

Análisis Disponibilidad de Gas 2025

Gestor de mercado de gas natural Resumen



15 de mayo de 2025



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA



**GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA**
UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDFV al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Objetivo

El objetivo de este análisis es **poner la información, reportada al Gestor de Mercado, en forma organizada y analizada, a disposición de los diferentes actores del mercado, como son entidades del gobierno, agentes de la cadena y usuarios afectados**, de tal forma que los responsables de garantizar el abastecimiento tengan herramientas adicionales para la toma de decisiones pertinentes en el corto, mediano y largo plazo.

Alcance

1. Este análisis determina las necesidades de gas que tiene la demanda, adicionales a las cantidades que ya están contratadas, asumiendo que **las cantidades disponibles para contratar se ponen a disposición de la demanda sin considerar las limitaciones de infraestructura que puedan afectar la conexión entre la oferta y la demanda.**
2. A partir de esta información, **se identifican las necesidades de gas que no podrían cubrirse con las cantidades disponibles** y sería necesario recurrir a gas importado, mientras no se identifiquen nuevas fuentes de suministro local.
3. De esta manera, también **se estiman las cantidades de gas que tendrían que moverse de la Costa al Interior**, para satisfacer completamente la demanda, asumiendo que las cantidades faltantes de gas provienen del punto de importación de la región Costa.
4. Este análisis verifica la posibilidad de movilizar las cantidades, identificadas anteriormente, entre las regiones Costa e Interior a través del Sistema Nacional de Transporte, únicamente de manera aritmética y con base en la información de inyección histórica y las Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) reportadas al Gestor del Mercado. Análisis adicionales asociados a la capacidad de la infraestructura se desarrollarán en otro informe.

Fuentes de información

1. Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV) reportadas al Ministerio de Minas y Energía (MME) en la **Declaración de Producción de Gas Natural del 2024**, publicada mediante la **Resolución No. 01626 del 27 de noviembre de 2024**.

Se encuentra pendiente la publicación de la DPGN del 2025 por parte del MME, la cual puede modificar los resultados de este análisis. Así las cosas, la actualización de este informe no responde a una actualización de la información de la DPGN.

2. **Declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF)**, reportadas al Gestor del Mercado en el proceso de comercialización del año 2024.
3. **Proyecciones de demanda** de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su escenario medio, publicadas en enero de 2024.
4. **Declaraciones de información transaccional y operativa realizadas por los agentes del mercado**, con corte al 27 de marzo de 2025.

Consideraciones

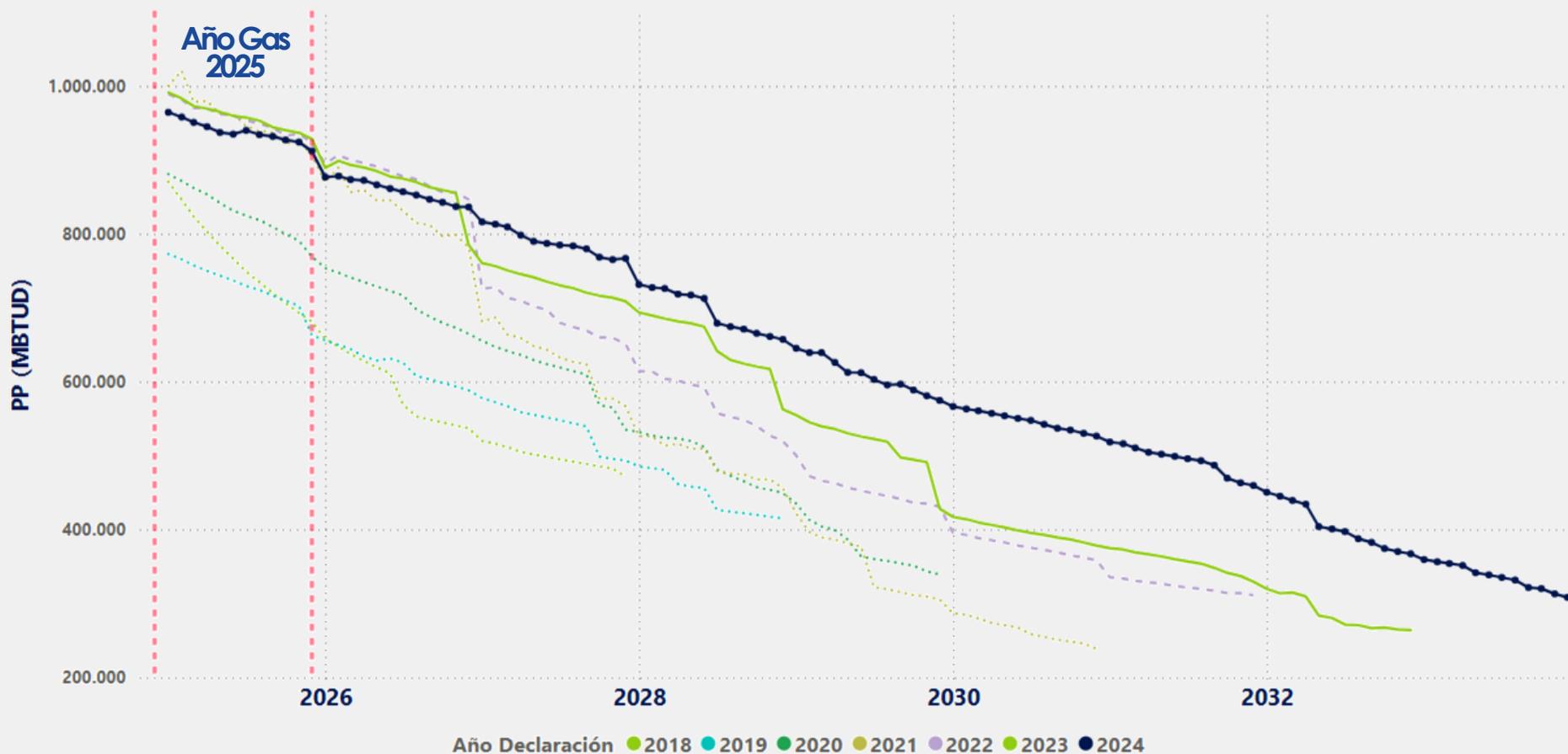
1. Esta versión del análisis no responde a una actualización de la DPGN, sino que **responde al efecto de algunos de los cambios regulatorios contenidos en la Resolución CREG 102 015 de 2025**, los cuales son:
 - i. **Los contratos con interrupciones se consideran firme o que garantiza firmeza en un día de gas cuando se nominan y se entregan.**
 - ii. **Los contratos de suministro registrados a partir de la PTDV en Pruebas no cuentan con Respaldo Físico, por lo cual no pueden hacer el traslado de costos a la demanda regulada.**
2. Para simular la asignación del gas disponible a la demanda que lo requiera, este análisis se basa en las proyecciones de demanda de la UPME y en la aplicación de los criterios de priorización de la demanda esencial establecida en la regulación vigente.
3. Para considerar el gas disponible no se tienen en cuenta las cantidades declaradas de Campos Aislados. Este gas únicamente se tiene en cuenta para el sector termoeléctrico del interior.
4. Para la asignación a la demanda de las cantidades de PTDV, contratadas con interrupciones y que se consideran firmes en el día de gas, **se utiliza el 60% de la PTDV disponible** con base en las nominaciones históricas promedio, registradas en el Gestor del Mercado.
5. Para este ejercicio, el gas disponible en la costa se distribuye en primer lugar en esa región y los remanentes se disponen para la región interior, conservando el criterio de priorización de la demanda.

Conclusiones

1. Una vez se realizan las simulaciones de asignación de la oferta, de acuerdo con el proceso de priorización establecido en la Resolución CREG 102 015 de 2025, para el periodo de **junio a noviembre del 2025** se estiman **38,872 MBTUD faltantes por contratar con firmeza**, los cuales **podrían disminuir a 29 GBTUD si se toma en cuenta el 60 % de la contratación de la PTDV**, en la modalidad con interrupciones. No obstante, se espera que el balance entre oferta y demanda del segundo semestre sea similar al del primer semestre.
2. Haciendo el mismo ejercicio para el **año gas 2026** se estiman **160,991 MBTUD faltantes por contratar con firmeza**, los cuales **podrían disminuir a 118 GBTUD** si se toma en cuenta la contratación del 60 % de la contratación de la PTDV, en la modalidad con interrupciones, y a **78 GBTUD si la CIDV declarada se ofrece como CIDVF en la próxima declaración**.
3. **El desarrollo de proyectos de transporte y de importación**, que faciliten el traslado de gas desde la costa hacia el interior del país, y los **ajustes regulatorios que los viabilicen**, a partir del 2026, **son fundamentales para asegurar un abastecimiento confiable y sostenible en el corto y mediano plazo**.
4. Se identifica que, bajo las condiciones actuales del sistema nacional de transporte, **el gas que puede ser transportado de la región Costa a la región Interior se limita a 66,160 KPCD**, dado por la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) del gasoducto La Mami – Ballena. Acuerdos operativos entre los agentes podrían llevar mayores volúmenes de gas hacia el interior provenientes de Ballena, estimadas en 40 GBTUD adicionales, sin contar posibles adelantos en el aumento de la CMMP del tramo La Mami – Ballena, contemplados en el IPAT.

Declaración de Potencial de Producción al MME 2018 - 2024

Potencial de producción por año de declaración



Potencial de
Producción Promedio
2025 (GBTUD)

Declaración 2023

968

Declaración 2024

938

Reducción del PP
para 2025

3 %

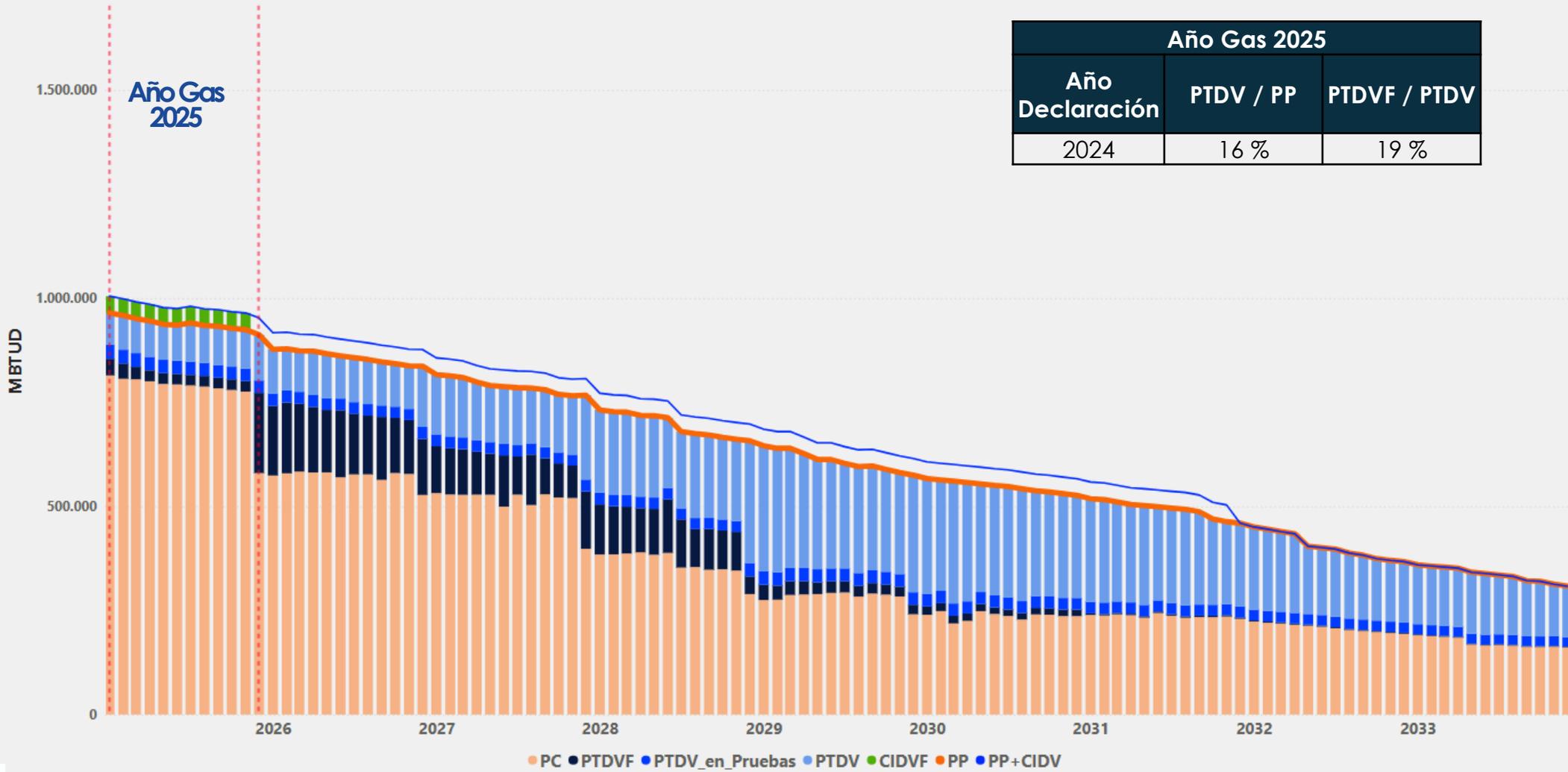
Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF

Año Declaración 2024

| Año Gas 2025 | | |
|-----------------|-----------|--------------|
| Año Declaración | PTDV / PP | PTDVF / PTDV |
| 2024 | 16 % | 19 % |

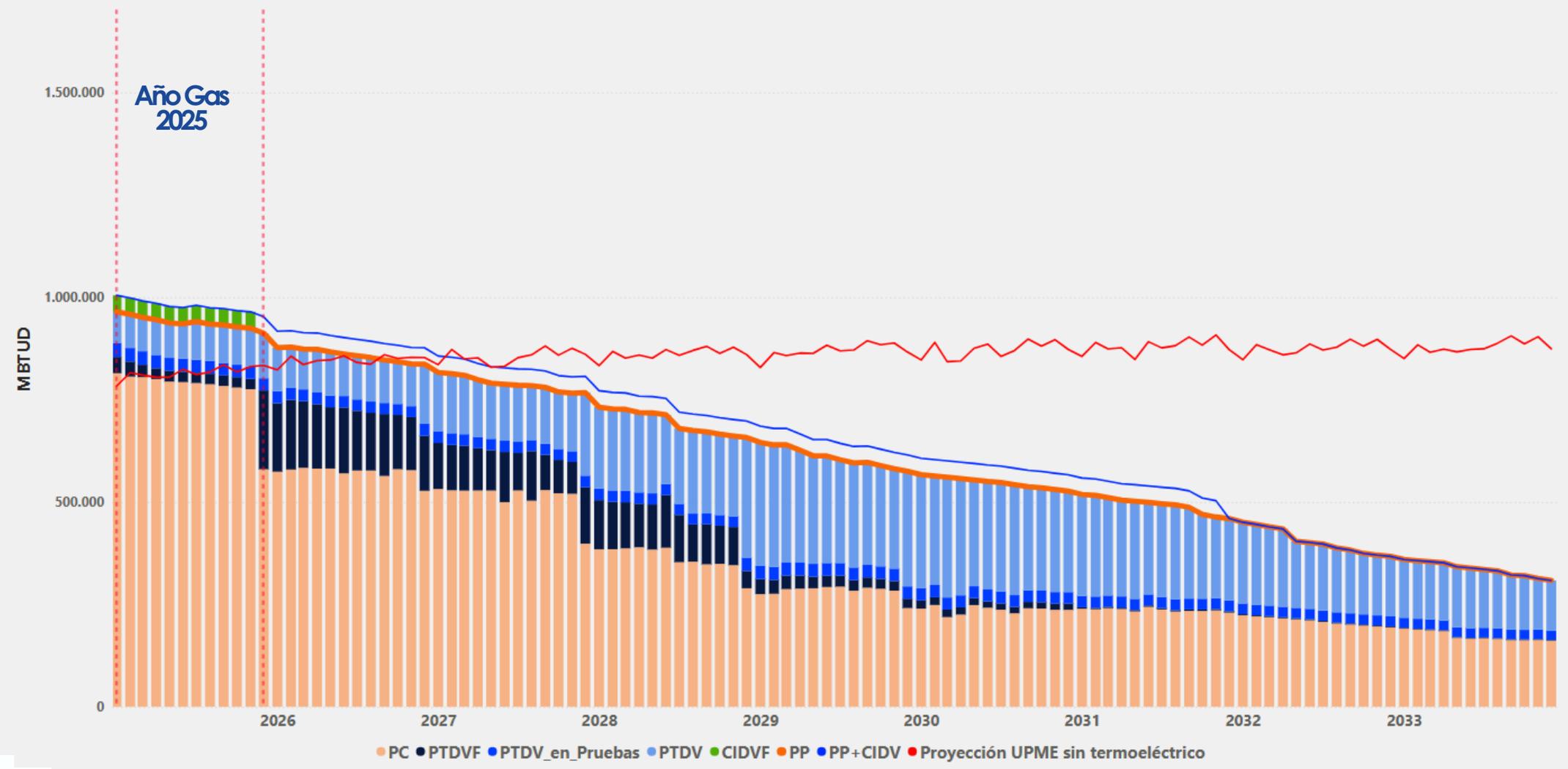


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración: Gestor del Mercado de Gas Natural
 Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF

Año Declaración 2024

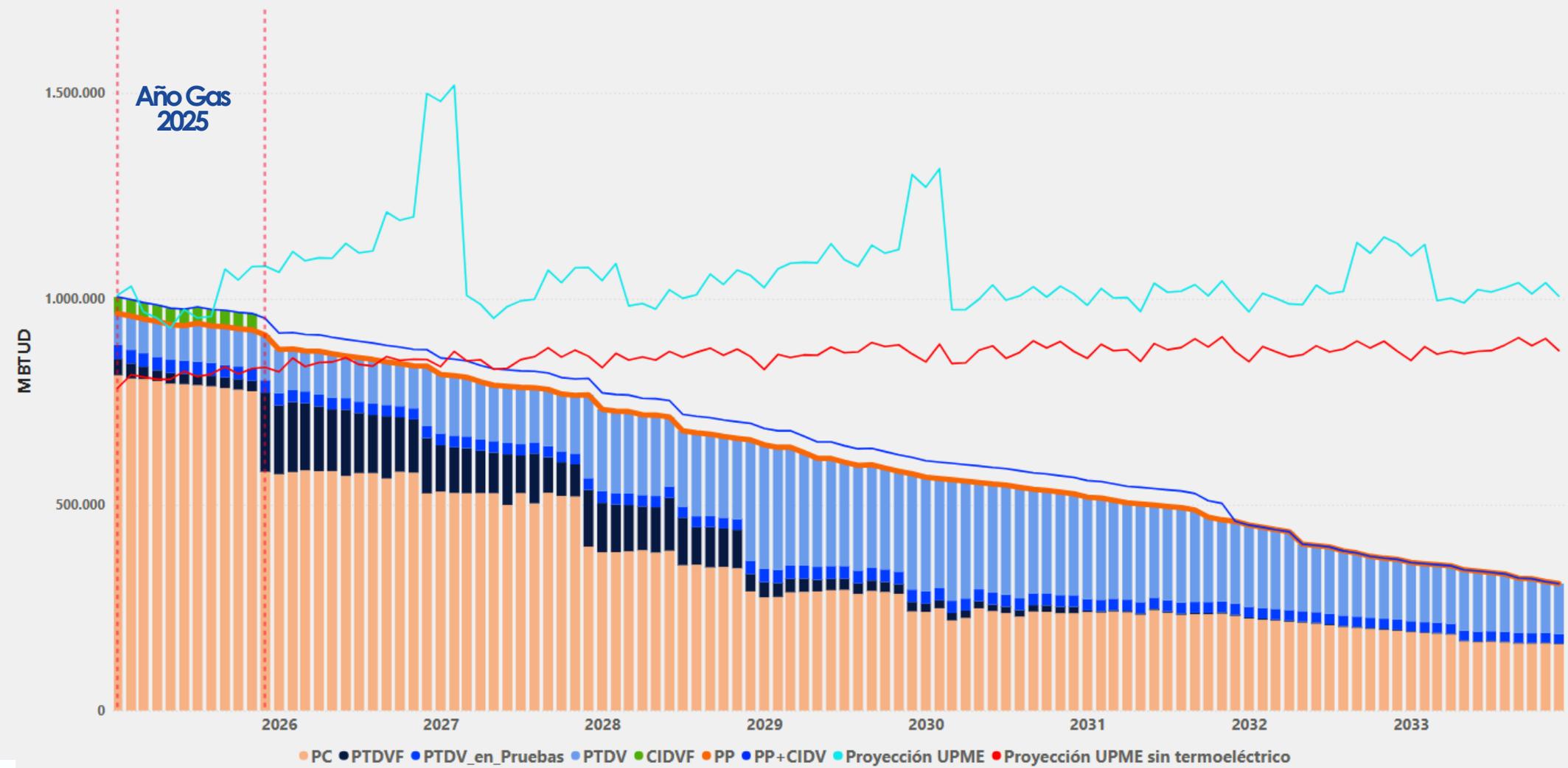


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural
Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF

Año Declaración 2024

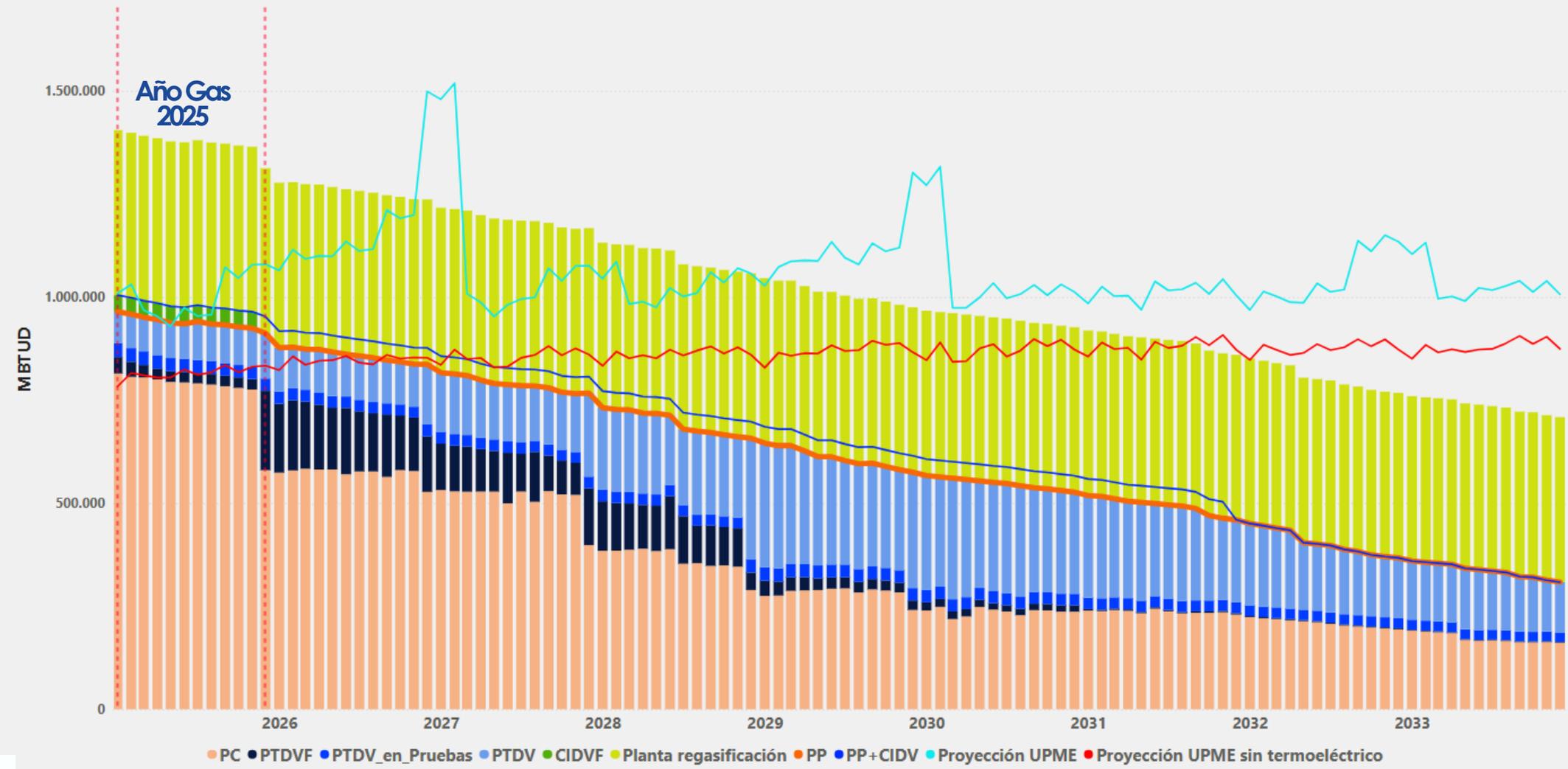


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración: Gestor del Mercado de Gas Natural
 Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

Declaración de Potencial de Producción

PP - PTDV- PTDVF – CIDV – CIDVF

Año Declaración 2024



● PC
 ● PTDVF
 ● PTDV_en_Pruebas
 ● PTDV
 ● CIDV
 ● CIDVF
 ● Planta regasificación
 ● PP
 ● PP+CIDV
 ● Proyección UPME
 ● Proyección UPME sin termoelectrico

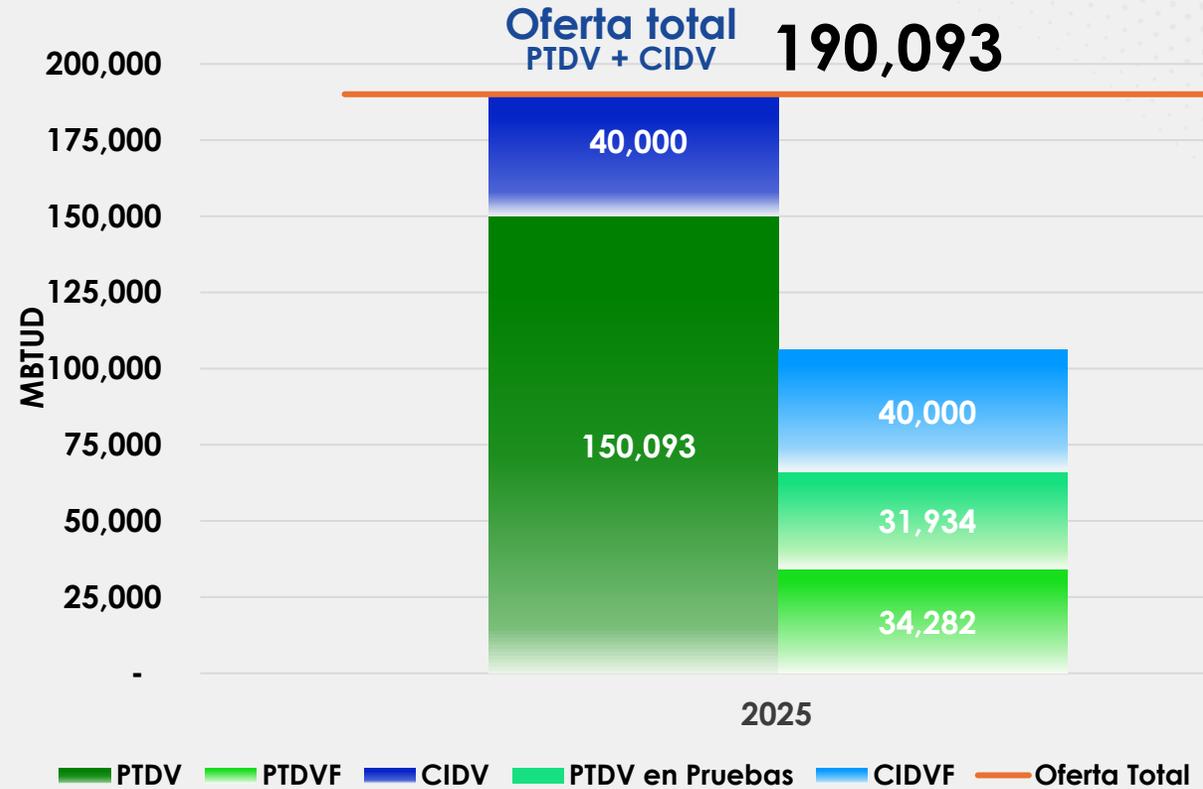
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural
Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>

Declaración de PTDV y PTDVF 2024 -2033

Declaración de Oferta de PTDVF, PTDV en pruebas y CIDVF 2024

| Año Gas | PTDV (Prom) | CIDV prom | PTDVF + PTDV en pruebas (Prom) | CIDVF promedio |
|---------|-------------|-----------|--------------------------------|----------------|
| 2025 | 150.093 | 40.000 | 66.216 | 40.000 |
| 2026 | 287.695 | 40.000 | 180.197 | 0 |
| 2027 | 271.675 | 40.000 | 128.851 | 0 |
| 2028 | 332.239 | 40.000 | 137.218 | 0 |
| 2029 | 330.065 | 40.000 | 61.162 | 0 |
| 2030 | 314.439 | 40.000 | 46.342 | 0 |
| 2031 | 261.831 | 40.000 | 31.406 | 0 |
| 2032 | 200.596 | 0 | 27.966 | 0 |
| 2033 | 165.866 | 0 | 25.822 | 0 |

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Datos en MBTUD



Oferta total firme

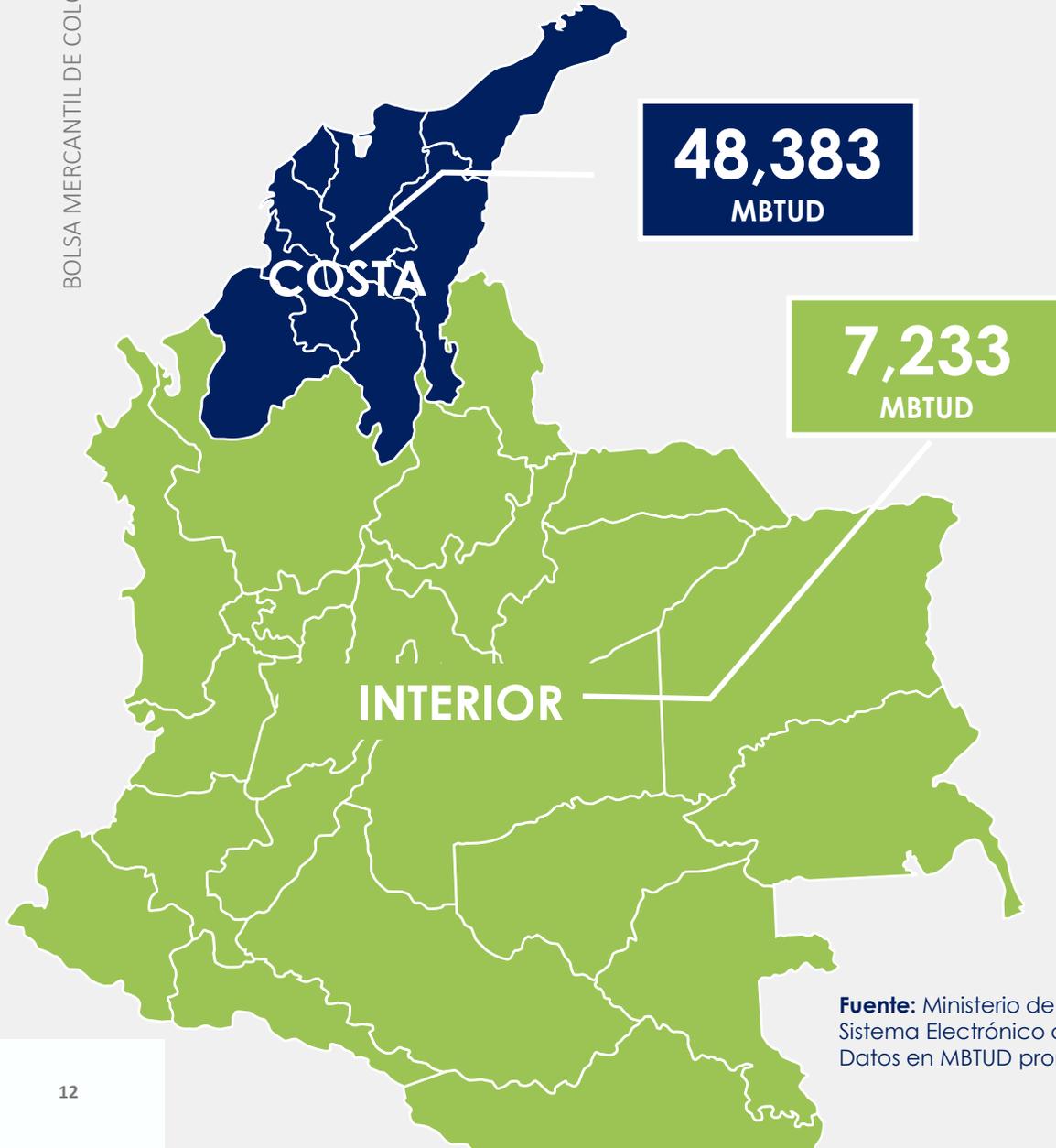
74,282

MBTUD

Oferta Firme/Oferta Total

39 %

Declaración PTDVF por Región



Oferta Año Gas 2025 - Declarada a Noviembre 2024
Por Región

| Tipo de Campo | PTDVF | | Total por tipo de campo |
|--|---------------|---------------|-------------------------|
| | Costa | Interior | |
| PTDVF | 8,383 | 7,233 | 15,616 |
| PTDV en Pruebas | 28,678 | 3,256 | 31,934 |
| Campos Aislados | 0 | 18,666 | 18,666 |
| CIDVF | 40,000 | 0 | 40,000 |
| Total por Región | 77,061 | 29,155 | 106,216 |
| Total por Región Sin Campos Aislados & Pruebas Extensas | 48,383 | 7,233 | 55,616 |

PTDVF remanente para Jun-Nov 2025

| Regiones | Costa | Interior | Total |
|-------------------------|---------------|--------------|---------------|
| PTDVF | 1,100 | 2,856 | 3,956 |
| CIDVF | 40,000 | 0 | 40,000 |
| Total por Región | 41,100 | 2,856 | 43,956 |

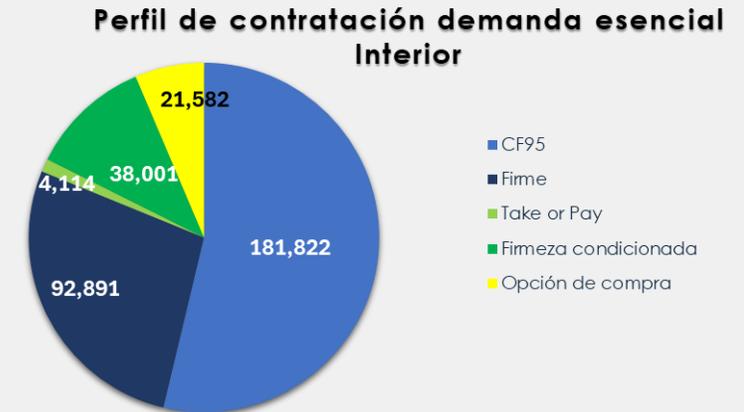
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Datos en MBTUD promedio/mes

Perfiles de Contratación por Modalidad Contractual Vigente junio-noviembre 2025

| COSTA | | | | | | | | | |
|----------------|--|--------|-------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|
| Sector | Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza | | | | | Con interrupciones | Con firmeza CHN | Con firmeza CHC | 10 % Con Interrupciones |
| | CF95 | Firme | Take or Pay | Firmeza condicionada | Opción de compra | | | | |
| Compresores | 2,194 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,194 | 2,194 | 0 |
| Res. y Com. | 25,111 | 14,050 | 0 | 0 | 0 | 9,000 | 39,161 | 39,161 | 0 |
| GNVC | 7,502 | 7,350 | 0 | 14,000 | 3,500 | 0 | 28,852 | 18,352 | 0 |
| Refinería | 0 | 63,089 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63,089 | 63,089 | 0 |
| Industrial | 33,745 | 39,500 | 0 | 28,000 | 3,500 | 87,504 | 101,245 | 76,745 | 8,750 |
| Petroquímica | 3,725 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,725 | 3,725 | 0 |
| Termoeléctrico | 2,025 | 0 | 0 | 0 | 42,000 | 162,544 | 2,025 | 44,025 | 16,254 |



| INTERIOR | | | | | | | | | |
|----------------|--|--------|-------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|
| Fecha | Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza | | | | | Con interrupciones | Con firmeza CHN | Con firmeza CHC | 10 % Con Interrupciones |
| | CF95 | Firme | Take or Pay | Firmeza condicionada | Opción de compra | | | | |
| Compresores | 6,767 | 0 | 0 | 0 | 0 | 604 | 6,767 | 6,767 | 0 |
| Res. y Com. | 144,750 | 4,540 | 4,114 | 17,589 | 15,907 | 1,540 | 170,993 | 169,311 | 0 |
| GNVC | 30,304 | 250 | 0 | 20,412 | 5,675 | 361 | 50,966 | 36,229 | 0 |
| Refinería | 0 | 88,101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 88,101 | 88,101 | 0 |
| Industrial | 149,041 | 2,966 | 0 | 14,964 | 10,723 | 80,239 | 166,971 | 162,730 | 8,024 |
| Petroquímica | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5,500 | 0 | 0 | 550 |
| Termoeléctrico | 9,700 | 36,737 | 12,000 | 811 | 0 | 22,360 | 59,248 | 58,437 | 2,236 |



CHN: Condiciones hidrológicas normales
 CHC: Condiciones hidrológicas críticas

Fuente: SEGAS
 Datos en MBTUD

Notas:

- Para la demanda esencial solo se tiene en cuenta la contratación que garantiza firmeza.
- Para determinar el nivel de contratación de los sectores industrial, petroquímico y termoeléctrico, se tiene en cuenta el 10 % de las cantidades contratadas bajo la modalidad con interrupciones. Esto, en virtud del comportamiento de los datos históricos de ejecución de estos contratos.

Análisis Disponibilidad de Gas 2025

Escenario sin PTDV en Pruebas



Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDVF al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Mercado primario región Costa - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

1,877
MBTUD



Residencial y Comercial

10,656
MBTUD



Refinería

8.723
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Necesidad Total

21,255
MBTUD

| COSTA | | | | | | | |
|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------------|
| Demanda | Sector | Proyección demanda (1) | Contratación vigente (2) | Necesidades de contratación (2-1) | Contrata con PTDVF | Contrata con CIDVF | Faltante por contratar con Firmeza |
| Esencial | Compresoras | 3,877 | 2,000 | -1,877 | 1,877 | 0 | 0 |
| | Res. y Com. | 49,817 | 39,161 | -10,656 | 0 | 10,656 | 0 |
| | GNVC | 8,044 | 28,852 | 20,808 | 0 | 0 | 0 |
| | Refinería | 74,067 | 65,344 | -8,723 | 0 | 0 | -8,723 |
| Total esencial | | 135,805 | 135,357 | -21,255 | 1,877 | 10,656 | -8,723 |
| No esencial (F+10%CI) | Industrial | 84,733 | 111,217 | 26,484 | 0 | 0 | 0 |
| | Petrolero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Petroquímico | 6,281 | 3,725 | -2,556 | 0 | 0 | -2,045 |
| | Termoeléctrico | 102,409 | 18,368 | -84,041 | 0 | 0 | -37,818 |
| Total no esencial | | 193,422 | 133,310 | -86,597 | 0 | 0 | -39,863 |

PTDVF y CIDVF remanentes para contratar en la Costa

41,100
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Compresoras

0
MBTUD



Residencial y Comercial

0
MBTUD



GNVC

0
MBTUD



Refinería

8,723
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10% de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45% CF + 55% CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Mercado primario suministro región Interior - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compressoras

0

MBTUD



Residencial y Comercial

46,859

MBTUD



GNVC

0

MBTUD



Refinería

10,512

MBTUD



Industria

46,983

MBTUD

Necesidad Total

104,353
MBTUD

| INTERIOR | | | | | | | |
|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------------|
| Demanda | Sector | Proyección demanda (1) | Contratación vigente (2) | Necesidades de contratación (2-1) | Contrata con PTDVF | Contrata con CIDVF | Faltante por contratar con Firmeza |
| Esencial | Compressoras | 7,100 | 7,108 | 8 | 0 | 0 | 0 |
| | Res. y Com. | 201,764 | 154,905 | -46,859 | 2,856 | 28,568 | -15,435 |
| | GNVC | 45,488 | 50,318 | 4,830 | 0 | 0 | 0 |
| | Refinería | 95,317 | 84,805 | -10,512 | 0 | 0 | -10,512 |
| Total esencial | | 349,669 | 297,136 | -57,371 | 2,856 | 28,568 | -25,947 |
| No esencial (F+10%CI) | Industrial | 230,424 | 171,696 | -58,728 | 0 | 0 | -46,983 |
| | Petrolero | 45,469 | 44,619 | -850 | 0 | 0 | 0 |
| | Petroquímico | 146 | 550 | 404 | 0 | 0 | 0 |
| | Termoeléctrico | 82,897 | 60,865 | -22,032 | 8,042 | 0 | -3,111 |
| Total no esencial | | 358,936 | 277,729 | -81,610 | 8,042 | 0 | -50,093 |

PTDVF y CIDVF remanentes para contratar

Interior

2,856
MBTUD

Costa

19,845
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Residencial y Comercial

15,435

MBTUD



Refinería

10,512

MBTUD



Industria

46,983

MBTUD



Refinería Costa

8,723

MBTUD

Faltante Total Nacional

81,653
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10% de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45% CF + 55% CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Disponibilidad Contratación Mercado Primario para contratar en el Mercado Secundario – Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Contratación Excedentaria MP con Firmeza

42,781
MBTUD

Faltante Total por Contratar con Firmeza

81,653
MBTUD

Faltantes de Contratación con Firmeza

-38,872
MBTUD



GNVC

20,808
MBTUD



Industria

17,143
MBTUD

Costa



GNVC

4,830
MBTUD

Interior

Faltante por contratar con firmeza en el mercado primario

| Esencial | Industrial |
|----------------|----------------|
| -34,670 | -46,983 |

- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial representa el 7 %** de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda industrial representa el 15 %** de esta demanda.
- El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial e industrial representa el 8 %** del total de la demanda nacional.
- Los faltantes por contratar con firmeza en el mercado primario, **podrían** cubrirse parcialmente con las cantidades de contratación excedentaria que se ofrezcan en el mercado secundario.
- Los resultados del análisis contemplan **la contratación de la totalidad de CIDVF** declarada.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

| Demanda | Sector | COSTA | | | | | | | INTERIOR | | | | | | |
|-------------|-----------------|---|------|----------------|-----|--------------------|-----|-------|---|------|----------------|-----|--------------------|------|-------|
| | | Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario | | | | | | | Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario | | | | | | |
| | | Con firmeza MP | | Con firmeza MS | | Con Interrupciones | | Total | Con Firmeza MP | | Con firmeza MS | | Con Interrupciones | | Total |
| Esencial | Compresoras | 3,877 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 7,108 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% |
| | Resid. y Comer. | 49,817 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 186,329 | 92% | 15,435 | 8% | 0 | 0% | 100% |
| | GNVC | 28,852 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 50,318 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% |
| | Refinería | 65,344 | 88% | 8,723 | 12% | 0 | 0% | 100% | 84,805 | 89% | 10,512 | 11% | 0 | 0% | 100% |
| No esencial | Industrial | 101,876 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 163,580 | 71% | 8,111 | 4% | 30,138 | 13% | 88% |
| | Petrolero | - | - | - | - | - | - | - | 44,619 | 98% | 0 | 0% | 0 | 0% | 98% |
| | Petroquímico | 3,725 | 59% | 0 | 0% | 0 | 0% | 59% | 0 | 0% | 0 | 0% | 550 | 100% | 100% |
| | Termoeléctrico | 2,000 | 2% | 0 | 0% | 16,368 | 16% | 18% | 66,668 | 80% | 0 | 0% | 7,586 | 9% | 90% |

Fuente: - SEGAS y Proyecciones UPME
 Datos en MBTUD y porcentajes sobre la demanda proyectada del sector

Faltante total año junio – noviembre 2025

Industrial interior: 29 GBTUD (12 %), que debería importarse si no se declaran nuevas cantidades de gas nacional

Promedio de gas que requiere transportarse **de la costa al interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 46 GBTUD (análisis MP) + 29 GBTUD (análisis MS) = 75 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 75 + 29 = 104 GBTUD

Notas:

- Para la contratación con interrupciones de la demanda esencial NO se cuenta con la PTDV de campos en pruebas extensas, declarada al MME.
- Los sectores petrolero, petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla porque son parte de la proyección de demanda de la UPME; sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- La contratación vigente de la demanda no esencial considera: contratación con firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones, registrada en el gestor del mercado.
- Para el ejercicio, el gas disponible en la costa se distribuye en primer lugar en esa región y los remanentes se disponen para la región interior.
- Este análisis verifica, únicamente de manera aritmética y con base en la información de inyección histórica y las CMMP's reportadas al Gestor del Mercado, la posible movilización de las cantidades físicas de gas, pero no se incluye ningún análisis de información o modelación técnica u operacional que garantice la total conexión de la oferta y la demanda; por lo tanto, el supuesto de este análisis es que la oferta disponible en la costa necesaria para atender la demanda del interior, se pone a disposición de esta última ya sea por el uso de la bidireccional de Barranquilla-Ballena y/o posibles swaps operativos ejecutados entre los remitentes.
- Los resultados del análisis contemplan **la contratación de la totalidad de CIDVF** declarada.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Faltante total año junio – noviembre 2025

Industrial interior: 29 GBTUD (12 %), que debería importarse si no se declaran nuevas cantidades de gas nacional

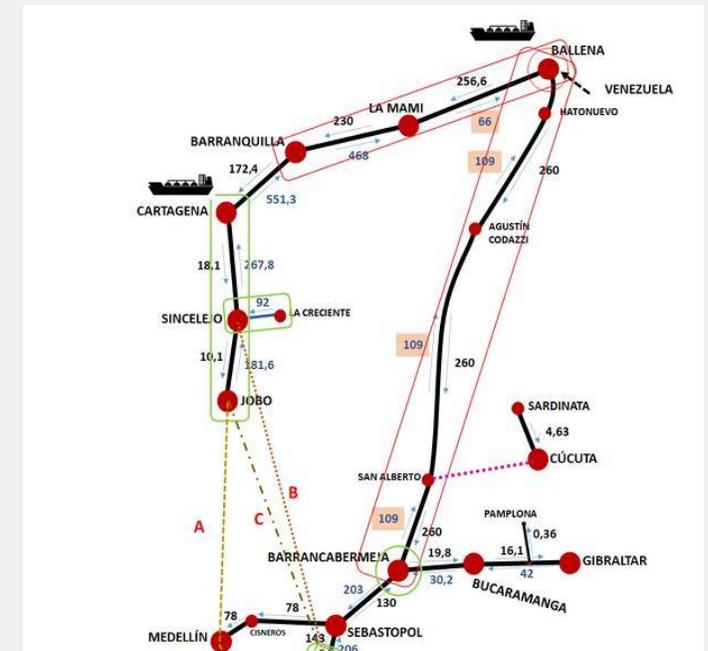
Promedio de gas que requiere transportarse **de la costa al interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 46 GBTUD (análisis MP) + 29 GBTUD (análisis MS) = 75 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 75 + 29 = 104 GBTUD

Tras realizar un análisis de las restricciones en la capacidad de transporte, se identificó que la CMMP del tramo La Mami – Ballena es de 66,160 KPCD, **los cuales no son suficientes para transportar el suministro requerido de la costa hacia el interior.**

Si se lograran acuerdos operativos entre los agentes para atender de manera conjunta las necesidades de las dos regiones, sería posible redirigir mayores volúmenes de gas hacia el interior. Por ejemplo, una opción sería destinar al interior aproximadamente 40 GBTUD de la producción de Chuchupa-Ballena que actualmente se dirige a la costa.

De esta manera, se contaría con una capacidad de transporte de 66 MPCD, sumada a la producción de Ballena que se destina a la costa, para alcanzar un total estimado de **106 GBTUD disponibles para el interior**, sin contar posibles adelantos en el aumento de la CMMP del tramo La Mami – Ballena, contemplados en el IPAT.



Fuente: UPME

Análisis Disponibilidad de Gas 2026

Escenario sin PTDV en Pruebas



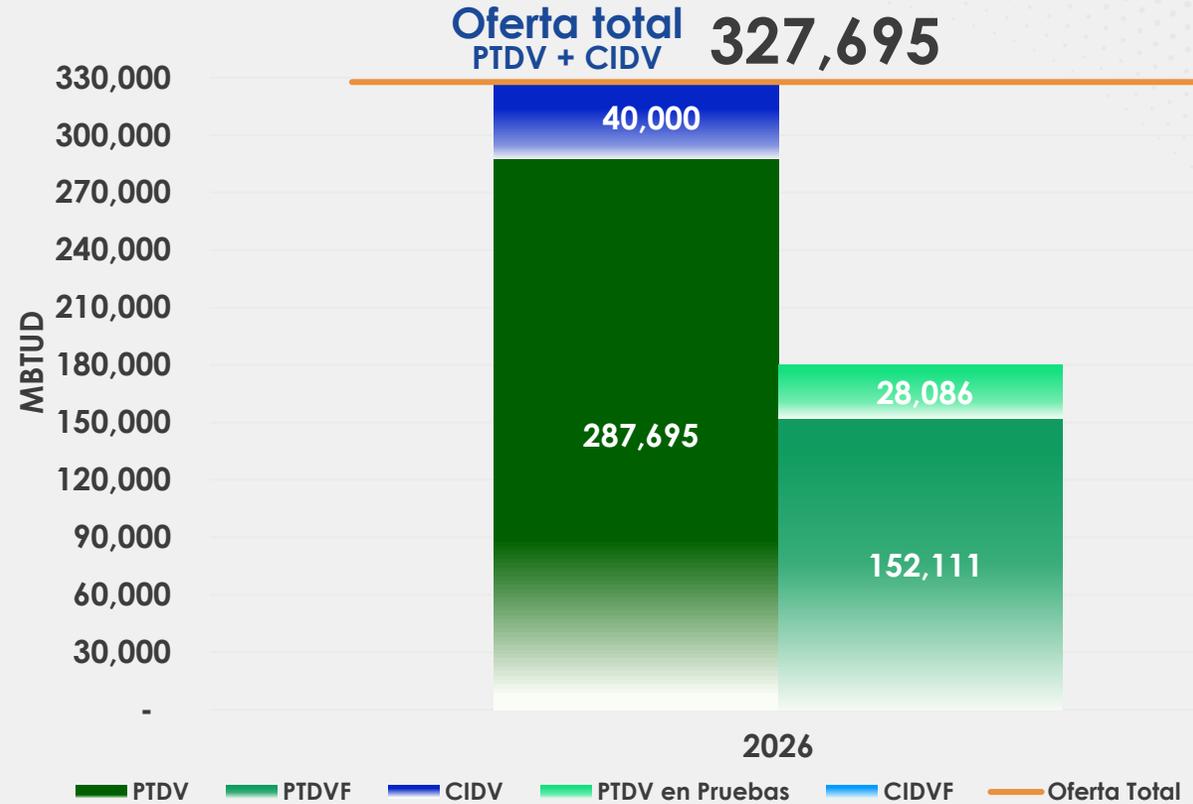
Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDVF al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Declaración de PTDV y PTDVF 2024 -2033

Declaración de Oferta de PTDVF, PTDV en pruebas y CIDVF 2024

| Año Gas | PTDV (Prom) | CIDV prom | PTDVF + PTDV en pruebas (Prom) | CIDVF promedio |
|---------|-------------|-----------|--------------------------------|----------------|
| 2025 | 150.093 | 40.000 | 66.216 | 40.000 |
| 2026 | 287.695 | 40.000 | 180.197 | 0 |
| 2027 | 271.675 | 40.000 | 128.851 | 0 |
| 2028 | 332.239 | 40.000 | 137.218 | 0 |
| 2029 | 330.065 | 40.000 | 61.162 | 0 |
| 2030 | 314.439 | 40.000 | 46.342 | 0 |
| 2031 | 261.831 | 40.000 | 31.406 | 0 |
| 2032 | 200.596 | 0 | 27.966 | 0 |
| 2033 | 165.866 | 0 | 25.822 | 0 |

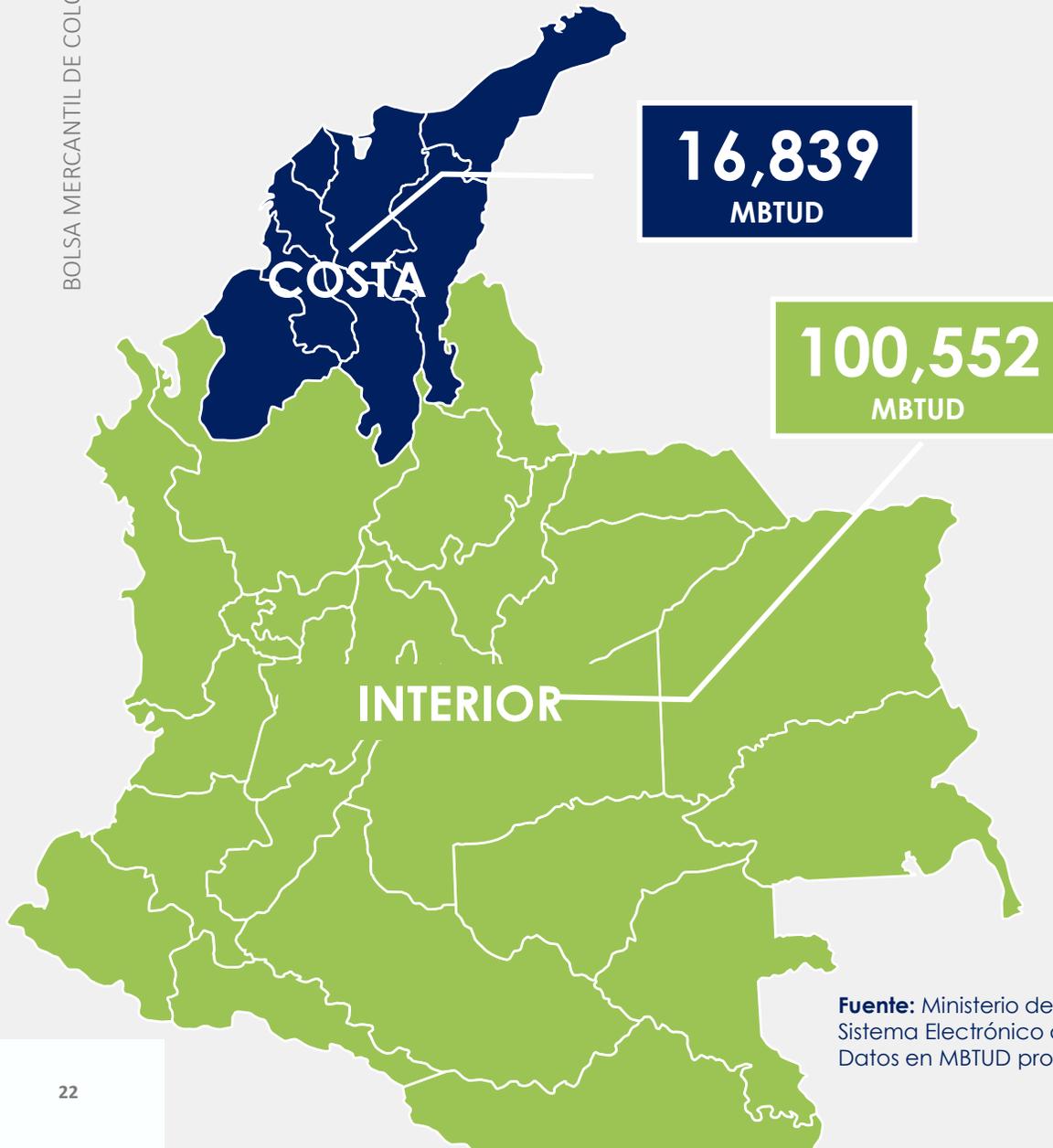
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Datos en MBTUD



Oferta total firme 152,111
MBTUD

Oferta Firme/Oferta Total 46 %

Declaración PTDVF por Región



Oferta Año Gas 2026 - Declarada a Noviembre 2024 Por Región

| Tipo de Campo | PTDVF | | Total por tipo de campo |
|--|---------------|----------------|-------------------------|
| | Costa | Interior | |
| PTDVF | 16,839 | 100,552 | 117,390 |
| PTDV en Pruebas | 27,052 | 1,034 | 28,086 |
| Campos Aislados | 0 | 34,721 | 34,721 |
| CIDVF | 0 | 0 | 0 |
| Total por Región | 43,891 | 136,306 | 180,197 |
| Total por Región Sin Campos Aislados & Pruebas Extensas | 16,839 | 100,552 | 117,390 |

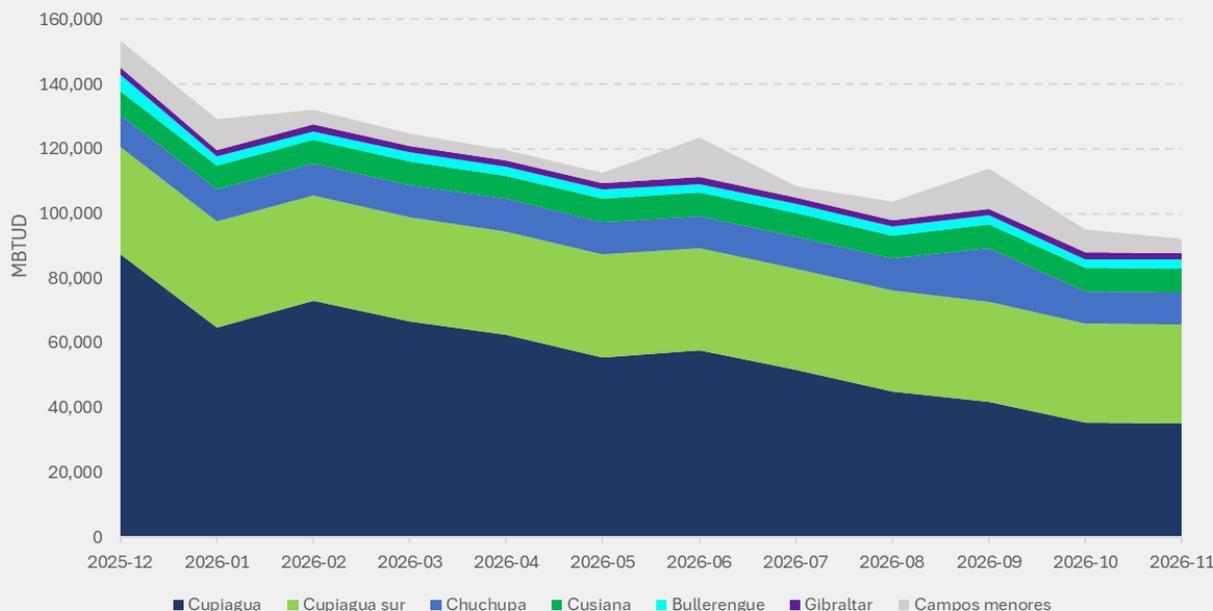
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Datos en MBTUD promedio/mes

Declaración PTDVF por campo

Declaración de PTDVF proceso de comercialización 2024 (MBTUD)

| Fecha | Bullerengue | Chuchupa | Cupiagua | Cupiagua sur | Cusiana | Gibraltar | Campos menores | Total |
|-----------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| 2025-12 | 5,225 | 10,000 | 87,463 | 33,124 | 7,210 | 2,000 | 8,498 | 153,520 |
| 2026-01 | 2,741 | 10,000 | 64,795 | 32,859 | 7,210 | 2,000 | 9,608 | 129,213 |
| 2026-02 | 2,741 | 10,000 | 72,928 | 32,600 | 7,210 | 2,000 | 4,699 | 132,178 |
| 2026-03 | 2,741 | 10,000 | 66,542 | 32,345 | 7,210 | 2,000 | 4,021 | 124,859 |
| 2026-04 | 2,741 | 10,000 | 62,442 | 32,097 | 7,210 | 2,000 | 3,286 | 119,776 |
| 2026-05 | 2,741 | 10,000 | 55,561 | 31,871 | 7,210 | 2,000 | 3,251 | 112,634 |
| 2026-06 | 2,741 | 10,000 | 57,630 | 31,630 | 7,210 | 2,000 | 12,091 | 123,302 |
| 2026-07 | 2,741 | 10,000 | 51,554 | 31,396 | 7,210 | 2,000 | 3,416 | 108,317 |
| 2026-08 | 2,741 | 10,000 | 44,931 | 31,167 | 7,210 | 2,000 | 5,560 | 103,609 |
| 2026-09 | 2,741 | 16,803 | 41,700 | 30,941 | 7,210 | 2,000 | 12,551 | 113,946 |
| 2026-10 | 2,741 | 10,000 | 35,263 | 30,720 | 7,210 | 2,000 | 7,097 | 95,031 |
| 2026-11 | 2,741 | 10,000 | 35,236 | 30,486 | 7,210 | 2,000 | 4,626 | 92,299 |
| Promedio | 2,948 | 10,567 | 56,337 | 31,770 | 7,210 | 2,000 | 6,559 | 117,390 |

Cupiagua, Cupiagua Sur y Cusiana representan, en promedio, el 80 % de la PTDVF disponible para el año gas 2026 (95 GBTUD)



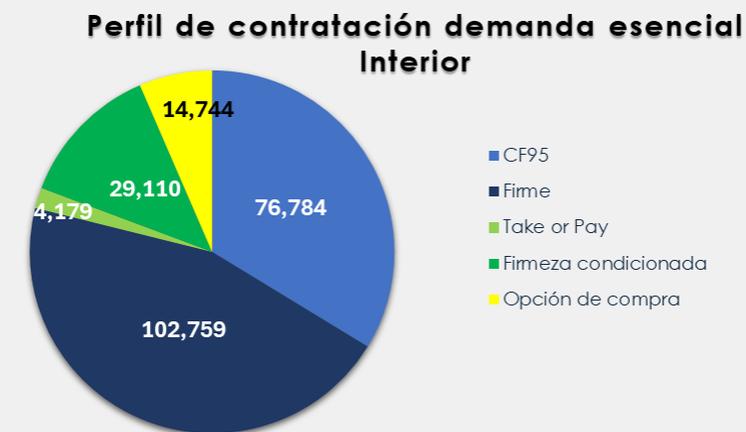
Los campos menores representan, en promedio, el 6 % de la PTDVF disponible para el año gas 2026 (6.5 GBTUD)

Perfiles de Contratación por Modalidad Contractual Vigente año gas 2026

| COSTA | | | | | | | | | |
|----------------|--|--------|-------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|
| Sector | Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza | | | | | Con interrupciones | Con firmeza CHN | Con firmeza CHC | 10 % Con Interrupciones |
| | CF95 | Firme | Take or Pay | Firmeza condicionada | Opción de compra | | | | |
| Compresores | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Res. y Com. | 21,583 | 13,300 | 0 | 0 | 0 | 9,000 | 34,883 | 34,883 | 0 |
| GNVC | 2,850 | 7,350 | 0 | 14,000 | 3,500 | 0 | 24,200 | 13,700 | 0 |
| Refinería | 0 | 76,958 | 0 | 0 | 0 | 0 | 76,958 | 76,958 | 0 |
| Industrial | 23,876 | 35,000 | 0 | 28,000 | 3,500 | 68,058 | 86,876 | 62,376 | 6,806 |
| Petroquímica | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Termoeléctrico | 2,000 | 0 | 0 | 0 | 42,000 | 162,881 | 2,000 | 44,000 | 16,288 |



| INTERIOR | | | | | | | | | |
|----------------|--|--------|-------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|
| Fecha | Modalidades que garantizan Firmeza o con Firmeza | | | | | Con interrupciones | Con firmeza CHN | Con firmeza CHC | 10 % Con Interrupciones |
| | CF95 | Firme | Take or Pay | Firmeza condicionada | Opción de compra | | | | |
| Compresores | 1,664 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,664 | 1,664 | 0 |
| Res. y Com. | 71,643 | 3,784 | 4,179 | 15,121 | 10,106 | 33 | 94,727 | 89,712 | 0 |
| GNVC | 3,477 | 0 | 0 | 13,989 | 4,638 | 0 | 17,466 | 8,115 | 0 |
| Refinería | 0 | 98,975 | 0 | 0 | 0 | 0 | 98,975 | 98,975 | 0 |
| Industrial | 39,821 | 2,139 | 0 | 10,155 | 9,093 | 75,161 | 52,115 | 51,053 | 7,516 |
| Petroquímica | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 458 | 0 | 0 | 46 |
| Termoeléctrico | 5,375 | 35,000 | 0 | 811 | 0 | 1,417 | 41,186 | 40,375 | 142 |



CHN: Condiciones hidrológicas normales
 CHC: Condiciones hidrológicas críticas

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario región Costa - Sin PTDV en Pruebas

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

3,882
MBTUD



Residencial y Comercial

15,667
MBTUD



Refinería

0
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Necesidad Total

19,549
MBTUD

| COSTA | | | | | | | |
|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------------|
| Demanda | Sector | Proyección demanda (1) | Contratación vigente (2) | Necesidades de contratación (2-1) | Contrata con PTDVF | Contrata con CIDVF | Faltante por contratar con Firmeza |
| Esencial | Compresoras | 3,882 | 0 | -3,882 | 3,882 | 0 | 0 |
| | Res. y Com. | 50,550 | 34,883 | -15,667 | 12,956 | 0 | -2,710 |
| | GNVC | 7,977 | 24,200 | 16,223 | 0 | 0 | 0 |
| | Refinería | 76,958 | 76,958 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total esencial | | 139,367 | 136,041 | -19,549 | 16,838 | 0 | -2,710 |
| No esencial (F+10%CI) | Industrial | 83,295 | 93,682 | 10,387 | 0 | 0 | 0 |
| | Petrolero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Petroquímico | 6,278 | 0 | -6,278 | 0 | 0 | -5,022 |
| | Termoeléctrico | 155,908 | 18,288 | -137,619 | 0 | 0 | -61,929 |
| Total no esencial | | 245,481 | 111,970 | -143,897 | 0 | 0 | -66,951 |

PTDVF remanentes para contratar en la Costa

16,839
MBTUD

Faltante por Contratar con Firmeza



Compresoras

0
MBTUD



Residencial y Comercial

2,710
MBTUD



GNVC

0
MBTUD



Refinería

0
MBTUD



Industria

0
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10% de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45% CF + 55% CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Mercado primario suministro región Interior - Sin PTDV en Pruebas

Necesidades de Contratación con Firmeza



Compresoras

6,336
MBTUD


Residencial y Comercial

107,226
MBTUD


GNVC

27,478
MBTUD


Refinería

0
MBTUD


Industria

137,597
MBTUD

Necesidad Total
278,637
MBTUD

| INTERIOR | | | | | | | |
|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------------|
| Demanda | Sector | Proyección demanda (1) | Contratación vigente (2) | Necesidades de contratación (2-1) | Contrata con PTDVF | Contrata con CIDVF | Faltante por contratar con Firmeza |
| Esencial | Compresoras | 8,000 | 1,664 | -6,336 | 6,336 | 0 | 0 |
| | Res. y Com. | 201,953 | 94,727 | -107,226 | 90,319 | 0 | -16,907 |
| | GNVC | 44,944 | 17,466 | -27,478 | 3,897 | 0 | -23,581 |
| | Refinería | 98,975 | 98,975 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total esencial | | 353,872 | 212,832 | -141,040 | 100,552 | 0 | -40,488 |
| No esencial (F+10%CI) | Industrial | 231,627 | 59,631 | -171,996 | 0 | 0 | -137,597 |
| | Petrolero | 60,095 | 60,095 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Petroquímico | 146 | 46 | -100 | 0 | 0 | -108 |
| | Termoeléctrico | 117,252 | 41,328 | -75,925 | 33,937 | 0 | -2,336 |
| Total no esencial | | 409,120 | 161,099 | -248,021 | 33,937 | 0 | -140,041 |

Faltante por Contratar con Firmeza



Residencial y Comercial

16,907
MBTUD


GNVC

23,581
MBTUD


Industria

137,597
MBTUD


Residencial y Comercial

2,710
MBTUD

Faltante Total Nacional
180,795
MBTUD

PTDVF remanentes para contratar
Interior
100,552
MBTUD

Notas:

- Los sectores Petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla debido a que se incluyen en la proyección de demanda de la UPME. Sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- Para la contratación vigente de la demanda no esencial se considera: Contratación con Firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones registrada en el gestor.
- Se asume que la demanda no esencial cubrirá sus necesidades de contratación de acuerdo con su perfil de contratación histórico: Industrial y Petroquímico (80% CF + 20% CI) y Termoeléctrico (45 % CF + 55 % CI)

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Disponibilidad Contratación Mercado Primario para contratar en el Mercado Secundario – Sin PTDV en Pruebas

Contratación Excedentaria MP con
Firmeza

19,804
MBTUD

Faltante Total por Contratar con
Firmeza

180,795
MBTUD

Faltantes de Contratación con
Firmeza

-160,991
MBTUD



GNVC

16,223
MBTUD



Industria

3,581
MBTUD

Costa

Faltante por contratar con
firmeza en el mercado primario

| Esencial | Industrial |
|----------------|-----------------|
| -43,198 | -137,597 |

El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial representa el 9 %** de esta demanda.

El faltante por contratar con firmeza de la **demanda industrial representa el 44 %** de esta demanda.

El faltante por contratar con firmeza de la **demanda esencial e industrial representa el 16 %** del total de la demanda nacional.

Los faltantes por contratar con firmeza en el mercado primario, **podrían** cubrirse parcialmente con las cantidades de contratación excedentaria que se ofrezcan en el mercado secundario.

Los resultados del análisis **NO** contemplan **CIDVF**, dado que **TPL no declaro para el año gas 2026**.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2026

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas

| Demanda | Sector | COSTA | | | | | | | INTERIOR | | | | | | |
|-------------|-----------------|---|------|----------------|----|--------------------|-----|-------|---|------|----------------|----|--------------------|-----|-------|
| | | Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario | | | | | | | Cubrimiento final de la proyección de demanda en el mercado primario y secundario | | | | | | |
| | | Con firmeza MP | | Con firmeza MS | | Con Interrupciones | | Total | Con Firmeza MP | | Con firmeza MS | | Con Interrupciones | | Total |
| Esencial | Compresoras | 3,882 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 8,000 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% |
| | Resid. y Comer. | 47,839 | 95% | 2,710 | 5% | 0 | 0% | 100% | 185,046 | 92% | 16,907 | 8% | 0 | 0% | 100% |
| | GNVC | 24,200 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 21,363 | 48% | 187 | 0% | 23,009 | 52% | 100% |
| | Refinería | 76,958 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 98,975 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% |
| No esencial | Industrial | 86,876 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% | 52,115 | 22% | 0 | 0% | 61,081 | 26% | 49% |
| | Petrolero | - | - | - | - | - | - | - | 60,095 | 100% | 0 | 0% | 0 | 0% | 100% |
| | Petroquímico | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0% |
| | Termoeléctrico | 2,000 | 1% | 0 | 0% | 16,288 | 10% | 12% | 75,123 | 64% | 0 | 0% | 9,480 | 8% | 72% |

Fuente: - SEGAS y Proyecciones UPME
 Datos en MBTUD y porcentajes sobre la demanda proyectada del sector

Faltante total año gas 2026

Industrial interior: 118 GBTUD (51 %), que debería importarse si no se declaran nuevas cantidades de gas nacional

Promedio de gas que requiere transportarse **de la costa al interior**, **adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 72 GBTUD (análisis MP) + 17 GBTUD (análisis MS) = 89 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 89 + 118 = 207 GBTUD

Notas:

- Para la contratación con interrupciones de la demanda esencial NO se cuenta con la PTDV de campos en pruebas extensas, declarada al MME.
- Los sectores petrolero, petroquímico y termoeléctrico se presentan en la tabla porque son parte de la proyección de demanda de la UPME; sin embargo, no son tenidos en cuenta en el análisis realizado por sus particularidades en contratación y/o abastecimiento.
- La contratación vigente de la demanda no esencial considera: contratación con firmeza + 10 % de la contratación con interrupciones, registrada en el gestor del mercado.
- Para el ejercicio, el gas disponible en la costa se distribuye en primer lugar en esa región y los remanentes se disponen para la región interior.
- Este análisis verifica, únicamente de manera aritmética y con base en la información de inyección histórica y las CMMP's reportadas al Gestor del Mercado, la posible movilización de las cantidades físicas de gas, pero no se incluye ningún análisis de información o modelación técnica u operacional que garantice la total conexión de la oferta y la demanda; por lo tanto, el supuesto de este análisis es que la oferta disponible en la costa necesaria para atender la demanda del interior, se pone a disposición de esta última ya sea por el uso de la bidireccional de Barranquilla-Ballena y/o posibles swaps operativos ejecutados entre los remitentes.
- Los resultados del análisis NO contemplan CIDVF, dado que TPL **NO** declaro para el año gas 2026.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025

Cubrimiento demanda proyectada en MP y MS - Sin PTDV en Pruebas (jun – nov)

Faltante total año gas 2026

Industrial interior: 118 GBTUD (51 %), que debería importarse si no se declaran nuevas cantidades de gas nacional

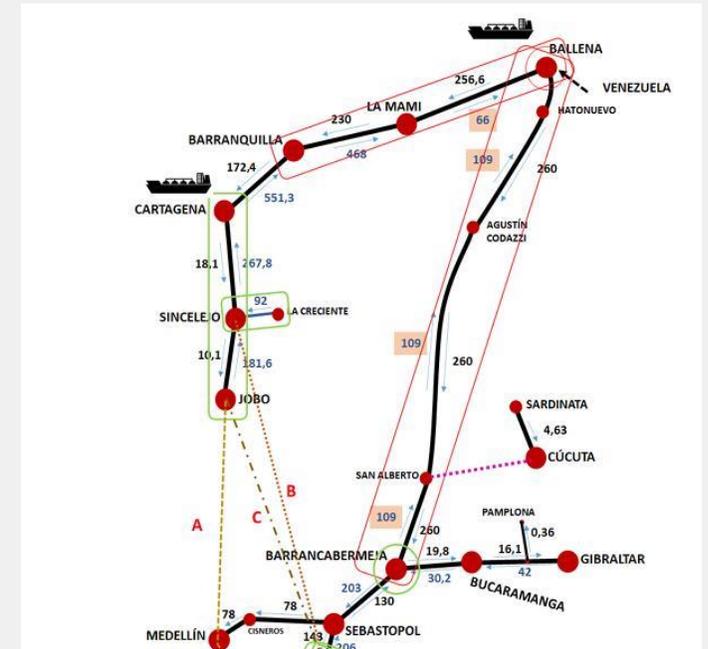
Promedio de gas que requiere transportarse **de la costa al interior**, **adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 72 GBTUD (análisis MP) + 17 GBTUD (análisis MS) = 89 GBTUD**

Total gas a movilizar de la Costa al Interior, adicionalmente a lo que se encuentra contratado al 27 de marzo de 2025 = 89 + 118 = 207 GBTUD

Tras realizar un análisis de las restricciones en la capacidad de transporte, se identificó que la CMMP del tramo La Mami – Ballena es de 66,160 KPCD, **los cuales no son suficientes para transportar el suministro requerido de la costa hacia el interior.**

Si se lograran acuerdos operativos entre los agentes para atender de manera conjunta las necesidades de las dos regiones, sería posible redirigir mayores volúmenes de gas hacia el interior. Por ejemplo, una opción sería destinar al interior aproximadamente 40 GBTUD de la producción de Chuchupa-Ballena que actualmente se dirige a la costa. De esta manera, se contaría con una capacidad de transporte de 66 MPCD, sumada a la producción de Ballena que se destina a la costa para alcanzar un total estimado de **106 GBTUD disponibles para el interior**, sin contar posibles adelantos en el aumento de la CMMP del tramo La Mami – Ballena, contemplados en el IPAT.

Así las cosas, y dadas las restricciones de transporte del sistema de la costa, **sería necesaria la entrada temprana de la planta de regasificación de Guajira o la entrada de la planta de regasificación de Buenaventura.**



Fuente: UPME

Análisis Disponibilidad de Gas 2025-2026

Comparación de escenarios



Declaración DPGN - Resolución 01626 del 27 de noviembre 2024 del MME
Declaración de PTDFV al GMGN al 27 de marzo 2025
Fecha de Corte contratación: 27 de Marzo 2025
Proyecciones de la UPME escenario medio de demanda de enero 2024.

Resultados del análisis de disponibilidad año gas 2025 y 2026

Condiciones hidrológicas normales

Condiciones hidrológicas críticas

Jun – Nov 2025

| Faltante por contratar con firmeza en el mercado primario | | Excedentes de contratación con firmeza del mercado primario | Faltantes de contratación con firmeza |
|---|----------------|---|---------------------------------------|
| Esencial | Industrial | | |
| -34,670 | -46,983 | 42,781 | -38,872 |

| Faltante por contratar con firmeza en el mercado primario | | Excedentes de contratación con firmeza del mercado primario | Faltantes de contratación con firmeza |
|---|----------------|---|---------------------------------------|
| Esencial | Industrial | | |
| -46,259 | -50,375 | 10,308 | -86,327 |

2026

| Faltante por contratar con firmeza en el mercado primario | | Excedentes de contratación con firmeza del mercado primario | Faltantes de contratación con firmeza |
|---|-----------------|---|---------------------------------------|
| Esencial | Industrial | | |
| -43,198 | -137,597 | 19,804 | -160,991 |

| Faltante por contratar con firmeza en el mercado primario | | Excedentes de contratación con firmeza del mercado primario | Faltantes de contratación con firmeza |
|---|-----------------|---|---------------------------------------|
| Esencial | Industrial | | |
| -57,564 | -149,737 | 5,723 | -201,579 |



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

GRACIAS



GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA
UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA



@GestorDeGas



@GestorDelMercadoDeGasNatural

bmcbec.com.co



@BolsaMercantil



@BolsaMercantilDeColombiaOficial

bolsamercantil.com.co