

Julio, 2024

Enfoque:

Nuestra autosuficiencia de gas está en duda



**Dirección de Investigaciones
Económicas, Sectoriales y de
Mercado**

Nicolás Pineda Bernal
Gerente RR.NN., Energía y
Construcción

Matthew Diez
Analista Sectorial RR.NN.,
Energía y Transporte

El gas es una energía clave

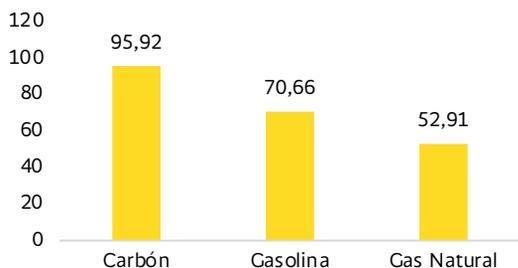
El gas natural es esencial para la seguridad energética de Colombia, es la segunda fuente de energía primaria más importante, proporcionando una fuente confiable de energía que complementa otras fuentes, especialmente en momentos de alta demanda o cuando las energías renovables no están disponibles por fenómenos climáticos. Adicionalmente, comparado con otros combustibles fósiles, el gas natural emite menos CO₂ y contaminantes, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono de Colombia.

Aunque las reservas probadas de gas de Colombia han disminuido, existen recursos contingentes significativos con un gran potencial de desarrollo para volverse comercialmente viables. La colaboración entre el sector público y el privado será clave para garantizar la gestión eficiente de los contratos vigentes, reservas y recursos contingentes de hidrocarburos. Colombia aún está a tiempo de corregir su camino para minimizar la dependencia de las importaciones.

Desarrollar las reservas de gas mejora la posición en la autosuficiencia energética del país y permite ofrecer precios más económicos al no estar expuestos a los mayores precios del gas natural licuado importado. Las importaciones de gas podrían aumentar si no se toman acciones pertinentes en temas regulatorios, construcción de infraestructura para el transporte de gas offshore, reactivar los contratos suspendidos, entre otras.

En resumen, el gas natural es crucial para Colombia por su papel de asegurar la seguridad energética, facilitar la transición a energías más limpias, diversificar la matriz energética, impulsar el desarrollo económico y regional y ofrecer beneficios ambientales y de salud. Su desarrollo es fundamental para el futuro energético y económico del país.

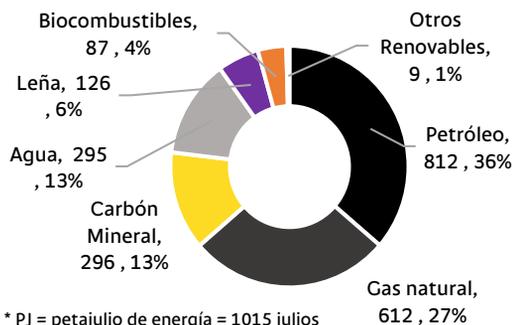
Kg de CO₂ emitido por millón BTU (MBTU)*



* Unidad Térmica Británica = una medida de energía para medir la cantidad de calor que se produce al quemar combustibles

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA).

Oferta total de energía primaria Colombia 2022 (PJ*)



* PJ = petajulio de energía = 1015 julios

Fuente: UPME.

Ideas claves

- **Las reservas probadas de gas (Gpc) se redujeron 56,9% en 10 años**, pasando de 5.508 giga pies cúbicos (Gpc) en 2013 a 2.373 Gpc en 2023 por las bajas incorporaciones de gas. **La estimación alta de recursos contingentes (3C) creció casi 3,6 veces entre 2019 y 2023**, 2.065 Gpc en 2019 vs. 7.506 Gpc en 2023, gracias principalmente a los descubrimientos *offshore*. Su desarrollo es esencial para aumentar las reservas de gas del país.
- **La demanda superará la producción nacional de gas a partir de 2025** pero esto dependerá de la gestión eficiente de los contratos vigentes de hidrocarburos para mitigar la dependencia de importaciones. El gas importado por buque tiene que ser **gas natural licuado, que es 3-4 veces más costoso** que el gas natural por tubería tradicional.
- **Las importaciones de gas llegaron a su participación máxima de la oferta en abril, con el 29,6%**, debido a la mayor demanda total, que ascendió a los 1.239 GBTUD en abril, explicado por la mayor generación térmica. Sin embargo, en mayo la demanda total descendió a 908 GBTUD y, por ende, las importaciones bajaron al 5,2% de la oferta.
- **La demanda de gas no térmica no se ha recuperado a los niveles de 2019**, debido a la menor demanda industrial; esto pudiera ser explicado por eficiencias energéticas, el mayor costo del gas y la menor actividad económica.
- El Gobierno nacional **anunció 13 medidas para la gestión eficiente de los hidrocarburos** y el Congreso **archivó por cuarta vez el proyecto de ley que buscaba prohibir el fracking** en Colombia.

Reservas probadas a la baja

Las reservas probadas de gas (Gpc) se redujeron 56,9% en 10 años por las bajas incorporaciones de gas.

Las reservas probadas, que representan la mejor estimación de los recursos disponibles con una probabilidad mayor o igual al 90%, muestran una tendencia negativa significativa. En 2013, cerramos con 5.508 gigapies cúbicos (Gpc), y para 2023 la cifra disminuyó a 2.373 Gpc, lo que implica una reducción del 56,9%. En términos de años, pasamos de 12,1 años de reservas en 2013 a solo 6,1 en 2023, mínimo histórico desde 2007. Según la UPME, el gas representó el 27% de la oferta total de energía primaria en 2022, la segunda fuente más relevante después del petróleo.

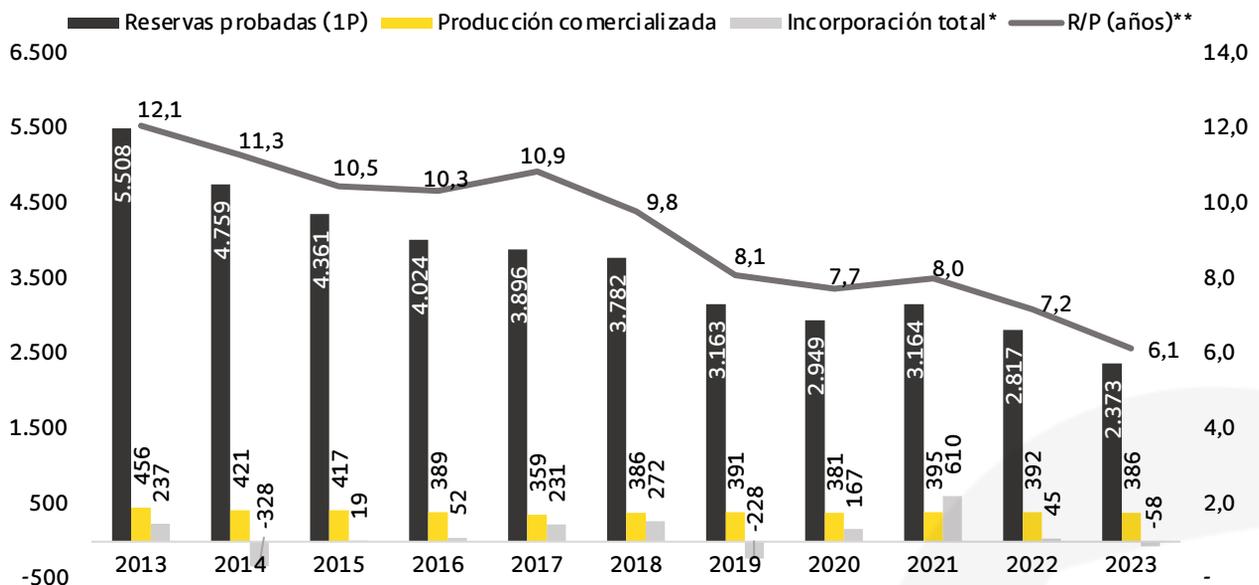
La reducción de las reservas probadas de gas se explica por la baja incorporación de gas, nuevos descubrimientos y revaluaciones de las reservas probadas, para reemplazar la producción comercializada en el año. En los últimos 10 años, solo ha habido un año donde el índice de reposición de reservas (IRR, incorporación/producción) fue superior al 100%, e inclusive hay años con incorporaciones negativas, como 2023. En suma, históricamente hemos producido más de lo que se ha reemplazado y, por ende, la tendencia de las reservas ha sido negativa.

Recientemente, el Gobierno nacional anunció 13 medidas para la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de hidrocarburos a través de tres ejes:

- **Coordinación interinstitucional:** creación de un comité entre el sector público y privado para hacer un seguimiento a las reservas y contingencias.
- **Regulación y modernización normativa:** incentivar la exploración de hidrocarburos, habilitar mecanismos para facilitar la comercialización de proyectos *offshore*, hacer más eficiente las operaciones y entre otros.
- **Optimización contractual y operacional:** reactivar contratos suspendidos, metas de recobro, diseñar estrategias que permiten la comercialidad de los recursos descubiertos no desarrollados, entre otros.

Por otro lado, el 20 de junio, la Comisión Quinta de la Cámara de Representantes archivó por cuarta vez el proyecto de ley que buscaba prohibir el *fracking* en Colombia. Los pilotos de *fracking* de Ecopetrol han estado suspendidos desde noviembre de 2022 debido a la posición del Gobierno nacional por sus posibles impactos ambientales. Será importante reevaluar esta postura dada la alarmante caída en las reservas probadas –cerca del 56% de los recursos contingentes *onshore* (en tierra) no son comercialmente viables por este asunto legal.

Evolución reservas probadas (R/P) 1P, producción e incorporación de gas (Gpc, giga pies cúbicos)



*Nuevos descubrimientos y reevaluaciones de las reservas probadas.

**Tiempo en que se agotarían las reservas asumiendo que la producción es constante según la vigencia actual.

Fuente: ANH, elaborado por Grupo Bancolombia.

Un gran potencial de recursos por desarrollar

La estimación alta de recursos contingentes creció casi 3,6 veces entre 2019-2023, en esencia, gracias a los descubrimientos *offshore*.

Las reservas de hidrocarburos se dividen en tres categorías, según sus probabilidades de recuperación: probadas (P1) con una probabilidad mayor o igual al 90%, probables (P2) con una probabilidad mayor o igual al 50%, y posibles (P3) con una probabilidad mayor o igual al 10%.

Los recursos contingentes son las cantidades de hidrocarburos potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero no son considerados comerciales debido a una o más contingencias:

- **Ambiental y/o social:** permisos y trámites ambientales, negociación de tierras, consulta previa y/o permisos arqueológicos.
- **Técnica:** la recuperación comercial depende de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica es insuficiente para determinar esa recuperación.
- **Económica:** costos de operación, precios de los hidrocarburos, deficiencia de mercado y/o falta de infraestructura.
- **Asuntos legales y/o contractuales:** requerimientos contractuales y/o impedimentos legales.
- **Finalización de contrato:** terminación del contrato origina reporte de los volúmenes como recursos contingentes.

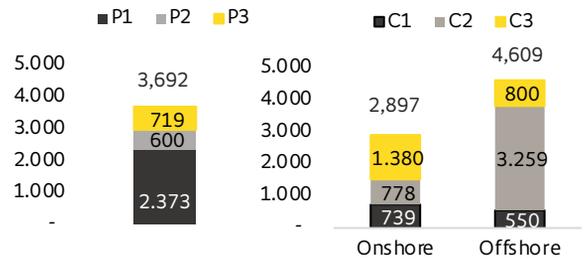
Al igual que las reservas, los recursos contingentes también se dividen en tres categorías de probabilidad de estimación (C1 $\geq 90\%$, C2 $\geq 50\%$ y C3 $\geq 10\%$).

Colombia tiene unos recursos contingentes interesantes que especialmente se concentran en aguas profundas *offshore* (costa afuera) en el caribe colombiano. Actualmente, Colombia no cuenta con la infraestructura para transportar esos recursos *offshore* al territorio nacional y requerirán inversiones significativas para hacerlos comercialmente viables. Según Ecopetrol, esperan el ingreso del gas de los descubrimientos *offshore* como Uchuva, Gorgon y Glaucus a partir de 2029 y tienen un potencial entre 4.000 y 12.000 Gpc.

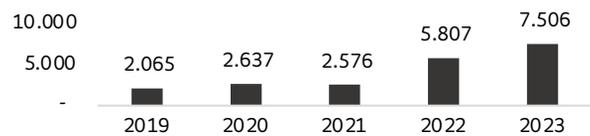
A cierre de 2023, la estimación alta de los recursos contingentes se ubicó en 7.506 Gpc (3C = C1+C2+C3) o en términos de años serían 19,4 años. Es de gran importancia desarrollar estos recursos para lograr su conversión a reservas probadas y, por ende, garantizar la seguridad energética.

La caída de los taladros en operación desde comienzos de 2023 refleja un riesgo de oferta a futuro. Según Campetrol, en abril de 2024 hubo 110 taladros activos, lo cual representa una reducción de 16 taladros (-12,7%) frente a abril de 2023. Los taladros de reacondicionamiento (*workover*) son cruciales para mantener y mejorar la producción de pozos existentes. Los taladros de perforación (*drilling*) son esenciales para la exploración y desarrollo de nuevos pozos, aumentando la capacidad de producción y las reservas comprobadas del país.

Reservas y recursos contingentes 2023 (Gpc)

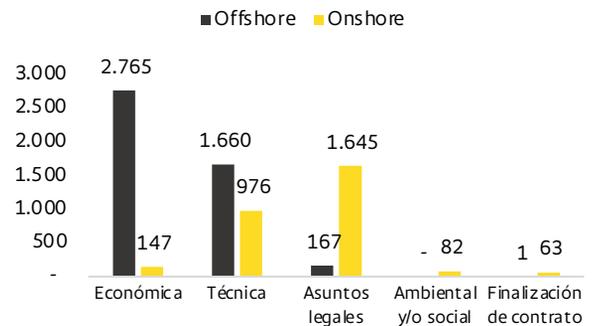


Evolución recursos contingentes (3C, Gpc)



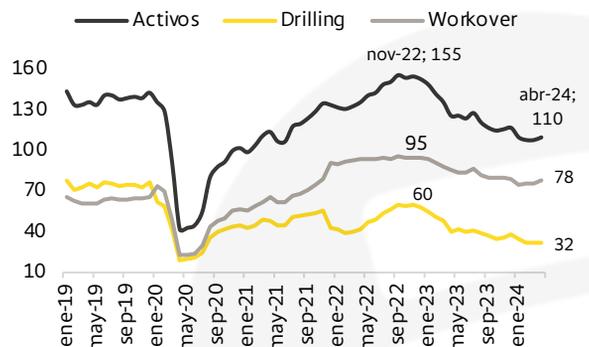
Fuente: ANH, elaborado por Grupo Bancolombia.

Recursos contingentes (3C) de gas por tipo de contingencia (Gpc)



Fuente: ANH, elaborado por Grupo Bancolombia.

Taladros en operación



Fuente: Campetrol, elaborado por Grupo Bancolombia.

La oferta local en riesgo

La producción nacional de gas podría ser insuficiente en el mediano plazo y la oferta limitada por factores climáticos.

Según los escenarios de demanda de gas natural de la UPME, y la proyección de la producción potencial del Ministerio de Minas y Energía, tendríamos insuficiencia de gas en enero de 2025 y, por ende, mayores necesidades de importación. El informe de producción de gas natural del Ministerio de Minas y Energía resalta una producción potencial promedio de 1.089 gbtud (gigas de BTU diarias) en 2024, disminuyendo a 286 gbtud en 2032, lo que implica una reducción anual promedio del 14,5%.

Adicional a la producción potencial, hay que tener en cuenta la capacidad instalada de la única terminal (SPEC LNG) de regasificación de GNL (gas natural licuado) de Colombia, en Cartagena. Actualmente, cuenta con una capacidad de aproximadamente 450 gbtud y se espera una expansión de su infraestructura en el segundo semestre de 2026 para llegar a los 530 gbtud.

Según las proyecciones de demanda de gas de la UPME, se espera un crecimiento promedio anual para 2022-2032 de 0,4% en el escenario medio, por debajo del crecimiento histórico del periodo 2009-2022 de 1,4%.

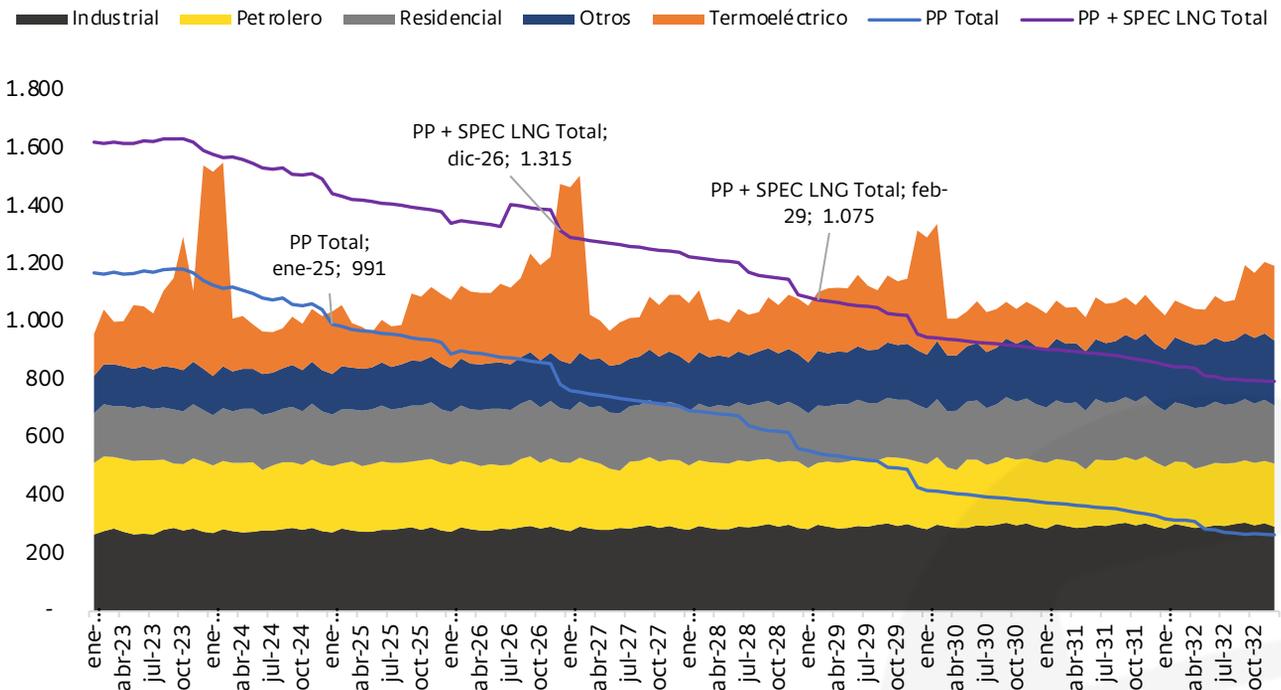
Para 2024, se estima una demanda promedio de 1.089 gbtud (1 gbtud = 1.000 mbtud = 1.000 mbtu por día),

mientras que en 2032 la demanda estimada sería de 1.103 gbtud. Es importante resaltar que aproximadamente 19,3% de la demanda se destina a las termoeléctricas en el escenario medio.

Existe un riesgo de oferta desde 2025, solo teniendo en cuenta la producción nacional, y pese a que la demanda de las termoeléctricas ha sido menor a lo esperado por la UPME durante este periodo de El Niño, las estimaciones indican que tendríamos insuficiencia de oferta en enero de 2025. Cabe anotar que, si consideramos la capacidad adicional de importación de gas, tendríamos suficiente oferta hasta diciembre de 2026, cuando se espera el próximo El Niño intenso y, si de nuevo la demanda es menor a lo esperado, tendríamos suficiente oferta hasta febrero de 2029.

El gas es clave para dar confiabilidad a nuestro sistema de energía eléctrica. Depender en mayor proporción de las importaciones implicaría un mayor costo de generación eléctrica y, en consecuencia, un mayor costo a los usuarios finales.

Proyección demanda vs. potencial de producción (PP) y SPEC LNG (GBTUD), escenario medio



Fuente: UPME, Ministerio de Minas y Energía.

El gas importado aumenta el costo significativamente

El gas importado por buque, que tiene que ser gas natural licuado, es 3-4 veces más costoso que el tradicional.

Desde finales de 2024, el mercado global de GNL (gas natural licuado) experimentará una ola sin precedentes de nuevos proyectos de licuefacción. Esta será la mayor y más rápida expansión de capacidad en la historia de la industria del GNL, con un aumento cercano al 30% en solo cinco años.

Durante la última gran oleada de nueva capacidad, de 2017 a 2020, los mercados de GNL saturados provocaron caídas bruscas en los precios globales. La adición de una gran cantidad de nueva capacidad de GNL en los próximos años podría nuevamente resultar en mercados sobreabastecidos.

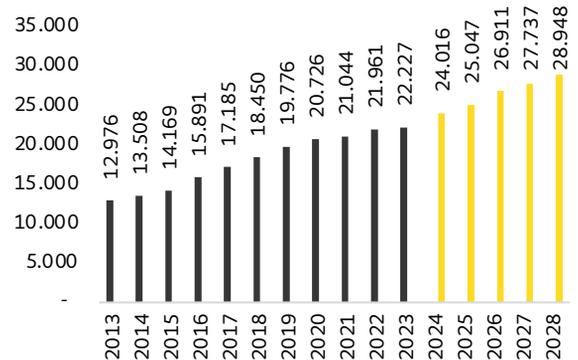
EE.UU. fue el mayor exportador de GNL del mundo (21%) en 2023, superando a Australia (20%) y Qatar (19%). La demanda sostenida de GNL en Asia y Europa, especialmente por la reducción del suministro de gas por tubería desde Rusia a Europa, impulsó la necesidad de mayores exportaciones de GNL de Estados Unidos y, por ello, precios más elevados.

Los precios de Henry Hub y Mont Belvieu son referencias internacionales de EE.UU. que influyen en los contratos y precios *spot* de gas en Colombia. Henry Hub es la referencia para el precio del gas natural por tubería tradicional, mientras que Mont Belvieu es la referencia para el gas natural licuado. Estas ayudan a alinear los precios locales con las tendencias globales, asegurando que los costos sean competitivos y reflejen las condiciones del mercado global. El GNL es más costoso que el natural distribuido a través de tuberías debido a varios factores:

- 1. Proceso de licuefacción:** requiere enfriar el gas a temperaturas extremadamente bajas, lo que consume mucha energía y necesita infraestructura costosa.
- 2. Almacenamiento y transporte:** el GNL se almacena y transporta en tanques criogénicos especializados, lo que añade costos adicionales comparado con el transporte por gasoductos.
- 3. Infraestructura de importación/exportación:** necesita terminales y buques tanque especializados, incrementando los costos operativos y de mantenimiento.
- 4. Seguridad y regulaciones:** manejo del GNL implica mayores riesgos y requiere medidas de seguridad adicionales, cumpliendo con regulaciones más estrictas, que aumentan los costos.
- 5. Flexibilidad y mercado:** flexibilidad del GNL en términos de transporte y almacenamiento implica costos adicionales reflejados en su precio de mercado.

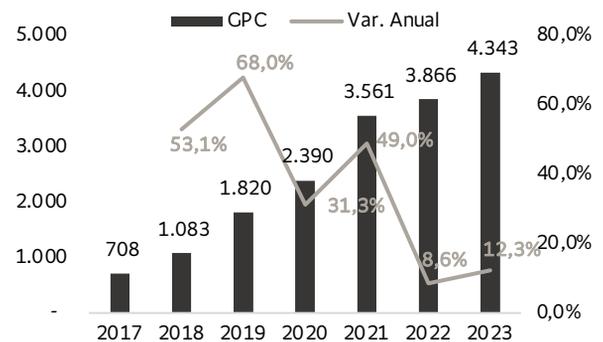
En resumen, el GNL es más caro debido a los costos adicionales asociados con los procesos de licuefacción, almacenamiento, transporte y regulaciones. **En mayo, el GNL era aproximadamente 3,6 veces más costoso que el gas tradicional.**

Evolución global capacidad de licuefacción (Gpc)



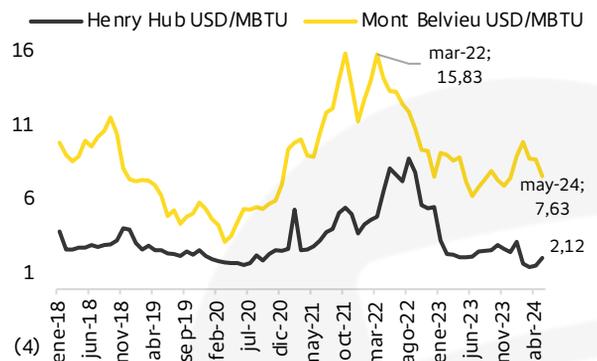
Fuente: Rystad Energy, elaborado por Grupo Bancolombia.

Exportaciones EE.UU. GNL (Gpc)



Fuente: EIA, elaborado por Grupo Bancolombia.

Precios de gas



Fuente: EIA, elaborado por Grupo Bancolombia.

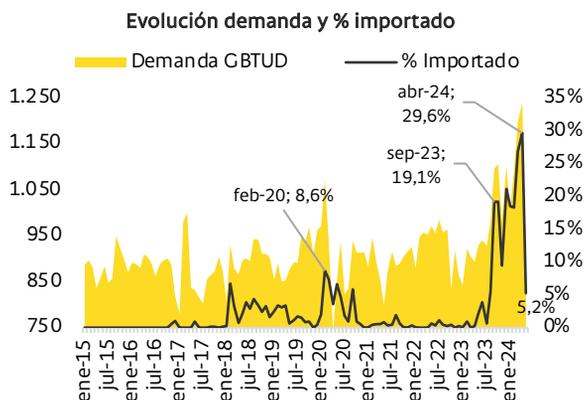
Demanda de gas no térmica: estancada

La demanda de gas total pasó de 902 GBTUD en 2019 a 968 GBTUD en 2023, gracias a la mayor generación térmica.

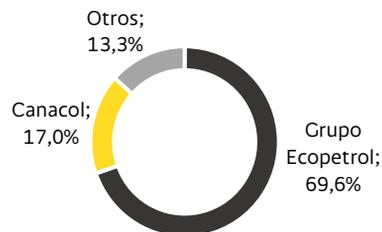
La demanda de gas no térmica no se ha recuperado a los niveles vistos en 2019, como consecuencia de la menor demanda industrial, lo que pudiera ser explicado por eficiencias energéticas, el mayor costo del gas y la menor actividad económica. En 2019, la demanda no térmica se ubicaba en 744 giga BTU por día (GBTUD) vs. 736 GBTUD en 2023 y en el año corrido a mayo la demanda ha sido 721 GBTUD.

En contraste, la demanda de gas térmica registró un pico en abril, lo que hizo que las importaciones de gas llegaran a su participación máxima de la oferta durante ese mes, con 29,6%. Lo anterior se da a raíz de la mayor demanda total, que ascendió a los 1.239 GBTUD en abril, por efecto de El Niño. Sin embargo, en mayo la demanda total descendió a 908 GBTUD y las importaciones bajaron al 5,2% de la oferta.

Grupo Ecopetrol (incluye Hocol) obtuvo la mayor participación en la oferta en 2023, con 69,6%, seguido por Canacol, con 17%. Estas empresas son fundamentales para el desarrollo del sector de gas natural en Colombia. Sus esfuerzos conjuntos, y sus estrategias complementarias, pueden contribuir significativamente a la seguridad energética del país y al avance hacia una transición energética más sostenible.

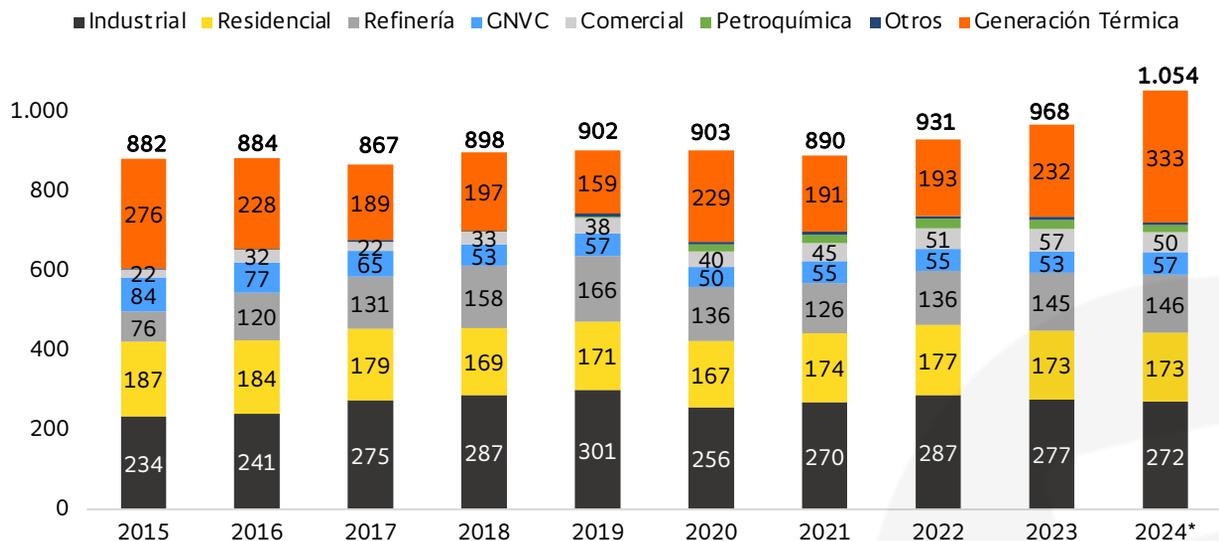


% participación oferta gas natural 2023



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia, elaborado por Grupo Bancolombia.

Demanda de energía entregada a través del SNT** por sector de consumo (GBTUD)



*Promedio a mayo de este año.

**Sistema Nacional de Transporte.

Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia, elaborado por Grupo Bancolombia.

Dirección de Investigaciones Económicas, Sectoriales y de Mercado

Laura Clavijo Muñoz
Directora
laclavij@bancolombia.com.co

Investigaciones Económicas

Santiago Espitia Pinzón
Gerente Macroeconómico
sespitia@bancolombia.com.co

José Luis Mojica Agudelo
Especialista Macroeconómico
jlmojica@bancolombia.com.co

Andrés Camilo Miranda
Analista de Banca Central
acmirand@bancolombia.com.co

Valentina Guáqueta Sterling
Analista de Tasa de Cambio
vaguaque@bancolombia.com.co

Lisa Daniela Salgado Ortegón
Analista Macroeconómica
ldsalgad@bancolombia.com.co

María Paula González Rodríguez
Analista Internacional
mapgonza@bancolombia.com.co

Nicolás Velasco
Estudiante en Práctica
nvelasco@bancolombia.com.co

Investigaciones Sectoriales

Jhon Fredy Escobar Posada
Gerente Sectorial Agroindustria
jhescoba@bancolombia.com.co

Oscar Camilo Roperó Osorio
Analista Sectorial Agroindustria
oropero@bancolombia.com.co

Daniel Jiménez Cardona
Analista Sectorial Agroindustria
dajimen@bancolombia.com.co

Santiago Gómez Monsalve
Auxiliar Administrativo
sgmonsa@bancolombia.com.co

Andrea Atuesta Meza
Gerente Sector Financiero y Gobierno
aatuesta@bancolombia.com.co

Daniel Felipe Ramírez Cadavid
Analista Gobierno y Salud
drcadavi@bancolombia.com.co

Nicolás Pineda Bernal
Gerente Construcción y Recursos Naturales
nipineda@bancolombia.com.co

Mateo Andrés Rivera Arbeláez
Analista Construcción e Infraestructura
marivera@bancolombia.com.co

Matthew Díez Aguirre
Analista Recursos Naturales
matdiez@bancolombia.com.co

Laura María Jiménez Franco
Analista Sectorial
laurijime@bancolombia.com.co

Paolo Betancur Montoya
Gerente Sectorial Comercio y Consumo
pabetanc@bancolombia.com.co

Diego Alberto Saenz Cubillos
Analista Sectorial Comercio
disaenz@bancolombia.com.co

Laura Natalia Capacho Camacho
Analista Sectorial Comercio
lcapacho@bancolombia.com.co

María José Bustamante Grajales
Analítica
mabustam@bancolombia.com.co

Investigaciones de Mercado

Juan Camilo Dauder Sánchez
Gerente Investigaciones Renta Variable
jdauder@bancolombia.com.co

Ricardo Andrés Sandoval Carrera
Analista Acciones
rsandova@bancolombia.com.co

Javier David Villegas Restrepo
Analista Acciones
javilleg@bancolombia.com.co

Simón Londoño Duque
Analista Acciones
silondon@bancolombia.com.co

Valentina Marín Quintero
Analista Junior
valmarin@bancolombia.com.co

Manuela Ortiz Márquez
Estudiante en Práctica
maorti@bancolombia.com.co

Analítica

Arturo Yesid González Peña
Gerente Cuantitativo y de Analítica
arygonza@bancolombia.com.co

Sebastián Ospina Cuartas
Analítico
Sospina@bancolombia.com.co

Juan José Delgado Echeverri
Estudiante en Práctica
sospina@bancolombia.com.co

Edición

Alejandro Quiceno Rendón
Editor de Investigaciones
aqrendo@bancolombia.com.co

Juan Esteban Echeverri Agudelo
Comunicaciones
jueagude@bancolombia.com.co

Condiciones de Uso: Este informe ha sido preparado por la Dirección de Investigaciones Económicas, Sectoriales y de Mercado, un área de investigación y análisis del Grupo Bancolombia. No debe ser distribuido, copiado, vendido o alterado sin la autorización expresa del Grupo Bancolombia, ni debe ser utilizado para cualquier fin distinto a servir como material informativo, el cual no constituye una oferta, asesoría financiera o económica, recomendación personalizada o sugerencia del Grupo Bancolombia para la toma de decisiones de inversión o la realización de cualquier tipo de transacciones o negocios en el mercado público de valores o cualquier otro. El contenido de la presente comunicación o mensaje no constituye una recomendación profesional para realizar inversiones en los términos del artículo 2.40.1.1.2 del Decreto 2555 de 2010 o las normas que lo modifiquen, sustituyan o complementen. El uso de la información suministrada es de exclusiva responsabilidad de su receptor, por lo que será responsabilidad de cada usuario el análisis que desarrolle y las decisiones que se tomen con base en la información que en este documento se relaciona. Antes de tomar una decisión de inversión, usted deberá evaluar múltiples factores tales como los riesgos propios de cada instrumento, su perfil de riesgo, sus necesidades de liquidez, entre otros. El presente informe o documento es tan sólo uno de muchos elementos que usted debe tener en cuenta para la toma de sus decisiones de inversión. Para ampliar el contenido de esta información, le solicitamos comunicarse con su gerente comercial. Le recomendamos no tomar ninguna decisión de inversión hasta no tener total claridad sobre todos los elementos involucrados en una decisión de este tipo. Los valores, tasas de interés y demás datos que allí se encuentren, son puramente informativos y no constituyen una oferta, ni una demanda en firme, para la realización de transacciones. Así mismo, de acuerdo con la regulación aplicable, las estrategias de largo plazo presentadas en este informe no constituyen un compromiso o garantía de rentabilidad para el inversionista.

La información y opiniones del presente informe constituyen un análisis a la fecha de publicación y están sujetas a cambio sin previo aviso. Por ende, la información puede no estar actualizada o no ser exacta. Las proyecciones futuras, estimados y previsiones, están sujetas a varios riesgos e incertidumbres que nos impiden asegurar que las mismas resultarán correctas o exactas, o que la información, interpretaciones y conocimientos en los que se basan resultarán válidos. En ese sentido, los resultados reales pueden diferir sustancialmente de las proyecciones futuras acá contenidas. Debe tener en cuenta que la inversión en valores o cualquier activo financiero implica riesgos. Los resultados pasados no garantizan rendimientos futuros. Las entidades que hacen parte del Grupo Bancolombia pueden haber adquirido y mantener en el momento de la preparación, entrega o publicación de este informe, para su posición propia o la de sus clientes, los valores o activos financieros a los que hace referencia el reporte. El Grupo Bancolombia cuenta con políticas de riesgo para evitar situaciones de concentración en sus posiciones y las de sus clientes, las cuales contribuyen a la prevención de conflictos de interés. En relación con tales conflictos de interés, declaramos que (i) Valores Bancolombia S.A. Comisionista de Bolsa y/o Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera han participado en la estructuración y/o colocación de valores de renta variable para Bancolombia S.A. (ii) el Grupo Bancolombia es beneficiario real del 10% o más del capital accionario emitido por Valores Simesa S.A., y Protección S.A. (iii) Bancolombia es uno de los principales inversionistas del Fondo Inmobiliario Colombia – FIC. (iv) Valores Bancolombia S.A. Comisionista de Bolsa es filial de Bancolombia S.A. No obstante lo anterior, este informe ha sido preparado por nuestra área de Análisis Bancolombia con base en estrictas políticas internas que nos exigen objetividad y neutralidad en su elaboración, así como independencia frente a las actividades de intermediación de valores y de banca de inversión. La información contenida en este reporte no se fundamenta, incluye o ha sido estructurada con base en información privilegiada o confidencial. Cualquier opinión o proyección contenida en este documento es exclusivamente atribuible a su autor y ha sido preparada independiente y autónomamente a la luz de la información que hemos tenido disponible en el momento.

Escala de Estrategias de Largo Plazo: La estrategia de largo plazo de inversión sobre los emisores bajo cobertura por parte de Análisis Bancolombia, se rigen por la siguiente Escala de Estrategia de Largo Plazo que está sujeta a los criterios desarrollados a continuación:

El potencial de valorización es la diferencia porcentual que existe entre el precio objetivo de los títulos emitidos por un determinado emisor y su precio de mercado. El precio objetivo no es un pronóstico del precio de una acción, sino una valoración fundamental independiente realizada por el área de Análisis Bancolombia, que busca reflejar el precio justo que debería pagar el mercado por las acciones en una fecha determinada.

A partir de un análisis de potencial de valorización relativo entre los títulos de las compañías bajo cobertura y el índice COLCAP, se determinan las estrategias de largo plazo de los activos, así:

- Sobreponderar:** se da cuando el potencial de valorización de una acción supera por 5% o más el potencial de retorno del índice COLCAP.
- Especulativo:** se da en aquellos activos cuyo caso de inversión representa un riesgo por encima de la media del COLCAP. Implica para el inversionista asumir riesgos superiores.
- Neutral:** se da cuando el potencial de valorización de una acción no difiere en más de 5% del potencial de retorno del índice COLCAP.
- Subponderar:** se da cuando el potencial de valorización de una acción se encuentra 5% o más por debajo del potencial de retorno del índice COLCAP.
- Bajo Revisión:** la cobertura de la compañía se encuentra bajo revisión y por lo tanto no tiene una estrategia de largo plazo ni precio objetivo.

Adicionalmente, a criterio del analista, se podrá ajustar la recomendación de Sobreponderar a Neutral, teniendo en cuenta los riesgos que se vean en el desempeño del activo, su desarrollo futuro y la volatilidad que pueda presentar el movimiento de la acción.

El potencial fundamental del índice se determina con base en la metodología establecida por la BVC para el cálculo del índice COLCAP, considerando los precios objetivo publicados por Análisis Bancolombia. Esto se realizará con la canasta vigente del COLCAP en las fechas de cálculo mayo y noviembre de cada año. Para las compañías que hacen parte del índice, y que no se tienen bajo cobertura, se tomará el consenso de los analistas del mercado.

Actualmente, el área de Análisis Bancolombia tiene 16 compañías bajo cobertura, distribuidas de la siguiente manera:

	Sobreponderar	Neutral	Neutral Especulativo	Subponderar	Subponderar Especulativo
Número de emisores con estrategia de largo plazo de:	8	5	1	1	1
Porcentaje de emisores con estrategia de largo plazo de:	50%	31.25%	6.25%	6.25%	6.25%

*Nota: Se actualizará cuando el emisor cumpla 15 jornadas consecutivas en la misma estrategia.