólica y solar, redes eléctricas inteligentes (smart grid) y almacenamiento de energía. gente le guste trabajar y una cercanía profunda y activa con los clientes finales. Que haya un buen balance entre un mercado colombiano que sea el 40 por ciento del total de ingresos y otras regiones el 60 por ciento restante.”.

¿Extrañará la vicepresidencia en Grupo Argos?

“El día a día con José Alberto Vélez (presidente del Grupo) por ser un gran mentor y jefe, aunque ahora lo tendré como jefe, indudablemente. A mí me encanta el cambio y es lo que hemos hecho en Grupo Argos en los últimos 10 años”.

¿Por qué quisiera que fuera recordada su presidencia?

“Más que un por hito, cuando la entregue espero que tenga unos fundamentales fuertes, una senda de sostenibilidad y un futuro promisorio. No es tanto pensar en lo que uno hizo, sino en lo que esté por venir”.

Ricardo Sierra Fernández

Nació en Medellín en 1968. Hijo del empresario Ricardo Sierra Caro, (Cadenalco, Comfenalco), se formó en Eafit como administrador de negocios y Estudios Políticos. Recientemente concluyó una maestría en administración (MBA) de la London School of Economics (LSE) y otras entidades. Trabajó en el sector financiero desde 1989, ingresó a Corfinsura (hoy de Bancolombia) en 1994. Se retiró en 2005 para ser vicepresidente financiero de Cementos Argos, cargo que desde 2012 ocupó en la matriz Grupo Argos.

Fuente: El Colombiano

Precios internacionales y TRM subieron costo de gasolina

http://www.larepublica.co/precios-internacionales-y-trm-subieron-costo-de-gasolina_261426

Junio 01 de 2015

La Tasa Representativa del Mercado (TRM) y los precios internacionales son el argumento del Ministerio de Minas y Energía para que el precio de referencia de venta de la gasolina aumentara \$90 a \$8.054 por galón en junio para Bogotá.

En la capital del país el Acpm se ubicará para el próximo mes en \$7.841 por galón y el lo cual significa incrementos de \$148.

En las principales ciudades, Pasto fue la que quedó con la gasolina más barata por galón pues tiene un precio de \$5.550,53; le sigue Cartagena con \$7.837,71; Bucaramanga, \$7.873,91, y Barranquilla, con \$7.878, 06.

Para los transportadores, el Acpm con un precio menor sigue estando en Pasto con \$5.765,92.

“Es importante aclarar que aunque el precio internacional del petróleo cayó a menos de la mitad el año pasado, en los últimos meses presentó un incremento de más de 30%. No obstante, los colombianos sólo tendrán un aumento de 2% en los combustibles”, explicó el ministro Tomás González Estrada.

Adicionalmente, sostuvo que en el caso del Acpm se dio por un aumento en el precio del biodiesel. Sobre este tema Jorge Bendeck, presidente de Fedebiocombustibles, precisó que dadas las circunstancias “si se hubiera aplicado la fórmula de manera integral el precio hubiera subido más; sin embargo, el Gobierno subsidió el combustible que produce Ecopetrol para que no subiera tanto el precio al público”. El gran problema, explicó, sigue siendo la tasa de cambio.

Quién no estuvo de acuerdo con este aspecto fue Álvaro Younes, presidente de Fedispetrol, quien dijo que “es muy desafortunada el alza para el consumidor colombiano, muy desafortunado el tratamiento que el Ministerio viene ofreciendo con relación a la fijación de precios de los combustibles y muy desafortunado el país que tiene dificultades para conseguir recursos a través de los combustibles y que no sea un proceso más transparente en los temas”.

Juan Carlos Rodríguez Muñoz, presidente ejecutivo de Colfecar, sostuvo que para ellos, “siempre es un golpe muy duro porque el costo del Acpm representa más de 30% de la canasta de costos, cualquier incremento afecta la tarifa del transporte, que entre otras se encuentra deprimida, una cosa es el costo, otra el flete, los cálculos que hacemos de los



costos operativos determinan que el combustible representa 31% de los costos variables en la canasta de insumos necesarios para la operación”.

Y explicó que desde 2008 “los costos operativos del transporte han incrementado en 35% por encima de las tarifas que se pagan en el mercado, lo que indica que el incremento de los costos aleja cada día más las tarifas del mercado de los costos operativos”.

Bendeck sostuvo que “ellos deben comprender que en esta situación en donde los recursos son menores, que el Gobierno tenga que sacrificar recursos para suplir el precio real es una manifestación para apoyar la industria del transporte”.

Ecopetrol tiene nuevo plan 2030

En su plan a 2030, Max Torres, vicepresidente de exploración de Ecopetrol, señaló que la idea es entregar barriles contingentes que reemplacen las reservas de la empresa, ya que para que una petrolera sea sostenible debe reemplazar como mínimo 100% de los barriles que produce en el año. Siendo así, y con las condiciones actuales, el directivo calcula que la compañía debería realizar como mínimo 30 operaciones exploratorias al año para lograr al 2030 un índice de 200%.

La opinión

Álvaro Younes

Presidente de Fedispetrol

“Es hora de que el Gobierno escuche a muchos sectores de la economía que proponen hacer incrementos o disminuciones trimestralmente”.

Fuente: La República