

Retos y oportunidades para mantener el abastecimiento con gas producido en Colombia

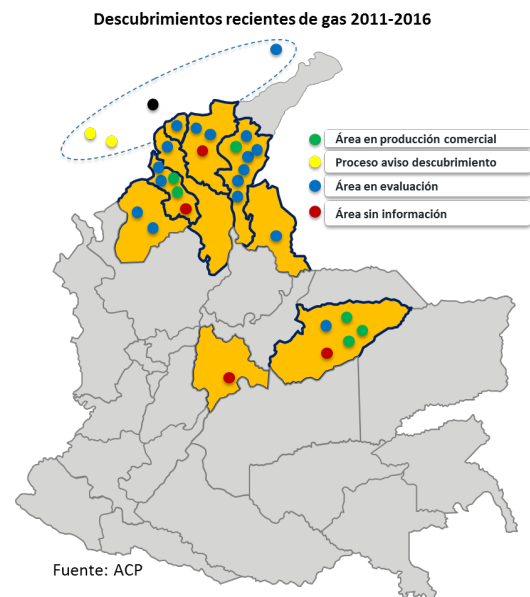
Vicepresidencia de Asuntos Económicos¹

Marzo - abril 2017

Recientemente el Gobierno Nacional publicó el dato de las reservas de gas natural a diciembre de 2016 y el documento anual con las declaraciones de producción disponible entre el 2017 – 2026. En este informe analizamos los impactos en el mercado de esta actualización en la oferta de gas, la cual fue complementada con información compilada por la ACP sobre el potencial de producción, proveniente de descubrimientos recientes, que podría incorporarse en los próximos años. Además, se resume la visión de los exploradores y productores de hidrocarburos respecto a las **medidas regulatorias necesarias para impulsar el desarrollo de nueva oferta de gas colombiano y la planta de regasificación del Pacífico impulsada por el Gobierno Nacional.**

1. Producción declarada y descubrimientos recientes de gas natural: una oportunidad para mantener la autosuficiencia de Colombia en los próximos 5 años

- Según la declaración de producción 2017 – 2026 publicada por el Ministerio de Minas y Energía, la oferta de gas disponible para la venta promediará 965 MPCD en dicho periodo; 42% proviene de los Llanos orientales, 33% de la costa Atlántica y el 25% restante de campos en otras regiones del país.
- Se incrementará mensualmente 19 MPCD entre el 2019 y el 2022, frente a lo declarado para el mismo periodo en 2016; explicado por nueva producción en el valle inferior del Magdalena, la cual compensa la declinación de los campos de la Guajira y adiona gas al mercado.
- Hoy en día la nueva oferta, incorporada gracias a los 30 descubrimientos realizados en los últimos 5 años, aporta el **14%** de la producción total.
- No todos estos descubrimientos producen actualmente, pero como resultado de un gran esfuerzo en exploración y producción de empresas petroleras que le han apostado al país, aun con la dramática caída en los precios del petróleo que limitó su capacidad de inversión, se logró atender la demanda de gas. En particular, en los últimos 2 años cuando se llevó a cabo el mayor desarrollo de esta nueva oferta.



¹ Alexandra Hernández, Vicepresidente Asuntos Económicos. Raúl Lancheros, Analista Económico.

- La mayoría de descubrimientos fueron en la costa Atlántica, tanto en número (23), como en volumen de gas (82 % de la nueva oferta).
- La mitad de los 30 descubrimientos sigue en periodo exploratorio, lo que permite creer que existe potencial de encontrar recursos adicionales en la medida que continúen llevándose a cabo las inversiones que ello requiere.

- **Análisis de ACP sobre estos descubrimientos recientes indican:**

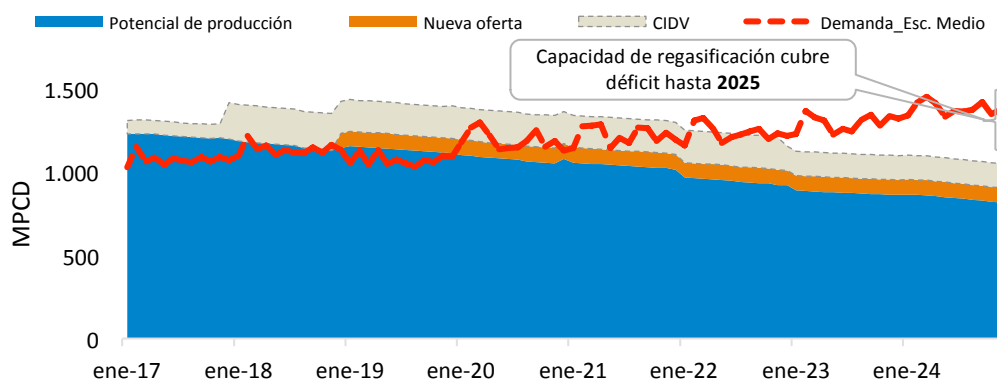
- Hay **4 descubrimientos en el mar Caribe** que podrían cambiar la historia del país en el mediano/largo plazo. Pero es prematuro incluirlos en la oferta futura pues la exploración y evaluación apenas comienzan y aún se están revisando los cambios regulatorios que se requieren en materia de contratos E&P, términos fiscales, requisitos técnicos y ambientales para que estos proyectos sean técnica y económicamente viables. De ser exitosos en ello, su entrada al mercado nacional y/o internacional tomaría como mínimo entre 6 y 7 años mientras se desarrollan las inversiones de producción y comercialización.
- El **potencial en los Yacimientos No Convencionales (YNC) sigue presente**, de hecho 6 de estos nuevos descubrimientos apuntan hacia este tipo de estructuras. Aún no incluimos en este análisis volúmenes de producción porque hace falta llevar a cabo actividades de evaluación para probar que la presencia de este gas es comercialmente explotable, y ello requiere, además de licencias ambientales para actividades exploratorias complementarias al proyecto, la expedición de las normas (términos de referencia para los estudios de impacto ambiental para la producción de YNC) que permitirían extraer este recurso tan pronto se termine la exploración y evaluación pendiente. Los colombianos debemos ser conscientes de la importancia de este recurso para la seguridad energética del país y que su desarrollo es factible de llevarse a cabo de manera armónica con el medio ambiente.
- **De otro lado, además del gas declarado** al Ministerio de Minas en 2017 como producción disponible para la venta entre el 2017 y 2026, análisis de ACP indican que **hay posibilidad de incorporar entre 80 y 90 MPCD adicionales para inicios del 2019.**
- Según las empresas consultadas, estas cantidades no se declararon porque no cuentan con contratos de suministro o infraestructura de transporte, pero las inversiones en producción requeridas para poner este volumen en el mercado podrían desarrollarse rápidamente si cuentan con contratos de suministro y transporte que permita su evacuación. Representarían cerca del 7% de la producción nacional anual para el año 2019.

- **No obstante, estas nuevas incorporaciones y las actuales áreas en producción son insuficientes para atender el mercado con gas colombiano a partir del 2021, pues la**

declinación de los grandes campos maduros continúa. Debe incentivarse el desarrollo de recursos ya descubiertos y la exploración adicional para incorporar nuevas reservas.

- Tomando como referencia las proyecciones de demanda de la UPME², la gráfica 1 muestra que la producción actual de los campos atendería el mercado interno en sus demandas media – alta hasta el año 2020. La incorporación de descubrimientos recientes no declarados (80-90MPCD) lo abastecería hasta el 2021.
- Si a lo anterior se suman las cantidades de gas importado por Cartagena, declaradas como disponibles para la venta³, el mercado se abastecería hasta principios de 2022; 85% con gas nacional y 15% con importaciones. La seguridad en abastecimiento se extendería hasta el 2025 si se tiene en cuenta que dicha planta de regasificación ya construida tiene una capacidad mayor que la oferta disponible declarada. Por supuesto ello implicaría atender parte del mercado con gas importado, más costoso que el local.

Gráfica 1. Balance de oferta y demanda con gas local e importado



CIDV: Capacidad Importada Disponible para la Venta

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero energética (UPME) y cálculos ACP

- **Lo deseable para el país es atender con gas nacional el déficit esperado a mediano y largo plazo, pues gana el consumidor con un combustible más competitivo y gana Colombia por regalías, impuestos, balanza comercial y desarrollo regional. Para ello, ACP estima que en el período 2022 – dic 2025 se requeriría incorporar alrededor de 1,7 TCF's de reservas, casi el 60% de ese volumen equivale a los recursos ya descubiertos, declarados como reservas 3P y que deben ser desarrolladas.⁴ Su incorporación al mercado además de la autosuficiencia energética, le dejaría al país alrededor de 200 millones de dólares por regalías e impuestos. A largo plazo se requiere incorporar reservas adicionales resultado**

² Fuente: UPME. Archivo soporte del Balance de Gas Natural (2016-2025).

³ Fuente: Declaración de producción, abril de 2017. Ministerio de Minas y Energía.

⁴ Fuente: ANH informe de reservas y recursos a 31 de diciembre 2015. Cálculos ACP.

de nuevos esfuerzos exploratorios, probando el potencial geológico que indican estudios de la ANH.

2. Propuestas regulatorias: extraer y colocar en el mercado el mayor gas posible requiere ajustes normativos

- Desde hace más de 2 años, la CREG y el Gobierno Nacional vienen evaluando ajustes de la regulación actual en materia de transporte, conexiones a gasoductos y comercialización del gas, los cuales son necesarios para permitir la entrada al mercado de la totalidad de la oferta, nueva y existente; así como el crecimiento de la demanda.

- **Es vital fomentar la competencia en el transporte de gas para construir nueva infraestructura o ampliaciones de la misma; reglas para las conexiones del campo al gasoducto que permitan llevar eficientemente el producto a sus centros de consumo; y procesos flexibles de comercialización, para evitar que quede gas atrapado en campo y demanda insatisfecha, que por efecto de la regulación actual no pueden acceder / vender el gas en las condiciones que lo necesitan.**

En materia de infraestructura de transporte proponemos:

- a. **Reglamentar “Open Seasons” para la construcción de ampliaciones de capacidad de transporte de gas natural.** El proyecto de resolución CREG 037 de abril de 2016 presentó una propuesta en línea con las necesidades del mercado para solucionar las limitaciones de colocar nuevo gas en el Sistema Nacional de Transporte. Para lograr mayor efectividad en esta norma, es importante ajustarla: **(i)** permitiendo que esta infraestructura sea desarrollada sin necesidad de que la empresa que la construya se deba convertir en E.S.P. (Empresa de Servicios Públicos); y **(ii)** que la definición de nuevos proyectos bajo esta figura no se limite a lo definido en el plan de abastecimiento de gas natural de la UPME, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.
- b. **Completar la resolución CREG 037 de 2016 con medidas sobre gasoductos de conexión,** permitiéndole al productor entregar su nuevo gas en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT) donde exista realmente capacidad de transporte y demanda de gas, y no en el punto de entrada más cercano a la fuente de producción como exige la regulación actual. Así mismo, se propone en la determinación de la viabilidad técnica y financiera de esta conexión, que se incluya la opción de llegar a un acuerdo entre el productor y el transportador; actualmente es una decisión unilateral de este último agente. En caso de no darse dicho acuerdo, se propone permitir a los productores comercializar el gas en un sistema de distribución no conectado al SNT o en el sitio de demanda.

En materia de normas para la comercialización del gas proponemos:

- c. **Permitir en el mercado primario de gas, un periodo de negociación bilateral de contratos firmes bimestrales, posterior a la negociación anual establecida en la Res CREG 089.** Hoy estos contratos sólo pueden negociarse en las subastas del mercado secundario de gas, sin embargo, con regularidad se presentan situaciones en que el precio de la subasta no atiende las necesidades del comprador o que la poca antelación con la que se puede comprar dicho gas, le impide a este agente cubrir riesgos de precios / cantidades que podría lograr si negocia estos contratos con mayor anticipación. El resultado de esta restricción regulatoria es que queda gas atrapado en campo sin venderse, dejando a su vez demanda insatisfecha.
 - d. **Permitir negociación bilateral de contratos interrumpibles**, por razones similares a las expuestas en el punto anterior. Además, el agente importador de gas, que compite con las fuentes de suministro nacionales, puede hacerlo de acuerdo al parágrafo 3 del artículo 49 de la Resolución CREG 089 de 2013.
 - e. **Flexibilizar los plazos de los contratos firmes según necesidades de las partes**, pues no es posible en todos los casos ajustarse a los plazos de la Resolución CREG 089 de 2013. ACP ha propuesto a la CREG un término intermedio de contratación en firme de 3 años.
 - f. **Negociar bilateralmente contratos en firme con demanda industrial nueva (proyectos en evaluación y pruebas)**. Punto vital para incentivar el desarrollo de nuevos proyectos industriales y aumentar este tipo de demanda que viene decreciendo, pues su implementación no siempre se ajusta a los plazos contractuales y requiere contratarse con mayor antelación y volúmenes flexibles al permitido por la regulación actual, por ejemplo, contratar en el año T y consumir el gas en el año T+1, con cantidades anuales variables según el tipo de proyecto.
- 3. Planta de regasificación del Pacífico: es una fuente de suministro adicional y por tanto debe competir en igualdad de condiciones frente al productor nacional**
- Reflexiones sobre la oferta y la demanda de gas como las mencionadas arriba, más el potencial de incorporar producción adicional proveniente de recursos ya descubiertos no desarrollados, **generan dudas sobre la urgencia de que la planta regasificadora del Pacífico entre en el año 2021 como lo sugiere la UPME**, por tal razón se sugiere al Gobierno nacional revisarlo con el debido rigor, pues su costo, además del que ya los colombianos pagan por la

infraestructura de regasificación de Cartagena, sin duda encarecerá el gas que se consume en Colombia, afectando su competitividad y opciones de crecimiento futuro de la demanda.

- **En todo caso, si el Gobierno insiste en la necesidad de contar con una infraestructura de importación en el Pacífico, hay que tener en cuenta que esta importación sería una opción más de abastecimiento y, por lo tanto, debe competir con el gas local en igualdad de condiciones. Los beneficios al importador anunciados en las propuestas regulatorias del Ministerio de Minas y la CREG, tales como el ingreso garantizado durante 25 años y pagado por toda la demanda de gas, se beneficie o no con la planta; la integración vertical permitida al transportador cuando los demás agentes mantienen este tipo de restricciones; la financiación de la conexión al sistema nacional de transporte; entre otros, generan asimetrías en competencia frente al productor nacional que no cuenta con ninguno de estos beneficios. Deben revisarse por ende, las condiciones regulatorias de integración y remuneración bajo las cuales la UPME y la CREG proponen esta planta.**

- Para evitar que esto se materialice se sugiere revisar los siguientes aspectos:
 - a) **Integración vertical con el transportador.** Tal y como se define en la Resolución CREG de 038 de 2016 (actualmente en consulta), el transportador puede desarrollar la infraestructura de la planta de regasificación, permitiéndole obtener una posición superior a cualquier otro agente de la cadena de gas, al tener la posibilidad de tener inversiones mayores al 25% en un proyecto que hace parte de la cadena del gas, mientras que los productores, por su parte, se encuentran limitados para desarrollar infraestructura de transporte. Este tipo de asimetría regulatoria podría implicar además riesgos para los productores en la prelación para ingresar el gas de sus campos al Sistema Nacional de Transporte (SNT), cuyo transportador sí podrá estar integrado con una fuente de suministro (la planta de regasificación). Este tema es crítico, los productores nacionales han solicitado al Gobierno ajustar esta propuesta regulatoria pues las restricciones de integración vertical deben aplicarse para todos los competidores en igualdad de condiciones.
 - b) **Ingreso regulado por 25 años.** En los proyectos de resolución CREG 38 de 2016 y 26 de 2017 (ambos en consulta) se indica que la infraestructura va a ser financiada por la demanda beneficiada (de acuerdo a la UPME es todo el país) y por los agentes que la usen por 25 años (cualquier agente del mercado). Ante esta decisión, se debe recordar que el desarrollo de un campo no viene acompañado de ningún tipo de financiación como la planteada por la UPME, ni en la infraestructura de desarrollo del campo ni en la infraestructura de transporte para conectarlo al sistema, ni mucho menos los riesgos en los que se incurren durante la etapa de exploración. Como cualquier otra fuente de suministro, esta planta deben pagarla solo sus beneficiarios, por cuenta y riesgo de sus inversionistas.

- c) **Incluir la financiación del gasoducto de conexión dentro del proyecto.** El desarrollo del gasoducto que permite inyectar el gas importado al Sistema Nacional de Transporte (incluido en el plan de abastecimiento de gas natural publicado por la UPME como parte integral de este proyecto de regasificación), aunque no está claramente establecido en el proyecto de norma en consulta, se podría entender que va a ser financiado por la demanda beneficiada, que al igual que la infraestructura de regasificación, sería todo el país. Lo anterior sobreestima la evaluación costo beneficio a la hora de realizar el proyecto y le da una ventaja en costos de puesta en marcha frente a un proyecto de producción nacional. Debe revisarse la demanda beneficiada tanto por la planta como por el gasoducto, para que sean ellos quienes financien su desarrollo.

- **En conclusión, los productores de gas no se oponen al desarrollo de un proyecto de regasificación para importar gas por el Pacífico pues es una alternativa de suministro adicional para la demanda, pero como tal, debe entrar al mercado compitiendo en igualdad de condiciones. Ello requiere ajustar y precisar las propuestas regulatorias del Gobierno Nacional actualmente en consulta, para no generar asimetrías que perjudiquen la producción de gas colombiano que es el que le deja al país regalías, impuestos y desarrollo.**