Coveñas vs. Ballena: la carrera contra el reloj para importar más gas natural

Mientras Ecopetrol avanza en el desarrollo de otra infraestructura en Sucre, TGI espera luz verde en enero para su regasificadora en La Guajira. Así están las cuentas y los retos de ambos proyectos.

La crisis de gas natural que enfrenta Colombia se seguirá agravando en los próximos años. El Gestor del Mercado estima que para 2026 el déficit será del 20 por ciento, y hacia 2030 podría superar el 50 por ciento si no se incorporan nuevas fuentes de suministro.

Este faltante se debe a que la producción de los campos que históricamente abastecían al país ha disminuido naturalmente, y no se han logrado reponer las reservas que se han consumido en los últimos años.

Aunque se ha identificado que varios campos en Córdoba, Magdalena y Casanare pueden suministrar cantidades adicionales de gas, no son suficientes para cubrir los faltantes.

Por eso, las importaciones se consolidan como la solución más confiable para cubrir este déficit, a tal punto que se han convertido en una gran oportunidad de negocio para varias empresas.

"Tenemos que sumar más gas importado porque los proyectos que hemos identificado no entrarán en operación en los próximos cinco años, como es el caso de Sirius, que estará listo en 2030", comentó Luz Stella Murgas, presidenta de Naturgás.

Además de la ampliación de la terminal de Cartagena a 475 millones de pies cúbicos día (mpcd) y de la regasificadora en Buenaventura (60 mpcd), la líder gremial considera necesaria una infraestructura adicional para importar gas por el Caribe.

De hecho, ya hay dos proyectos andando: uno es de TGI (empresa del Grupo Energía Bogotá, GEB) y el otro lo espera construir Ecopetrol. Sin embargo, todavía se tienen que concretar varios temas para que estas regasificadoras sean una realidad.

Según detalló Jorge Henao, gerente general de TGI, la iniciativa de la compañía habilita la importación de 300 mpcd para cubrir los déficits que tendrá Colombia hasta que comience la producción de Sirius.

"Es la única solución que puede entregar gas importado a más corto plazo. Nuestra promesa de valor es suministrar este gas natural a partir de enero de 2027", destacó.

La intención de la empresa es instalar una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) en el área del campo Chuchupa, que se conectaría a través de una nueva línea de dos a tres kilómetros al ducto que va desde la plataforma Chuchupa B hasta la estación Ballena (La Guajira). Una vez el gas llegue a ese punto, entraría al gasoducto Ballena-Barranca, propiedad de TGI, para distribuirse al resto del país. Es decir, esta iniciativa aprovecha infraestructura existente que ya está operativa y disponible.

Jorge Henao le reiteró a EL TIEMPO que, desde el 1.º de octubre, TGI cuenta con la exclusividad y reserva confirmada de una FSRU de la compañía noruega Höegh para que arribe a Colombia a finales del próximo año.

En el mundo solo existen 55 unidades FSRU -contando las que están en construcción-. El hecho de que TGI tenga asegurada una de ellas hace que su planta de regasificación en Ballena sea factible y pueda estar lista en enero de 2027.

La empresa también ha firmado documentos vinculantes -paso previo a la formalización de contratos- con Vanti, Termocentro y EPM para venderles este gas importado.

Adicionalmente, avanzan otros 12 procesos con comercializadores que permitirían comprometer un volumen total de 190 mpcd. Cuentas iniciales de TGI indican que ese gas que entraría por Ballena costaría un máximo de 11 dólares por millón de BTU. Al sumar los costos de transporte, comercialización y distribución, el precio final sería de 21 dólares, un 20 por ciento menos frente al valor del gas que se importa actualmente por Cartagena.

La concreción de los acuerdos con estas empresas, prevista para febrero de 2026, habilitará la firma del contrato a largo plazo para la FSRU. Solo en ese momento, TGI podrá anunciar oficialmente la decisión final de inversión del proyecto.

Sin embargo, este anuncio sería un mero formalismo porque hace varios meses la junta directiva aprobó el proyecto y está asegurada la inversión de 150 millones de dólares para instalación de la regasificadora.

En varias oportunidades, TGI buscó una alianza con Ecopetrol para desarrollar juntos esta iniciativa, pero la petrolera colombiana prefirió priorizar su propio proyecto en Coveñas.

En su momento, el presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, argumentó que una regasificadora en Ballena era menos viable debido a tres inconvenientes. El primero hacía referencia a un problema metaoceánico.

No obstante, TGI desarrolló estudios de ingeniería con la firma Moffatt & Nichol, los cuales concluyen que la instalación de una FSRU en el área de Chuchupa es completamente factible, sin afectaciones de confiabilidad ni costos de estabilización. "La configuración de amarre tendría una disponibilidad cercana al 99 por ciento anual. Estas condiciones persisten consistentemente a lo largo de las estaciones sin variaciones significativas en las condiciones del viento, el oleaje y swell", dice el estudio.

Otro factor en contra era la supuesta necesidad de tramitar una licencia ambiental para esta infraestructura. Sin embargo, el gerente general de TGI aseguró que esta iniciativa no requiere permisos ambientales adicionales ni tampoco una concesión portuaria.

El tercer inconveniente planteado es que una regasificadora en esta zona restringiría hasta en un 10 por ciento la capacidad del gasoducto Ballena-Barranca, lo que a futuro podría limitar el transporte del gas proveniente de Sirius.

Al respecto, Jorge Henao manifestó que la compañía está dispuesta a ampliar la capacidad de este gasoducto una vez Sirius obtenga su licencia ambiental y alcance la decisión final de inversión. "Después de la decisión de inversión, se requieren cinco años para la ejecución del proyecto. En ese periodo se acometerán las obras de expansión del gasoducto", afirmó.

Por lo tanto, lo único que le hace falta a TGI para instalar su regasificadora en La Guajira es que Ecopetrol y su filial Hocol (operador del campo Chuchupa) aprueben el derecho de conexión solicitado al ducto Chuchupa B-Ballena.

Las conversaciones, que se iniciaron en abril de este año, permitieron que a comienzos de diciembre se firmara un memorando de entendimiento para avanzar hacia la firma del contrato que formalice este permiso.

A cambio, TGI podría ceder un porcentaje de participación en la regasificadora o pagar una tarifa por cada millón de BTU importado.

El presidente del Grupo Energía Bogotá (GEB), Juan Ricardo Ortega, enfatizó que es indispensable obtener esta autorización a más tardar la primera semana de enero para cumplir con el cronograma del proyecto.

"Confiamos en que el compromiso de Ecopetrol con el país es tan alto que se cumplirá esta fecha. Vamos a trabajar todos para que esto se resuelva en la primera semana de enero", dijo.

La urgencia radica en que la fabricación del sistema de anclaje de la FSRU demora unos ocho meses, mientras que la construcción del sistema de descarga y conexión al ducto tomaría entre seis y ocho meses.

El plan de Ecopetrol

Ecopetrol pretende aprovechar la terminal marítima de su filial Cenit en Coveñas (Sucre) para instalar una FSRU en la TLU-3 (Unidad de Cargue de Tanqueros), que está conectada a una línea submarina de 16 kilómetros.

Por medio de esta línea, el gas importado se llevará hasta el oleoducto Coveñas-Ayacucho de Cenit, que deberá convertirse en un gasoducto. Este tubo se conectará al gasoducto Ballena-Barranca para poder enviar el gas a todo el país.

En una primera fase, esta infraestructura permitirá importar hasta 110 mpcd a partir del primer trimestre de 2027, pero Ecopetrol también planea convertir el Oleoducto de Colombia en un gasoducto para transportar finalmente 400 mpcd.

Para Sergio Cabrales, experto en temas energéticos y profesor de la Universidad de los Andes, la decisión de Ecopetrol de instalar una regasificadora en Coveñas plantea serias inquietudes.

En su opinión, la reconversión del oleoducto Coveñas-Ayacucho tomaría no menos de dos o tres años, dadas las restricciones técnicas y la disponibilidad limitada de equipos de compresión a nivel internacional.

Además de la limpieza del ducto, se requiere el cambio de válvulas, pruebas de integridad mecánica de la infraestructura y la adecuación de facilidades para recepción de gas a alta presión.

Este tubo de aproximadamente 300 kilómetros carece de sistemas de compresión, necesarios para alcanzar la presión de 1.200 PSIG requerida para inyectar gas natural al sistema nacional.

"Conseguir estos compresores demora muchos años. Si no se tienen, la importación de gas natural por Coveñas no es viable", comentó el presidente del GEB.

Por eso, afirmó que TGI está dispuesta a desmontar algunos de sus compresores para vendérselos o alquilárselos a Cenit, "pero eso requiere unos acuerdos que todavía, desde el punto de vista técnico, no se han terminado de formular".

Al ser consultada sobre este inconveniente, Cenit aseguró que se tienen estudios e ingenierías que habilitan el proyecto en Coveñas. Además, su "infraestructura robusta" permite entregar los volúmenes prometidos.

"La regulación vigente establece que la presión de entrega puede ser de hasta 1.200 PSIG o a una presión diferente que puede establecerse mediante un acuerdo operativo entre las partes", agregó.

Cenit también necesita la autorización de TGI para conectarse a su gasoducto; por ello, Ecopetrol ya radicó una solicitud formal. Ambas empresas adelantan mesas técnicas para definir las presiones, flujos y demás condiciones requeridas.

Juan Ricardo Ortega aseguró que están trabajando para que, el día que Hocol firme el contrato de derecho de conexión, la empresa también pueda anunciar ese permiso de conexión al gasoducto Ballena-Barranca. "Como siempre lo hemos dicho, estamos dispuestos a trabajar de la mano con Ecopetrol en todo lo que se requiera porque lo más importante son los usuarios del servicio", dijo.

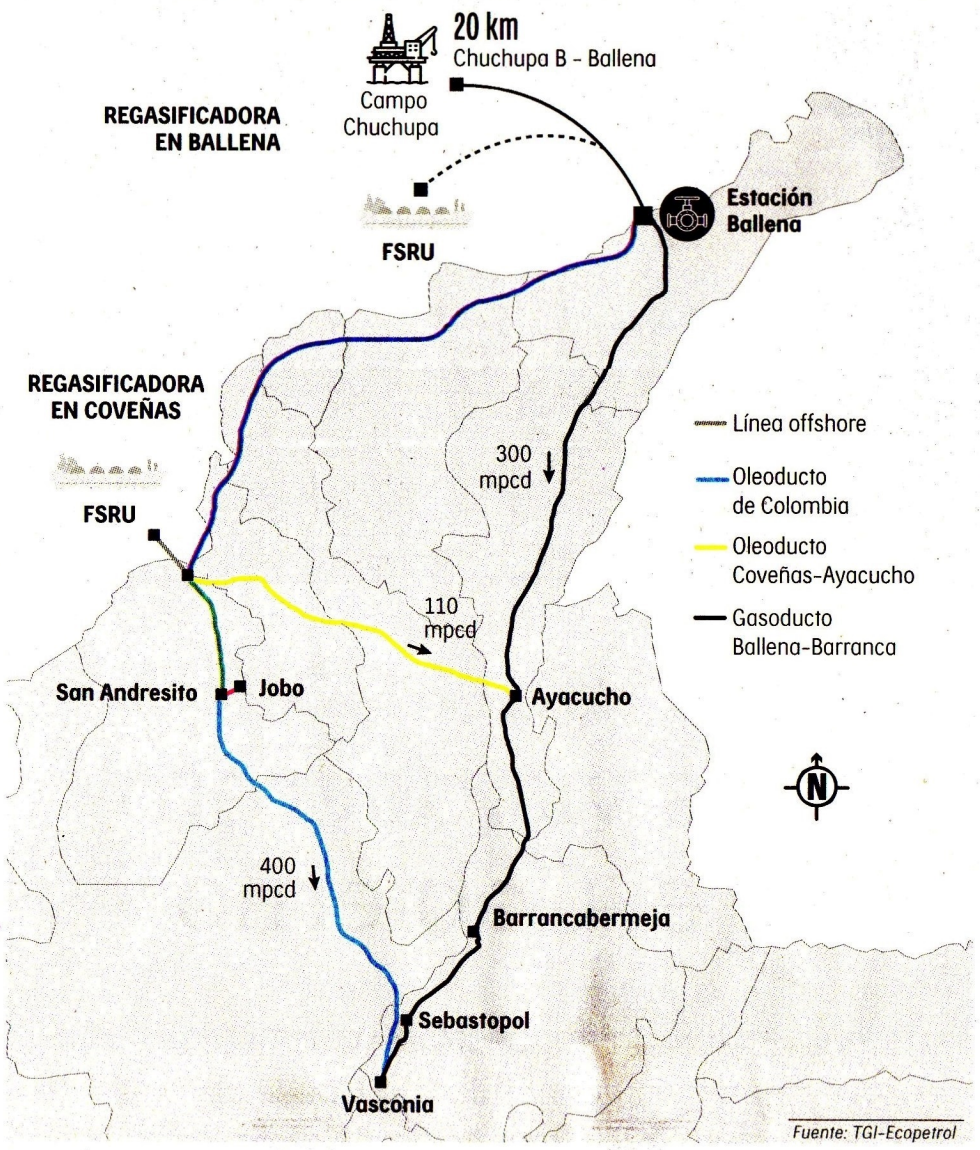
Los inconvenientes de Cenit no se limitan al oleoducto Coveñas-Ayacucho. Según TGI, la conversión del Oleoducto de Colombia también requiere cuatro estaciones compresoras con cerca de 58.200 caballos de potencia. Esto supone diseño e ingeniería, fabricación de equipos, modificaciones o solicitudes de licencias y construcción de instalaciones, más la consecución de compresores y la habilitación regulatoria para su funcionamiento.

No obstante, el pasado 14 de octubre, Ecopetrol abrió el proceso para contratar, entre otros equipos, una FSRU y el sistema de amarre o Mooring System para fijar la embarcación.

También se incluyeron los sistemas de medición al recibo de gas natural licuado (GNL) a través de las líneas submarinas e infraestructura existente de Cenit, así como todo el personal especializado e idóneo para garantizar la operación y mantenimiento.

Ecopetrol le aseguró a EL TIEMPO que recibió manifestaciones de interés de 41 empresas; de estas, 30 presentaron documentos para habilitarse y 15 fueron efectivamente habilitadas para participar en la fase vinculante del proceso. Actualmente, la compañía se encuentra en la revisión de las ofertas vinculantes recibidas el 12 de diciembre y estima que el proceso culmine durante el mes de enero de 2026.

NUEVOS PROYECTOS DE REGASIFICACIÓN EN COLOMBIA



Fuente: TGI-Ecopetrol

JORGE HENAO
Gerente general de TGI

"Es la única solución que puede entregar gas importado a más corto plazo. Nuestra promesa de valor es suministrar este gas natural a partir de enero de 2027".