

ENERGÍA ■

Gas: ¿para cuándo?

Ante el riesgo de que falte gas muy pronto, se barajan posibilidades, pero todas requieren tiempo. El presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, habla de alternativas y responde a críticas por desvalorización de la compañía.

SEMANA: Recientemente, se ha hablado mucho de escasez de gas. ¿Hay o no una situación crítica próxima?

RICARDO ROA: Hemos hecho nuestro mejor ejercicio de rebalanceo en el consumo de Ecopetrol, que es de 240 giga BTU día de gas natural, en promedio. Hemos trazado un ahorro del 10 por ciento, es decir, 24 giga BTU día es lo que vamos a poder liberar de nuestros ahorros en los consumos propios. Ya hemos liberado 14 giga BTU día y lo mantendremos para lo que resta del año. En 2025, Ecopetrol necesita salir al mercado a comprar unos 40 giga BTU día de gas para cubrir su demanda.

SEMANA: ¿Cuáles son las alternativas?

R.R.: Entre las alternativas disponibles está el Spec (terminal de importación y regasificación de gas natural licuado). Se ha anunciado una ampliación importante de su capacidad, no solo para la generación térmica, sino en la posibilidad de liberar ese gas de la generación térmica mediante unas condiciones de clima distintas a las actuales.

SEMANA: ¿Habrá infraestructura alrededor de la ampliación del Spec para conectar más gas al sistema?

R.R.: La ampliación sería de 50 millones de pies cúbicos día, que se sumarían a los 450 millones que hoy tienen. Esto sería suficiente para ampliar esa capacidad de gas adicional proveniente de la importación que necesitamos. La otra posibilidad que estamos esperando es la conexión y la mayor explotación de gas en el pozo Arrecifes (Pueblo Nuevo, Córdoba), de propiedad de Hoçol, en donde hoy sacamos 5 o 6 millones de pies cúbicos día; vamos a poder sacar hasta 20 o 30 millones de pies cúbicos día. Necesitamos la conexión de ese pozo al sistema nacional de transporte. Esas son actividades que estaremos realizando en el próximo año o año y medio.

SEMANA: ¿Cómo se enfrentará el riesgo de que no haya gas para algunos desde diciembre y para otros desde 2025?

R.R.: Para 2025 y 2026, Ecopetrol ya tiene comprometidos en contratos 551 giga BTU día de gas en el primer año. Esto es el 65 por ciento de la demanda. En ese balance

no estamos incluyendo la demanda térmica para la generación de energía. Para 2026 tenemos comprometidos el 43 por ciento de la demanda nacional, es decir, 370 giga BTU día de gas. Estamos a la espera de un decreto, que está para firma en Palacio, con el cual se habilitaría la posibilidad de que Ecopetrol, para 2026, coloque hasta 141 giga BTU día más de gas. Esto estaría supeditado a esa flexibilidad que hemos venido acordando con el Ministerio de Minas para poder vender ese gas por bloques en cualquier momento del año y a bloques menores a un año, porque la regulación actual no permite esa flexibilización.

SEMANA: Con el pozo Sirius (antes Uchuva), suspendido por fallo de tutela, se anunció que se necesitan al menos tres años para ver los frutos. ¿Dan los tiempos para las necesidades del país?

R.R.: Con Sirius, una vez se tenga la licencia, a más tardar en tres años podríamos entrar esas moléculas al sistema. El punto de partida, que es la licencia, está impactado por decisiones judiciales que suspendieron las actividades relacionadas con su perforación. La expectativa es que rápidamente se levante esa medida de suspensión y podamos avanzar en retomar la agenda que estaba suscrita, la cual es para, en el mejor de los casos, 2027, y a más tardar, 2029. Claro está, teniendo como premisa que requeriríamos un trámite de celeridad de la Anla y una flexibilización del Ministerio para declarar la comercialidad de esas reservas y poderlas entrar en el balance como reservas 1P (probadas).

SEMANA: ¿Cómo recibió la confirmación de Petrobras en cuanto a que hay mucho más gas en el pozo Sirius de lo que pensaban?

R.R.: Es un gran anuncio, pero la diferencia no es tan amplia frente a la estimada. Ellos hablan de 6,1 terapiés cúbicos de gas *in situ*. Esto es semejante a lo que se conoce como el volumen técnico, pero en la proporcionalidad que hacemos nosotros, de aplicar el factor de recobro que identificamos allí, vamos a estar hablando prácticamente de lo mismo que veníamos

anunciando: entre 4 y 4,5 terapiés cúbicos de reservas que podíamos extraer de ese campo. Esto es entre 2 y 2,5 veces lo que tendría hoy el país en materia de reservas probadas de gas natural.

SEMANA: También está el caso de Komodo, que se enredó por la licencia ambiental, y el taladro para perforarlo se fue. ¿Cómo garantizar la seguridad energética con el gas?

R.R.: El gas es clave en la transición. Por eso vamos a destinar recursos importantes para madurar y desarrollar las potenciales reservas que hemos encontrado con aliados y solos en el mar Caribe. Prueba de ello es que ya este año, en el primer semestre, vamos en 192 millones de dólares dentro del plan trienal (2024-2026) de inversiones. Hay 712 millones de dólares para la actividad exploratoria a fin de asegurar y darle garantías de existencia de gas al mercado nacional. Pero esto toma tiempo y en eso estamos trabajando todos. Así como la Anla hizo el anuncio de la suspensión del trámite de licencia ambiental para el pozo Komodo 1, esperamos que muy rápido se levante esa restricción y podamos hacer una reconfiguración de los tiempos y de la planeación de los recursos para avanzar en esa perforación.

SEMANA: Usted habla de que se ha vuelto mediático el cuestionamiento al papel de Ecopetrol y que la caída de las reservas viene de tiempo atrás. A veces hay mensajes contradictorios, desde el mismo Gobierno inclusive. ¿No hay alineación?

R.R.: He mostrado la realidad de la relación reservas-producción de gas natural. La historia de la actividad exploratoria ha evidenciado aciertos y desaciertos en los últimos 10 o 15 años. La caída vertiginosa que hay en la relación reservas-producción de gas empieza en 2012 y sigue con una tendencia decreciente. Este Gobierno y esta administración han hecho un esfuerzo importante por permitir el desarrollo de estos recursos. Ecopetrol ha venido trabajando en los 72 millones de hectáreas que tiene en 88 contratos vigentes de actividad exploratoria y más 33 contratos en producción. Ahí estamos centrando los recursos para dar disponibilidad de gas al país.

SEMANA: Algunas voces sostienen que Colombia va rumbo a perder la seguridad energética. ¿Qué les diría?

R.R.: La soberanía, si se entiende como la posibilidad de resolver autónomamente con los recursos de la nación las necesidades de combustible, la perdimos desde que estamos importando gasolina extra para cubrir el mercado; desde 2017, que empezamos a importar gas para atender la demanda de la generación térmica y la demanda nacional de usuarios de gas natural. Entonces, hace rato que no tenemos soberanía; pero la seguridad sí está garantizada y a eso es a lo que le está apostando Ecopetrol, a seguir siendo ese generador de seguridad en el abastecimiento energético, toque de donde toque.

SEMANA: Ha mencionado que sí habrá gas, pero tendríamos que pagarlo más costoso, con un posible aumento de entre 10 y 12 por ciento. ¿Por qué?

R.R.: Es relativo y depende de con qué estamos comparando. Si es con los precios del gas en los meses del primer trimestre de este año, por ejemplo, estábamos en situación crítica por el fenómeno de El Niño. Ahí se importaron cantidades grandes de gas para abastecer al país y a unos precios entre 12, 14, 16, 18 dólares el millón de BTU. El costo

promedio del gas para abastecer al país es del orden de 7 u 8 dólares el millón de BTU y en eso hubo un impacto que seguramente la demanda no percibió, porque, sencillamente, así lo ameritaron las condiciones críticas. En ese contexto yo creería que sí va a haber un impacto, porque una cosa es tener gas en nuestros pozos de producción e internarlo por los tubos hasta donde están los usuarios finales, y otra cosa es necesitar ir al mercado del gas natural licuado o a buscarlo en un pozo fuera del país, comprirlo, volverlo líquido, transportarlo líquido, traerlo a una de estas infraestructuras de regasificación, volverlo gas e internarlo otra vez por nuestros activos de transporte. Esto tiene una estructura de costos muchísimo más alta que traer gas desde una fuente de abastecimiento en la plataforma territorial e internarlo por la infraestructura de nuestros transportadores.

SEMANA: Una falla eléctrica en Reficar generó dificultades con el combustible para aviones y Ecopetrol debió conseguirlo. ¿Hay riesgo de otro apagón?

R.R.: Estamos trabajando en varias alternativas. La primera de ellas es la incorporación rápida de una subestación eléctrica remota. Segundo, en marzo debe estar entrando un refuerzo importante de conexión, de respaldo de unos 70 megavattios del sistema interconectado nacional a través de una conexión que nos está haciendo ISA al sistema de

transmisión. Servirá para cubrir esos eventuales déficits a fin de atender las unidades más importantes. Tercero, estamos trabajando también en la incorporación de una nueva turbina de gas, pero que no esté conectada a la barra central de generación, que es la que hoy genera el problema. Todas estas son alternativas que ya estamos implementando y, lo más importante, haciendo los estudios ya de ingeniería para resolver estructuralmente el problema de configuración técnica que tiene la subestación eléctrica actual, que amerita prácticamente un rediseño y una implementación de una nueva subestación. Entrarían en 2027.

SEMANA: Según analistas, Ecopetrol ha perdido el 50 por ciento de su valor y JP Morgan bajó el precio objetivo del ADR de la compañía. ¿Cuál es la realidad?

R.R.: La realidad es que a finales de julio de este año la valoración que hizo JP Morgan del precio de la acción en el ADR era de 12,1 dólares. No encontramos justificación en un cambio brusco de las condiciones que evaluó este banco para poder bajar la expectativa del precio de la acción en el ADR en un 35 por ciento, diciendo que ahora valía 8,5. El mercado de inmediato reaccionó. En cambio, sí encontramos justificación, por ejemplo, en la reducción del precio del crudo en el último año, que se acerca al 21 por ciento. Como consecuencia de esa bajada, todas las petroleras del mundo han bajado. La mayoría de analistas y banqueros han bajado las expectativas de precios de las acciones que tienen flotantes en los mercados bursátiles. Aquí es importante que se sepa que estamos ante una flotante del 3 por ciento en el ADR en Nueva York del total de las acciones de Ecopetrol y 8 por ciento en la Bolsa de Valores de Colombia.

SEMANA: Pero Petrobras subió...

R.R.: El precio de la acción no es la única manera de medir el valor de las compañías, es solo un referente. Las compañías valen por lo que tengan en reserva, así como por sus desempeños técnicos y económicos en la ejecución de proyectos de inversión para mayor búsqueda de recursos. En eso es que estamos diciendo que Ecopetrol ha hecho un ejercicio importante en los últimos años, mostrando que sigue en la actividad exploratoria y, en la medida de sus capacidades, buscando y gestionando la reposición de sus reservas. En febrero del año entrante, cuando sea momento de anunciarlo, estaremos diciendo en qué medida hemos obtenido mejoras en ese sentido. ■



FOTO: ESTEBAN VEGA LA-ROTTA-SEMANA