



**RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA A LA PROPOSICIÓN NO. 100 DE 2026 RELACIONADA CON “SITUACIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL PAÍS” PRESENTADA POR LOS H.H.R.R ALEJANDRO MARTINEZ SANCHEZ Y JHON EDGAR PÉREZ ROJAS.**

En el marco de las funciones y competencias otorgadas al Ministerio de Minas y Energía mediante Decreto No. 381 de 2012, me permito dar respuesta a la solicitud de información mencionada:

***“Cítese al señor ministro Minas y Energía, con el fin de que rinda informe detallado sobre la situación de la seguridad energética del país.***

***Lo anterior, en atención a que dicha seguridad se encuentra en riesgo como consecuencia de diversas decisiones adoptadas por el actual Gobierno, las cuales han derivado en un déficit proyectado de energía, en virtud del cual la demanda podría superar la capacidad de generación disponible. De igual forma, se evidencia una alta dependencia de las fuentes hidroeléctricas, lo que incrementa la vulnerabilidad del sistema frente a fenómenos climáticos como el Niño.***

***Adicionalmente, se solicita se sirva esclarecer la situación actual del suministro de gas, que ha conllevado a que el país dependa de importaciones, con el consecuente incremento en los costos de generación de energía. En igual sentido, se requiere informar sobre el estado de las obligaciones a cargo del Gobierno Nacional con el sector eléctrico, las cuales han afectado la liquidez y la capacidad de inversión, configurando un escenario de alerta energética con riesgo de eventuales racionamiento en el suministro, de no adoptarse medidas oportunas y eficaces”.***

Frente a la solicitud de rendir informe detallado sobre la situación de la seguridad energética del país, en atención a las preocupaciones relacionadas con un eventual déficit proyectado de energía, la alta dependencia histórica de fuentes hidroeléctricas, la situación actual del suministro de gas natural, el uso de importaciones y sus posibles efectos sobre los costos de generación, el Ministerio de Minas y Energía se permite presentar las siguientes consideraciones técnicas, regulatorias y de gestión sectorial.

En primer lugar, es necesario precisar que la seguridad energética del país no puede evaluarse únicamente a partir de una fotografía estática del balance entre oferta y demanda, sino que requiere un análisis integral y dinámico de la capacidad de respuesta del sistema frente a escenarios de estrés climático, operativo y de abastecimiento. Bajo esa perspectiva, la gestión del sector

---

**Ministerio de Minas y Energía**

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



eléctrico entre 2022 y 2026 se ha orientado a transformar una matriz históricamente vulnerable a la variabilidad climática en un sistema más resiliente, diversificado, descentralizado y soberano.

Al inicio del actual Gobierno, el país presentaba una dependencia crítica de las fuentes hidroeléctricas, situación que históricamente ha expuesto a los usuarios a volatilidades tarifarias y riesgos de racionamiento durante los ciclos secos asociados al fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur. Por esta razón, la política de Estado ha priorizado la diversificación tecnológica como una herramienta esencial para mitigar dicha vulnerabilidad y fortalecer la seguridad energética nacional.

En el periodo comprendido entre agosto de 2022 y abril de 2026, la Capacidad Efectiva Neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) experimentó una expansión del 28,25%, alcanzando un total de 22.849,26 MW. Este crecimiento no corresponde únicamente a un aumento en la magnitud de la energía disponible, sino también a un cambio en la composición de la oferta, con un crecimiento significativo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Gráfica 1. SIN – Colombia. Capacidad Efectiva Neta de generación — agosto de 2022 vs. abril de 2026.

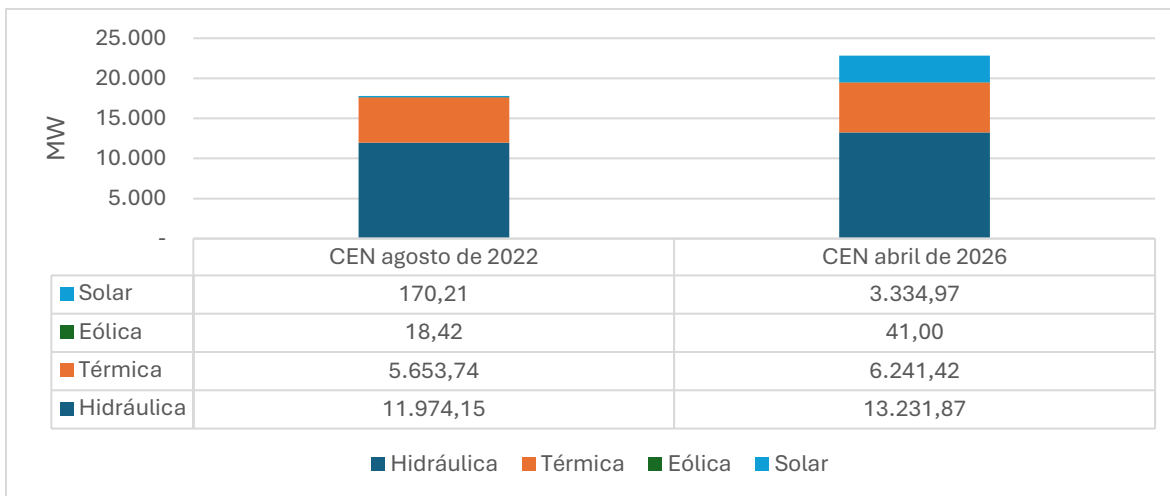
Tabla 1. SIN – Colombia — Capacidad Efectiva Neta (CEN) de generación (MW) y tasas de participación y crecimiento — agosto de 2022 Vs. abril 2026.

Tipo fuente	CEN agosto 2022	% de participación 2022	CEN abril de 2026	% de participación 2026	Crecimiento 2022 a 2026 (%)
Hidráulica	11.974,15	67,21%	13.231,87	57,91%	10,50%
Térmica	5.653,74	31,73%	6.241,42	27,32%	10,39%
Eólica	18,42	0,10%	41,00	0,18%	122,58%
Solar	170,21	0,96%	3.334,97	14,60%	1859,33%
Total	17.816,52	100,00%	22.849,26	100,00%	28,25%

Fuente: Cálculos MME con base en datos XM — Boletines energéticos #258 y #3401

<sup>1</sup> Disponibles en <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-de-la-operacion-y-el-mercado/boletin-energetico>

Gráfica 1. SIN – Colombia — Capacidad Efectiva Neta (CEN) de generación (MW) — agosto de 2022 Vs. abril 2026.



Como se observa en la Tabla 1 y en la Gráfica 1, todas las fuentes de generación presentan crecimientos superiores al 10%; sin embargo, el salto cualitativo más relevante se observa en la energía solar, que pasó de 170,21 MW en agosto de 2022 a 3.334,97 MW en abril de 2026, lo que representa un crecimiento del 1859,33%. Este incremento constituye una de las principales defensas del país frente al fenómeno de El Niño 2026.

La generación fotovoltaica presenta una correlación inversa con la hidrología. Durante los periodos de sequía, la radiación solar en el territorio colombiano, especialmente en las regiones Caribe y Orinoquía, alcanza niveles óptimos que permiten a estas plantas inyectar energía al sistema durante las horas de mayor demanda diurna. Esto contribuye a que los operadores de los embalses puedan realizar una gestión de ahorro de agua, reservando el recurso hídrico para la generación nocturna y para las rampas de demanda matutina y vespertina.

Adicionalmente, la expansión de la capacidad de generación se ha acompañado de un dinamismo relevante en la entrada de nuevos proyectos. Durante el año 2025 se declararon en operación comercial 75 nuevos proyectos de generación, que sumaron 380,26 MW al sistema: 68 de generación solar, 2 de generación hidráulica y 5 de generación térmica. Además, ingresaron dos proyectos de generación despachados centralmente y 55 generadores distribuidos al sistema.

Este dinamismo se complementó con la entrada de 40 proyectos de transmisión de energía en el mismo año, fundamentales para evacuar la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo. La modernización de la



red constituye una prioridad estratégica para evitar restricciones operativas que puedan derivar en sobre costos para el usuario final durante contingencias climáticas.

En relación con el fenómeno de El Niño 2026, el país se prepara para un evento climático de magnitud significativa. Según los reportes del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales y el Ministerio de Ambiente, los modelos climáticos internacionales indican un calentamiento sostenido del océano Pacífico ecuatorial. A mayo de 2026, los indicadores técnicos establecen una probabilidad del 61% de que las condiciones de El Niño se instauren de manera definitiva entre los meses de mayo y julio, y una probabilidad superior al 90% de consolidación del fenómeno a partir del mes de septiembre. Se prevé que el fenómeno alcance una intensidad moderada o fuerte hacia el último trimestre del año, prolongándose posiblemente hasta inicios de 2027.

Este escenario implica una reducción de la actividad lluviosa en gran parte del territorio nacional, con especial afectación en las regiones Andina y Caribe, donde se localiza una proporción significativa de la capacidad hidroeléctrica del país. Sin embargo, la madurez del Sistema Interconectado Nacional y la experiencia institucional acumulada en eventos previos permiten al Gobierno actuar de manera anticipada y no reactiva.

Frente a la preocupación sobre el déficit de energía firme proyectado para los próximos años, es fundamental aclarar la naturaleza técnica de este balance para evitar interpretaciones alarmistas que no corresponden a la realidad operativa del sistema. La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) corresponde al compromiso de los generadores de entregar una cantidad específica de energía incluso en condiciones de sequía extrema. El balance entre la ENFICC contratada y la demanda media proyectada por la UPME muestra una brecha marginal que el Ministerio se encuentra gestionando activamente.

Tabla 2. Colombia — SIN 2025 a 2030. Balance ENFICC vs. proyecciones de demanda media anual en GWh-año.

Vigencia	ENFICC	Demanda Media	ENFICC - Demanda Media	% de Superávit (+) o Deficit (-)
2025-2026	84.667	86.638	- 1.971	-2,27%
2026-2027	85.678	89.584	- 3.906	-4,36%
2027-2028	87.233	90.115	- 2.882	-3,20%
2028-2029	87.194	92.005	- 4.811	-5,23%

---

**Ministerio de Minas y Energía**

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



2029- 2030	87.194	93.510	- 6.316	-6,75%
---------------	--------	--------	---------	--------

Fuente: Cálculos MME con base en datos XM — Boletín energético #340.

Es crucial entender que un déficit teórico del 4,36% en la vigencia 2026-2027 no equivale a un apagón. Este cálculo se basa en la energía firme contratada y no en la capacidad física total del sistema. El Sistema Interconectado Nacional posee recursos de generación que no están necesariamente atados a obligaciones de energía firme, pero que están disponibles para ser despachados en la bolsa de energía según las necesidades del despacho diario administrado por XM.

Para cubrir esta brecha y garantizar la seguridad del suministro durante el pico de El Niño, el Ministerio de Minas y Energía ha coordinado con la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la UPME un conjunto de acciones inmediatas, entre ellas la habilitación de capacidad adicional para proyectos que ya están en condiciones técnicas de entregar energía, el otorgamiento de puntos de conexión temporales para generadores menores y autogeneradores, la priorización de proyectos estratégicos y las subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme para los periodos 2025-2028.

En el marco de la seguridad energética y la soberanía sobre los recursos propios, el 22 de enero de 2026 el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 40064, mediante la cual ordenó la suspensión inmediata de las exportaciones de electricidad a Ecuador. Esta decisión constituye una acción preventiva y responsable, fundamentada en el análisis de los niveles de los embalses y en la necesidad de preservar el parque termoeléctrico colombiano para la atención de la demanda nacional.

Mantener las exportaciones hacia Ecuador, que llegaron a promediar 341 MW en diciembre de 2025, podía poner en riesgo la estabilidad del servicio para los colombianos. La medida permite guardar energía firme en los embalses y ahorrar combustibles líquidos y gas natural para los meses de mayor sequía proyectados en el segundo semestre de 2026.

Desde el punto de vista regulatorio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha desempeñado un papel determinante en la creación de una arquitectura normativa orientada a incentivar la eficiencia y la seguridad del sistema. En 2026 se han expedido resoluciones que transforman la relación entre el usuario, el generador y el mercado. Entre ellas se destaca la Resolución CREG 101 099 de

---

**Ministerio de Minas y Energía**

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



2026, relacionada con la autogeneración de forma remota, y la Resolución CREG 101 102 de 2026, orientada a la estabilidad tarifaria y la confiabilidad.

La autogeneración remota permite a los usuarios realizar esta actividad y a los productores marginales remotos atender a sus usuarios finales a través de la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional. Esta medida elimina barreras físicas que impedían a industrias o comercios sin espacio en sus techos instalar granjas solares en otros municipios, fomentando que grandes consumidores reduzcan su demanda neta de la red nacional durante las horas pico de El Niño.

Por su parte, la Resolución CREG 101 102 de 2026 permite que plantas de generación con bajos costos variables, como las solares y algunas hídricas, se acojan al Precio de Escasez Inferior. Esta medida busca evitar que, durante periodos de sequía, el precio de la energía en bolsa se indexe de manera injustificada a combustibles importados de mayor costo, como el gas natural licuado o el diésel, cuando existen fuentes más económicas disponibles.

En materia de infraestructura estratégica, debe destacarse el avance de Hidroituango, la mayor fuente de energía del país. A mayo de 2026, el proyecto reporta un avance físico del 93,4%. Las primeras cuatro unidades de generación ya se encuentran operativas y han aportado una energía base fundamental para mantener los niveles de los embalses en otras regiones del país. El cronograma actual proyecta la entrada en operación de las unidades 5, 6 y 7 para el segundo semestre de 2027, y la unidad 8 para el primer trimestre de 2028. Aunque estas turbinas adicionales no estarán disponibles para el fenómeno de El Niño de 2026, la estabilidad de las cuatro unidades iniciales garantiza que la central opere de manera segura y confiable con sus unidades instaladas.

Asimismo, la UPME adoptó el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, que prioriza 36 proyectos de alto impacto. Entre las obras clave se encuentran el segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV, la Subestación Sabana Occidente 230 kV y el Refuerzo Suroccidental 500 kV. Estos proyectos son fundamentales para mejorar la confiabilidad regional, atender el crecimiento de la demanda y reducir la necesidad de generación local costosa ante contingencias.

En cuanto al respaldo térmico, el parque termoeléctrico constituye el seguro de vida de Colombia durante el fenómeno de El Niño. En marzo de 2026, la generación térmica representó el 13,47% de la energía total inyectada al sistema, cifra que se incrementará a medida que los niveles de los embalses descendan en el segundo semestre.

---

**Ministerio de Minas y Energía**

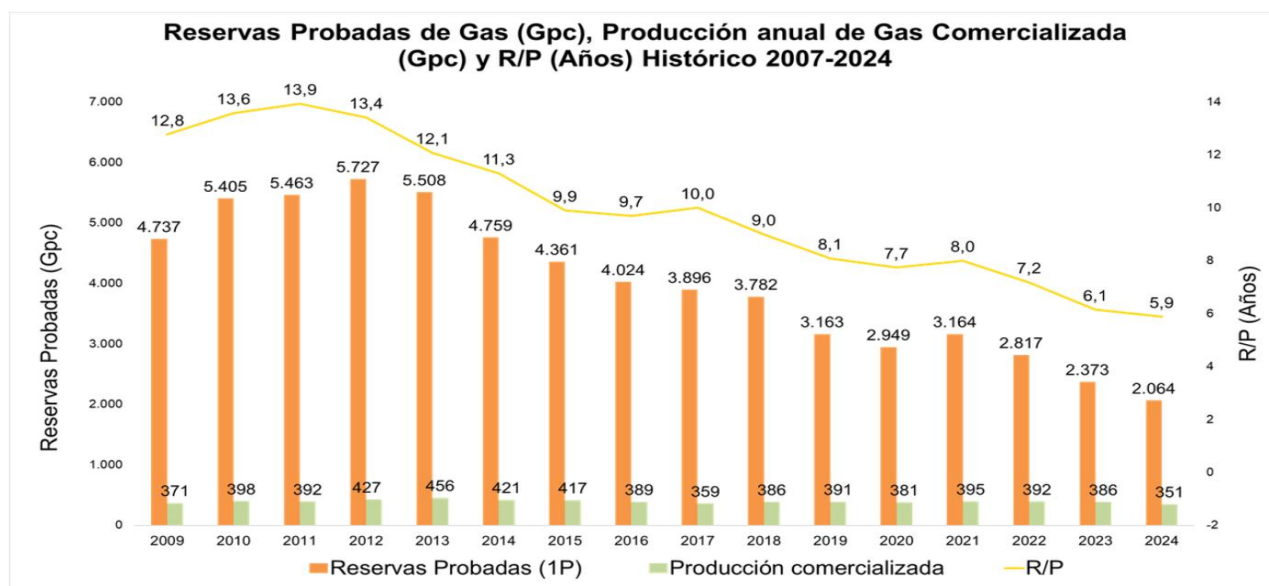
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

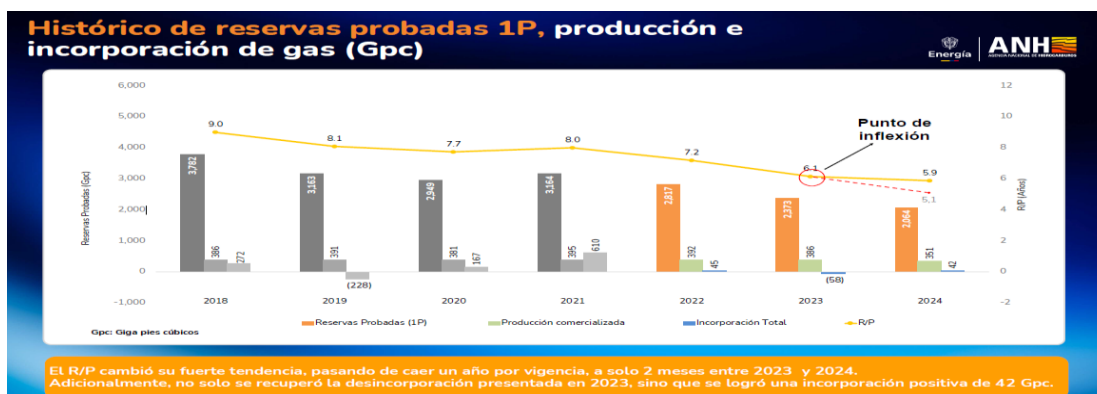
Respecto del suministro de gas natural, debe señalarse que este Gobierno recibió en agosto de 2022 la menor cantidad de reservas de gas natural de los últimos 15 años, equivalente a 7,2 años, en una tendencia constante de disminución. Esta situación proviene de años anteriores y evidencia que el sector se encontraba en una condición de abastecimiento que exigía esfuerzos significativos para gestionar la atención de la demanda.

Ilustración 1.



Fuente: Informe de Recursos y Reservas con corte @ 31-Dic-2024.

Ilustración 2.



Reservas de gas natural. Fuente: ANH. IRR 2024

## Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

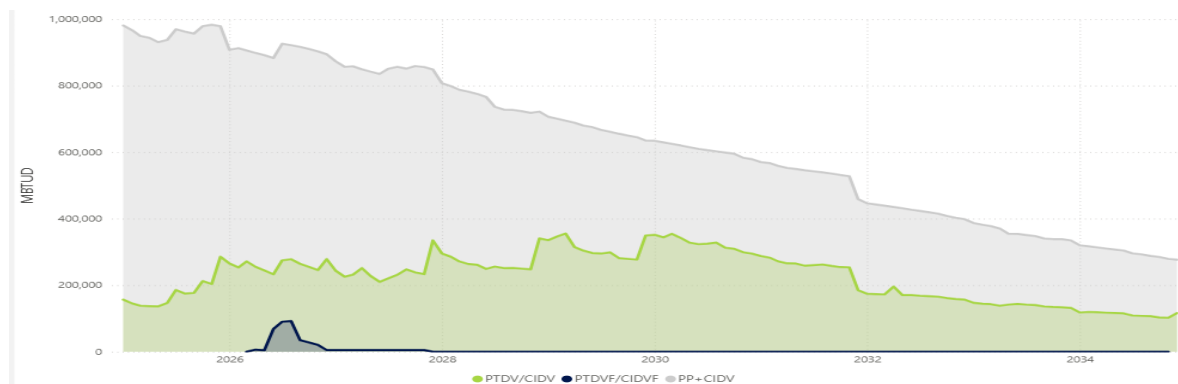
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



En el Informe de Recursos y Reservas 2024 de la ANH se analiza el comportamiento de las reservas y los recursos contingentes de petróleo y gas. Allí se muestra el histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de gas, evidenciando que los esfuerzos del actual Gobierno han logrado revertir de alguna forma la tendencia desde el año 2023. Sin embargo, el declive de la producción se mantiene, por lo que se requieren esfuerzos adicionales para abastecer la demanda.

En cumplimiento de lo definido en el artículo 2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, los productores de gas natural deben informar al Ministerio de Minas y Energía la declaración de producción. La información correspondiente a la Resolución MME 00218 del 27 de febrero de 2026 evidencia la tendencia de declive de la producción nacional en un horizonte de diez años.

Ilustración 3.



Declaración de Producción. Fuente: Dirección de Hidrocarburos - MME

Desde diciembre de 2024, inicio del año gas de contratación, hasta el 31 de agosto de 2025, la totalidad de la demanda de gas natural en el país fue atendida mediante contratos del mercado mayorista primario y secundario. Toda la Producción Total Disponible para la Venta por parte de los productores, ya sea en contratos que garantizan firmeza o en contratos interrumpibles, estuvo a disposición de los agentes mediante los mecanismos de comercialización establecidos en la regulación actual.

No obstante, mientras se incrementa la oferta mediante estrategias de recobro mejorado o nuevos hallazgos, será complejo revertir la tendencia de declive de la producción local de gas natural. Esta situación está directamente relacionada con la condición de las reservas. La tendencia de disminución de la producción solo cambiará cuando nuevos desarrollos continentales y el gas fuera de costa





declaren comercialidad. Mientras ello ocurre, el país deberá utilizar gas importado como forma de mantener el suministro a la demanda.

El reto principal consiste en asegurar que el uso del gas importado sea medido y justificado, y que se minimicen las posibilidades de que exista gas nacional disponible que no sea utilizado por la demanda. En este punto, el mecanismo de control a los incrementos tarifarios hace parte de las funciones de vigilancia y control que, de acuerdo con la Ley 142 de 1994, corresponden a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. En ese sentido, el Gobierno, a través de solicitudes a la SSPD y la SIC, debe garantizar que distribuidores y comercializadores agoten toda posibilidad de adquirir gas nacional antes de tomar la decisión de adquirir gas importado.

De acuerdo con las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética, los diferentes escenarios de oferta para el país contemplan la ampliación y desarrollo de proyectos de importación, así como esfuerzos técnicos para materializar reservas probadas y probables, y recursos contingentes. De lo contrario, a partir del año 2027 se vería comprometida la atención de la demanda.

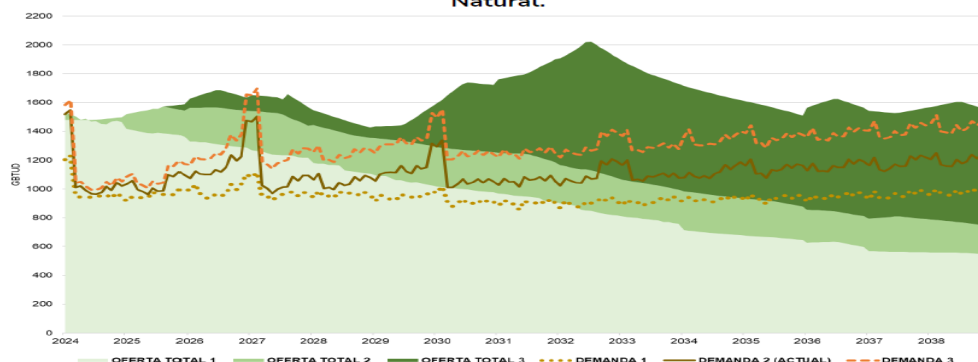
Ilustración 4. Balance Oferta y Demanda de gas natural.

**Tabla 2-1. Actualización de Escenarios de Oferta de Gas Natural para Balance.**

ORIGEN	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO OFERTA 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE
SPEC (OEF + OTROS)	AMPLIACIÓN FASE 1 (ACTUAL) 450 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 2 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 3 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07 533 GBTUD ENTRE 2027/08 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	475 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	533 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12

NA: No Aplica

**Gráfico 4-1. Balance Nacional entre Oferta Agregada y Demanda proyectada de Gas Natural.**



Fuente: Tabla 2-1 y Gráfico 4-1 del Documento Complementario del Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN - UPME

Ante esta perspectiva, el Gobierno ha desplegado diferentes estrategias para impulsar nuevos proyectos que impacten positivamente en el abastecimiento. Una de ellas es el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, cuyo mecanismo está consagrado en el Decreto 1073 de 2015, artículo 2.2.2.2.28. De acuerdo con esta disposición, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un periodo de diez años, con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

En agosto de 2022, de los siete proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2020, solo cinco se encontraban en evaluación de cargos y dos no tenían avances. Este Gobierno gestionó la aprobación del 100% de las solicitudes de cargo, puso en marcha los proyectos y actualmente se cuenta con tres proyectos finalizados y dos restantes con más del 50% de avance en construcción.

Entre los proyectos adoptados con resolución de cargos aprobada por la CREG se encuentran la ampliación de la capacidad de transporte en el tramo Mariquita

## Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



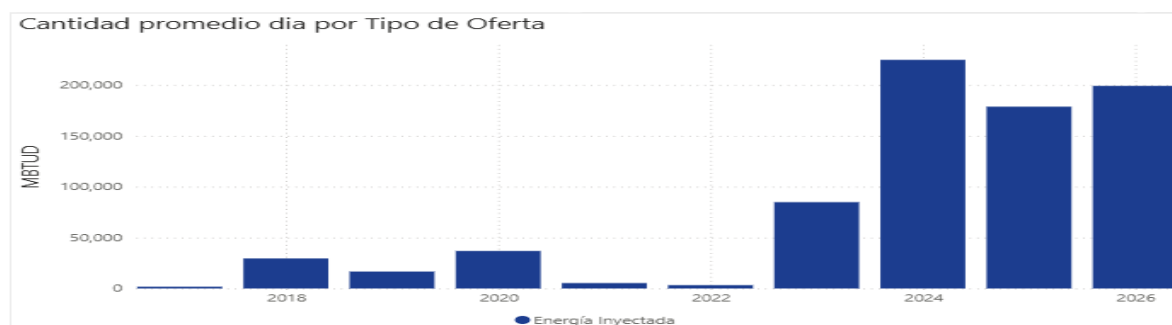
– Gualanday, la bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena, la bidireccionalidad Barranquilla – Ballena, la interconexión Barranquilla – Ballena con Ballena – Barrancabermeja y la ampliación de capacidad de transporte en el ramal Jamundí – Valle del Cauca.

Adicionalmente, mediante Resolución 40031 del 30 de enero de 2025, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, que incluyó nuevos proyectos como la ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando – Fusagasugá, la ampliación de capacidad en el tramo Centauros – Granada, el gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena con el interior, el gasoducto para conectar Bogotá al Sistema Nacional de Transporte Magdalena Medio, el gasoducto para conectar Cúcuta al Sistema Nacional de Transporte Magdalena Medio, infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT, bidireccionalidades y ampliaciones de capacidad en diferentes tramos, así como gasoductos para la conexión de ramales aislados.

Toda la infraestructura adoptada, ya sean gasoductos o infraestructuras de importación, tiene como objetivo responder a las necesidades de crecimiento de la demanda y a los cambios que se darán en los próximos años en los flujos del Sistema Nacional de Transporte, debido al declive de las fuentes del interior y a la ubicación predominante de las fuentes en la Costa Caribe. También se incluyen proyectos de confiabilidad e incremento de la oferta, como la infraestructura de regasificación del Pacífico.

En relación con la importación de gas natural, el país cuenta con infraestructura de importación que opera desde el año 2016, cuyo propósito inicial era brindar energía exclusivamente para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, desde el primero de diciembre de 2024, dicha infraestructura viene aportando gas para la demanda no térmica del país.

Ilustración 5. Entregas de gas natural importado. Fuente: Bigas — Gestor del Mercado de Gas Natural. Datos del 1 de enero de 2017 al 31 de marzo de 2026.



---

### Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Desde el año 2023, el consumo promedio de gas natural importado ha venido incrementándose, primero debido a los requerimientos de generación eléctrica que ya no pueden suplirse con gas de producción nacional, y segundo por el consumo de la demanda no térmica, que en el año 2026 ha llegado a 65 MPCD. Mediante la Resolución MME 40163 de 2026 se dieron lineamientos para que esta infraestructura pueda aportar gas adicional a la demanda no térmica, aprovechando la capacidad existente en periodos de baja hidrología en los que no se requiere toda la capacidad comprometida con el sector de generación eléctrica.

La cantidad de gas importado asciende a un 22,1% de toda la oferta para el país. Ante esta necesidad permanente de fuentes importadas, se ha hecho necesario generar lineamientos de política pública y regulación para que el precio que se pueda negociar sea más estable en el largo plazo y se mitiguen los impactos sobre la tarifa de los usuarios.

Ilustración 5. Oferta Nacional por Tipo de Campo.



Fuente: Bigas – Gestor del Mercado de Gas Natural (Datos del 1 de Enero de 2026 al 31 de Marzo de 2026)

En cuanto al impacto y evolución de los precios en el mercado mayorista de gas natural, la tendencia reciente se explica por la conjunción de dos efectos: de una parte, el declive en la producción de los campos nacionales, que hace que los costos de poner a disposición del mercado la molécula de gas natural sean más elevados; y de otra, el ingreso de gas importado con costos alrededor de 15 USD/MBTU, llegando a participaciones superiores al 20% en el suministro nacional, lo cual eleva el valor promedio del energético.

Ilustración 6. Precio Promedio Ponderado Contratos en el Mercado Primario.

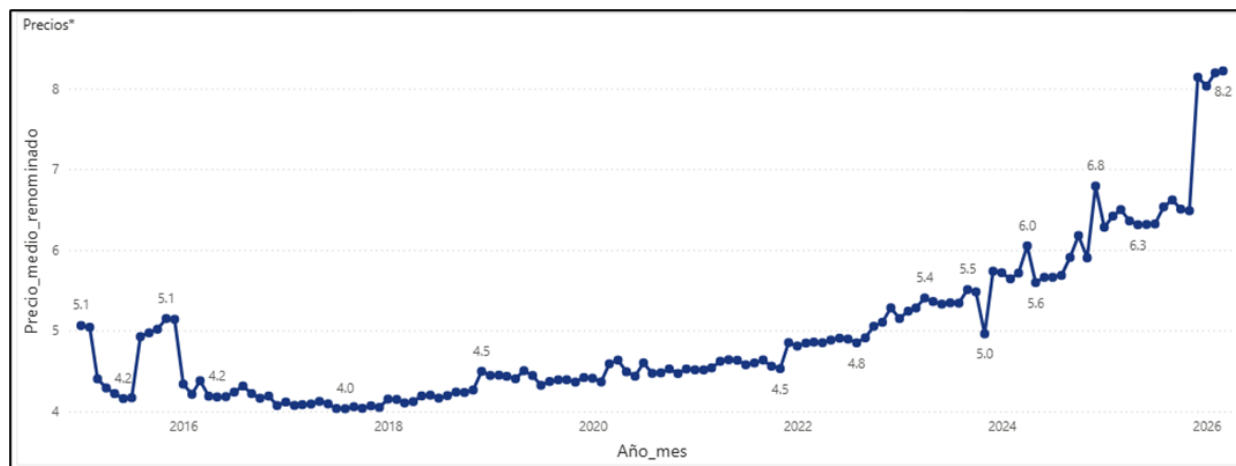
---

## Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Fuente: Bigas – Gestor del Mercado de Gas Natural

A nivel regulatorio, la evolución de las cifras del potencial de producción declarado por los productores al Ministerio de Minas y Energía hizo necesario implementar cambios en el mercado mayorista, orientados a permitir mecanismos de negociación y tipos de contratos que reduzcan la posibilidad de que exista gas disponible en el corto plazo que no sea contratado por los agentes que lo requieren para atender su demanda.

Este proceso derivó en la Resolución CREG 102 015 de 2025, que introdujo cambios importantes en aspectos como la duración de los contratos y definió nuevas reglas para el mercado mayorista. Entre los cambios se encuentran los mecanismos de priorización de la demanda esencial, los trimestres de negociación, los contratos con duraciones menores a un año y la flexibilización de los eventos eximentes para permitir la contratación de gas importado a largo plazo con una expectativa de menores precios de negociación.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra analizando acciones complementarias para asegurar que se maximice el uso del gas natural de producción local. En cuanto al gas natural importado, desde diciembre de 2016, fecha desde la cual se encuentra disponible la terminal de regasificación de SPEC en la Costa Caribe, el único sector de destino de importaciones de gas natural hasta el 30 de noviembre de 2024 había sido el sector termoeléctrico.

Dentro de las medidas adicionales de abastecimiento, el Ministerio de Minas y Energía, junto con la ANH, trabaja de la mano con los productores de gas nacional para mejorar las cifras de producción de los pozos actuales, mediante técnicas como el recobro mejorado, y para materializar proyectos de gas



continental que actualmente tienen contingencias que deben ser gestionadas y superadas.

Asimismo, Ecopetrol ha anunciado públicamente su intención de comercializar gas importado en el Sistema Nacional de Transporte, en cantidades que llegan a 60 MPCD, usando el puerto de Buenaventura como entrada, con posibilidad de ponerlo a disposición del mercado en el segundo semestre de 2026. Este gas importado será una alternativa competitiva frente al gas importado actual que solo es comercializado por un agente.

También existen otros agentes, entre ellos Ecopetrol y el Grupo de Energía de Bogotá, que han anunciado su intención de desarrollar proyectos de infraestructura de regasificación que puedan aportar gas natural importado adicional para la demanda del país en el mediano plazo. En particular, dentro del marco del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el proyecto de Regasificación de La Guajira del Grupo de Energía de Bogotá cuenta con aval técnico de la UPME para pasar a la asignación de cargos por parte de la CREG, acercando una solución de abastecimiento importante para el año 2027.

En cuanto a las acciones de mediano y largo plazo, el Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 1467 de 2024, habilitó las flexibilidades necesarias para que se puedan realizar contratos, previo a la declaración de comercialidad, entre los productores que tienen recursos contingentes de gas costa afuera y los agentes de la demanda, favoreciendo la viabilidad financiera de los proyectos que se espera mantengan la seguridad energética del país una vez entren en fase de producción.

Adicionalmente, se destacan los siguientes actos administrativos expedidos desde el año 2024 por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas:

Tipo Administrativo	Acto	Código	Descripción
Decreto		1467 de 2024	Modifica el Decreto 1073/15 para viabilizar fuentes de gas costa afuera (offshore) y facilitar la importación de gas natural.
Resolución		40031 de 2025	Adopta oficialmente el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y define proyectos de transporte prioritarios.
Resolución		40540 de 2025	Crea el Comité Asesor de Planeación de Gas Natural (CAPGN) para armonizar criterios de planeación en el sector.
Resolución		40563 de 2025	Establece medidas para la priorización en la nominación de suministro de gas natural destinado a la Demanda Esencial.
Resolución		40163 de 2026	Por la cual se habilita transitoriamente el uso de las infraestructuras de importación de gas natural para

---

#### **Ministerio de Minas y Energía**

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Tipo Administrativo	Acto	Código	Descripción
			promover la confiabilidad para el abastecimiento energético de la demanda de gas natural y electricidad, y se establecen otras disposiciones para el suministro del servicio público de gas combustible

### La Comisión de Regulación de Gas y Energía.

Resolución	Descripción
102 004 de 2023	Medidas para la comercialización de la PTDV para el período 2023-2024.
102 007 de 2024	Adiciones transitorias a los aspectos comerciales del mercado mayorista.
102 009 de 2024	Medidas transitorias para la contratación de suministro de gas natural.
102 013 de 2024	Disposiciones adicionales para la contratación de suministro de gas natural.
102 015 de 2025	Reglamento integral de aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas.
102 017 de 2025	Establece transición para contratos de Suministro con Interrupciones (CSI).
102 018 de 2025	Ajusta condiciones de negociación y registro de contratos con Respaldo Físico.
102 022 de 2025	Adopta medidas sobre eventos eximentes de responsabilidad en la comercialización de gas importado.
102 024 de 2026	Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 102 015 de 2025 y se establecen disposiciones transitorias en materia de comercialización de transporte de gas natural, con el fin de flexibilizar y promover mayor eficiencia en la comercialización mayorista de suministro

De manera complementaria, la seguridad energética también se construye desde la gestión de la demanda y la eficiencia energética. La UPME ha fortalecido el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía con metas de ahorro para sectores clave. Se estima que en 2026 la adopción de tecnologías de gestión inteligente, como la telemedida y la analítica de consumo, aumentará entre un 20% y 30%. La implementación de Infraestructura de Medición Avanzada permite a empresas y hogares monitorear su consumo en tiempo real, identificar potenciales de ahorro y reducir la presión sobre el sistema durante las horas de máxima demanda.

Asimismo, se han puesto en marcha programas como “Los electrodomésticos eficientes pagan”, que ofrece descuentos en la factura de energía a los usuarios que sustituyan equipos de alto consumo por otros de categoría A en el etiquetado de eficiencia. También se ha fortalecido la Demanda Desconectable Voluntaria, mediante la cual grandes industrias pueden reducir su consumo de energía de la red en momentos de alta tensión del sistema a cambio de compensaciones económicas, actuando como un amortiguador crítico durante los meses más secos de El Niño.

En conclusión, el país no se encuentra ante un escenario de desabastecimiento inminente, sino ante una situación que ha sido identificada, monitoreada y

---

#### Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180





gestionada mediante acciones de corto, mediano y largo plazo. La seguridad energética de Colombia se ha fortalecido a través de una matriz más diversificada y resiliente, una gestión proactiva de riesgos, medidas regulatorias y tarifarias, infraestructura de respaldo, avance de megaproyectos, expansión de la transmisión, fortalecimiento del parque térmico, estrategias de abastecimiento de gas natural y medidas de eficiencia energética.

El déficit proyectado de energía firme constituye una señal de alerta técnica que el Gobierno ha transformado en un plan de acción concreto mediante la habilitación de capacidad adicional, los puntos de conexión temporales, las subastas de reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntaria, los programas de eficiencia energética, la suspensión preventiva de exportaciones y la priorización de proyectos estratégicos. Por lo tanto, la seguridad energética del país se está abordando como una política de Estado orientada a la soberanía, la confiabilidad, la justicia social y la resiliencia climática.

Esperamos haber resuelto de manera satisfactoria la presente solicitud, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.