

# Informe Anual

## Mercado de Gas Natural

# 2024



BOLSA  
MERCANTIL  
DE COLOMBIA



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

[www.bmcbec.com.co](http://www.bmcbec.com.co)



# PRINCIPALES OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES GENERALES

1. Introducción
2. Oferta de gas
3. Demanda y Consumo de gas
4. Transacciones del mercado de gas
5. Operatividad del mercado
6. Mecanismos regulados de comercialización de suministro y transporte
7. Anexos
  - \* IGas
  - \* Indicadores del mercado primario





# Informe anual

## mercado de gas natural

# 2024

## Principales Observaciones Conclusiones Generales



BOLSA  
MERCANTIL  
DE COLOMBIA



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

[www.bmcbec.com.co](http://www.bmcbec.com.co)

# Visión del mercado de Gas natural en 2024

Para ofrecer una visión general del **comportamiento del mercado durante 2024**, la gráfica presenta, de forma conjunta, las variables más relevantes del mercado primario: suministro, contratación, declaración de producción y consumos declarados de refinerías.

En 2024, el **potencial de producción promedio fue de 1.029 GBTUD**, sin incluir la capacidad de la planta de regasificación. **El suministro promedio total fue de 1.169 GBTUD**: 944 GBTUD provenientes de campos nacionales y 225 GBTUD de importación. **La contratación del mercado registrada ante el Gestor promedió 1.137 GBTUD**. De ese total, el 74 % (940,5 GBTUD) correspondió a contratos que garantizan firmeza, los cuales registraron una ejecución promedio del 93 %. La contratación de interrumpibles promedió 295,5 GBTUD, pero su ejecución promedio fue de apenas 14,2 %. La contratación en la modalidad “con interrupciones” por encima del potencial de producción se explica porque esta modalidad no requiere respaldo físico.

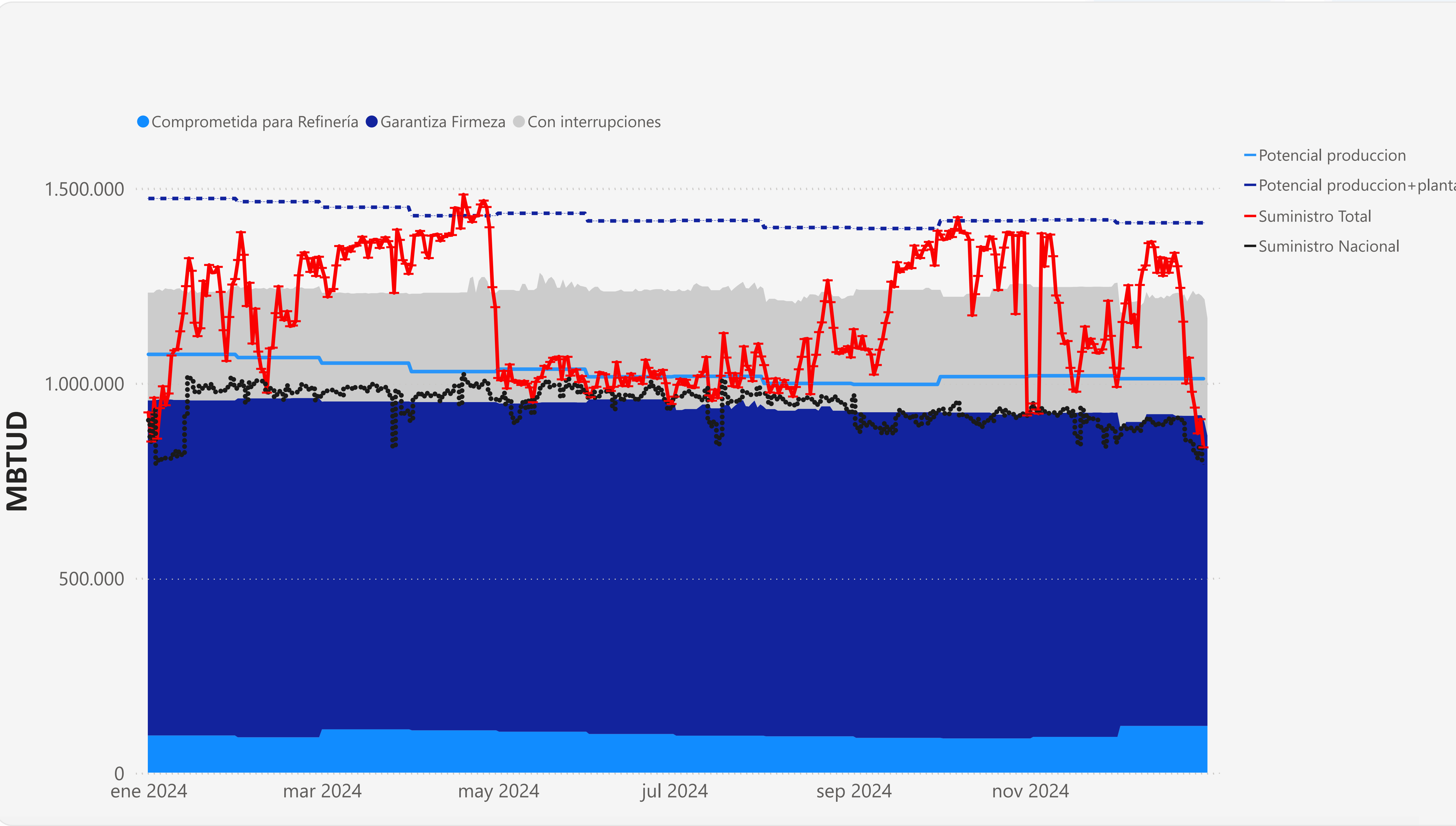
Cabe señalar que **no todo el suministro diario reportado se refleja en contratos registrados ante el Gestor**. Esto ocurre porque, en algunos casos, no existe obligación o claridad regulatoria para el registro. Un caso es el **suministro de gas destinado a la petroquímica y a las refinerías, dado que corresponde a autoconsumos para los cuales no hay autocontratación. El otro caso es el suministro de gas importado**, que no se negocia en el mercado primario debido a la ausencia de regulación específica que enmarque este tipo de contratos y sus condiciones particulares dentro de los habilitados en ese mercado.

En la gráfica, los autoconsumos se muestran en la parte inferior como cantidades comprometidas para refinerías que se inyectan al sistema, con el fin de identificar el gas comprometido para este tipo de suministro. Por su parte, el suministro de gas importado se presenta a partir de las inyecciones al SNT reportadas al Gestor.

**La curva de suministro total incluye la producción nacional más las cantidades importadas**, mientras que la curva negra muestra únicamente la producción nacional. Esta diferenciación permite resaltar la confiabilidad que aporta la planta de regasificación cuando se requiere disponibilidad para atender eventos asociados a situaciones críticas.

También se observa que el **suministro nacional representó el 92 %** del potencial de producción nacional. Además, cerca del 70 % provino de campos que entregaron gas con niveles superiores al 92 % de su potencial de producción.

Por otra parte, las diferencias entre el consumo y otras variables en 2023, frente a las observadas en 2024, se explican en gran medida **por el fenómeno de El Niño ocurrido en 2023**. A su vez, los picos de suministro al **inicio y a la finalización de 2024** se explican principalmente por el consumo de las térmicas, a raíz de las **condiciones hidrológicas críticas** presentadas durante el año.



Fuente: Segas - Ministerio de Minas y Energía

Nota: La diferencia entre el Suministro Total (línea roja) y el Suministro Nacional (línea negra punteada) corresponde a importaciones de la planta de regasificación.



# Perspectiva del mercado de gas natural 2024-2032

La conjunción de la información futura del mercado de gas depositada y consultada por el Gestor (potencial de producción, escenario medio de proyección de la demanda de la UPME, disponibilidad de la planta SPEC y contratación hasta 2032 registrada ante el Gestor) da como resultado la siguiente gráfica.

Con base en la **declaración de producción presentada en 2024** (con horizonte 2024–2032), el potencial promedio anual de producción fue de 1.029 GBTUD en 2024. **En 2025 disminuyó a 938 GBTUD (–8,8 % frente a 2024) y en 2026 a 858 GBTUD (–16,6 % frente a 2024)**, lo que equivale a una reducción adicional del 8,5 % respecto de 2025. Esta senda descendente continúa en los años siguientes hasta alcanzar **408 GBTUD en 2032, una disminución del 60,4 % frente a 2024**. Por su parte, la proyección de demanda de la UPME crece cerca del **23 % en el mismo periodo (2024–2026)**.

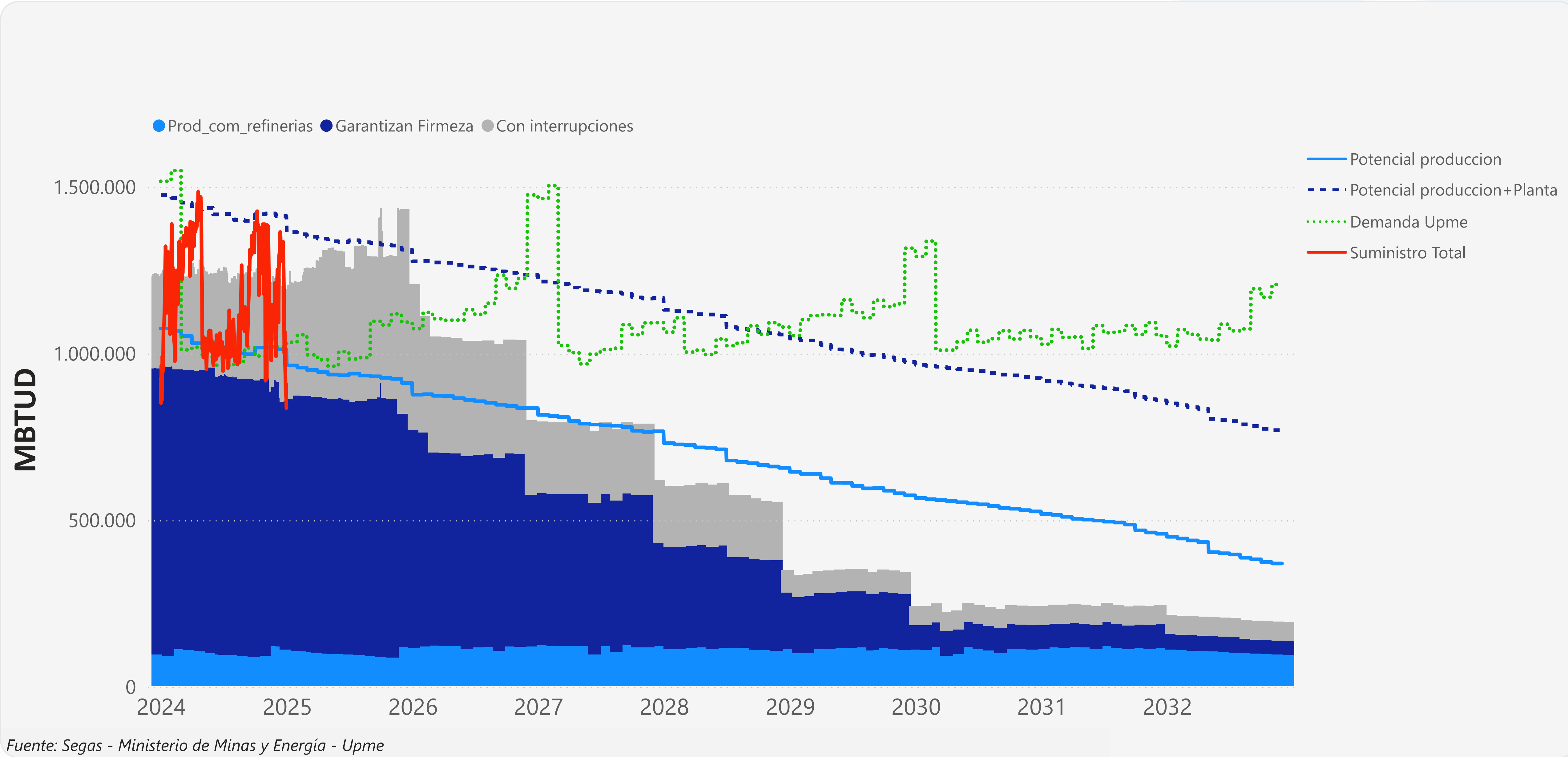
Desde 2025, **la proyección de demanda crece por encima del potencial de producción** y, en un pico de demanda proyectado por la UPME para 2027, sobrepasa la producción nacional mas la capacidad declarada de la planta de regasificación, de 400 GBTUD.

Para 2025 y 2026, según esta perspectiva, se requeriría un análisis especial y la toma de decisiones para garantizar el abastecimiento de la demanda. Esta situación se evidencia en la gráfica, en la medida en que, a la fecha, **se observa un déficit que se superaría únicamente con la disponibilidad de la planta de regasificación de gas importado**.

El proceso de contratación para el año gas 2024-2025 comenzó en el segundo semestre de 2024, una vez el Ministerio de Minas y Energía publicó los potenciales de producción y las cantidades disponibles para la venta.

En cuanto al suministro total (línea en rojo), es importante aclarar que corresponde a la suma del suministro nacional más el importado. Esta es la razón por la cual se mantiene por encima del potencial de producción (nacional), pero por debajo del potencial de producción más planta (línea azul oscura punteada).

Por todo lo observado en el mercado, las expectativas frente a la declaración de potencial de producción de los siguientes años son altas, en búsqueda de satisfacer necesidades de abastecimiento en el corto y mediano plazo.





# 1. Introducción

La Bolsa Mercantil de Colombia, en su calidad de **Gestor del Mercado de Gas Natural**, pone a disposición de las autoridades sectoriales, de las entidades interesadas, de los agentes del mercado y de los usuarios en general el **Informe Anual del Mercado de Gas Natural 2024**.

Este documento hace parte de los informes que desarrolla el Gestor como complemento de los informes previstos en la regulación. Con este informe, el Gestor amplía la caracterización y la descripción del mercado de gas natural en Colombia, e incluye observaciones sobre su comportamiento durante el período, con base en la información disponible.

El informe abarca, entre otros, los siguientes temas:

- Oferta y suministro.
- Demanda y consumo.
- Transacciones del mercado que se materializan en contratos de suministro y de transporte, sobre los cuales interactúan la oferta y la demanda.
- Operatividad del mercado, que refleja las interacciones físicas para suministrar el gas a la demanda.
- Mecanismos regulados de comercialización de suministro y transporte (subastas), orientados a promover condiciones de eficiencia en la asignación y en el precio del gas no negociado bilateralmente, así como del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

El informe incluye, además, una descripción detallada de cada sección, sus principales conclusiones y las cifras más relevantes.

Finalmente, se presenta un anexo con indicadores del mercado de gas natural, relacionados con la liquidez, los precios y otros indicadores establecidos por la regulación.



## 2. Oferta

### Producción y suministro

#### Cifras representativas 2024 vs 2023

► **Potencial Producción Promedio 1.029 GBTUD ↓ 12.1%**

► **Suministro Diario Promedio 1,172 GBTUD ↑ 3.96%**

- **Nacional 946 GBTUD ↓ 9.19%**
- **Importado 225 GBTUD ↑ 165.2% en 2023 fue de 85 GBTUD.**

► **Suministro promedio a través del SNT: 1.051 GBTUD ↑ 6.72%**

La declaración de 2024 sobre el potencial de producción de los campos nacionales no presentó incrementos frente a la última declaración del año 2023, especialmente en el corto plazo (2023-2026), período en el que se observa una mayor estrechez entre la oferta y la demanda. Se evidencia una **caída significativa en los principales pozos productores** — Cusiana, Cupiagua y Ballena-Chuchupa—, que **en 2023 abastecieron el 30 % del suministro típico y el 27 % cuando se presentó el fenómeno de El Niño.**

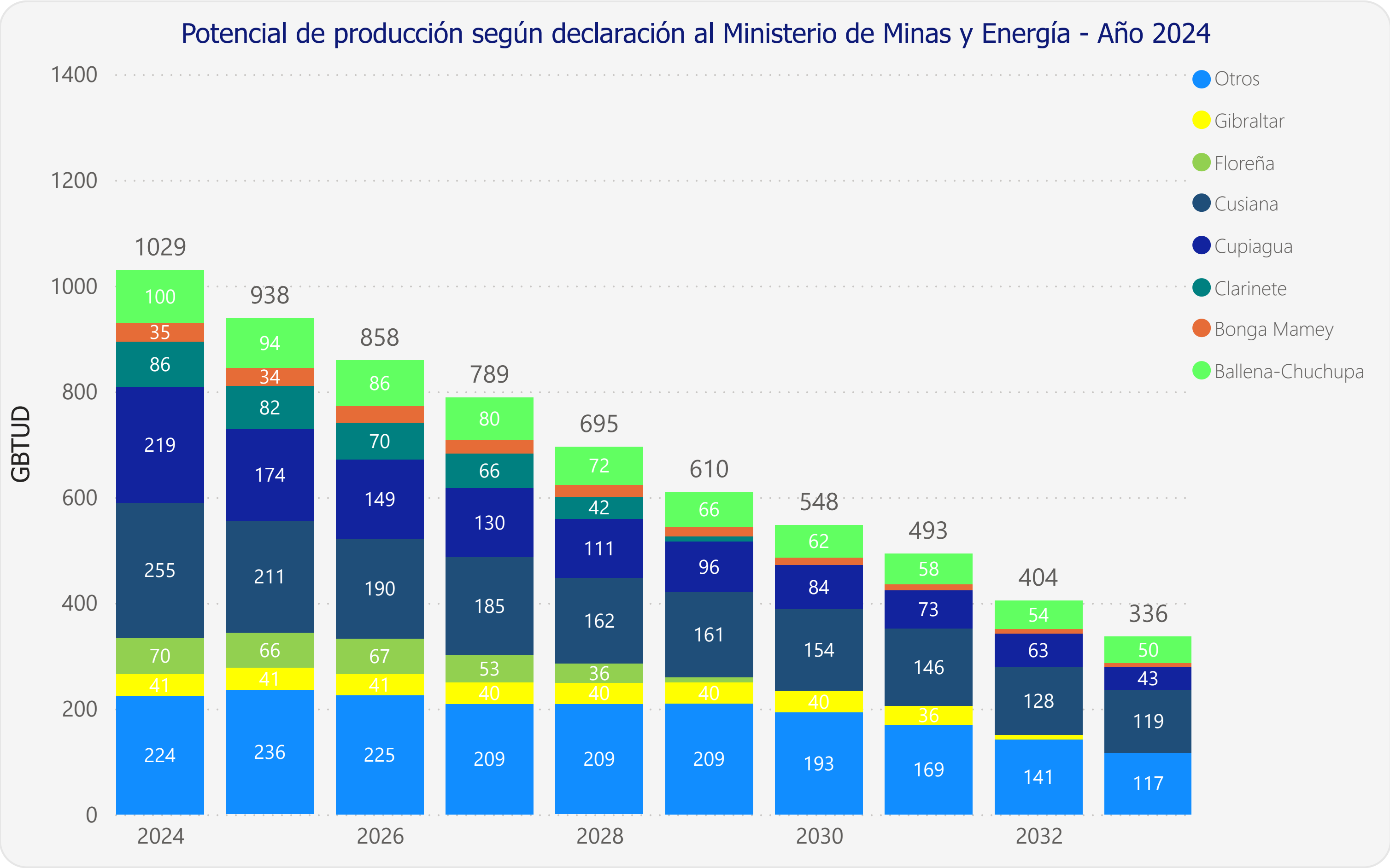
Lo anterior evidencia la urgencia de identificar, en el corto plazo, potencial de producción adicional u otras fuentes de suministro capaces de reemplazar esa oferta. En el segundo semestre de 2024 se publicó la actualización de la declaración de potencial de producción (PP) y de las cantidades disponibles para la venta (PTDV).

**En 2024, el 90 % del suministro se realizó a través del Sistema Nacional de Transporte (SNT),** mientras que el 10% restante se entregó por medios de transporte diferentes del SNT.

Desde 2021, después de la pandemia, **el suministro** de gas natural ha mostrado **incrementos sostenidos cercanos al 5 % anual.** Esta tendencia llevó a un máximo histórico el **12 de diciembre de 2024,** cuando el suministro superó **1,4 millones de MBTUD.** En paralelo, la **planta de regasificación de Cartagena** (gas importado) también registró picos de operación en dos periodos de **2024: enero–mayo y septiembre–diciembre.** En esos meses, la inyección al **SNT** alcanzó en promedio **442.773 MBTUD,** con un máximo en **octubre (8/10/2024)** de **476.013 MBTUD,** las cantidades inyectadas fueron superiores a las observadas en **2023,** año en el que la inyección se mantuvo por debajo de 200.000 MBTUD hasta septiembre, cuando comenzó a aumentar.



# Potencial de Producción



Fuente: Cálculos del Gestor con información publicada por el Ministerio de Minas y Energía, en noviembre de 2024

La frontera de potencial de producción se viene desplazando hacia la derecha con cada actualización de la declaración al Ministerio de Minas y Energía.

Las declaraciones de potencial de producción remitidas por los productores al Ministerio de Minas y Energía entre 2019 y 2024 se presentan con un horizonte hasta 2032. Cada declaración parte de alrededor de 1.170 GBTUD y disminuye a entre 286 y 404 GBTUD en 2032, lo que evidencia un declive natural asociado con la madurez de los yacimientos. Aunque se observan esfuerzos de reposición de recursos —reflejados en el desplazamiento hacia la derecha de las curvas más recientes (2023-2024) frente a las de 2021-2022—, el gradiente de declive se mantiene.

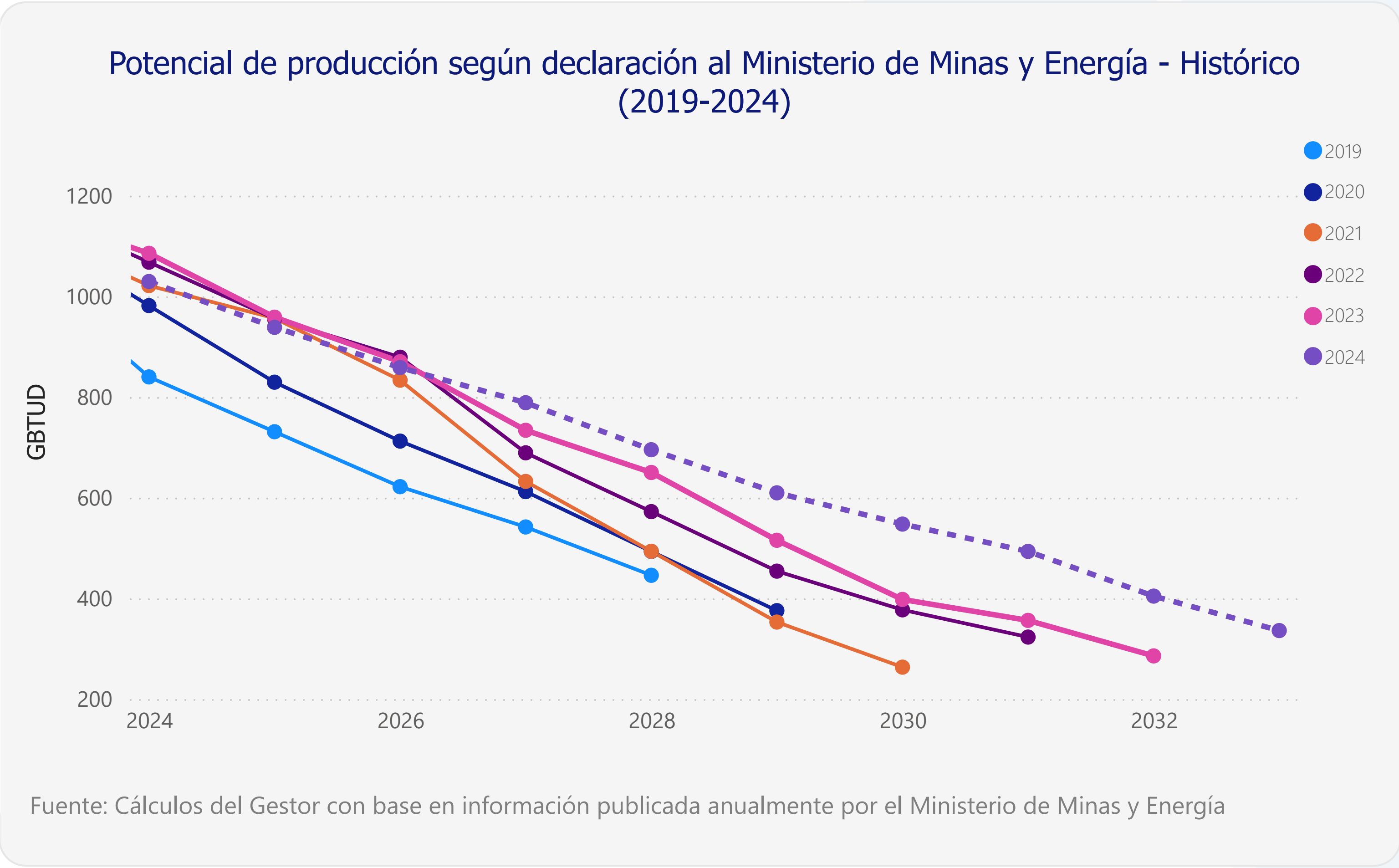
En 2024, Cusiana, Cupiagua, Chuchupa y Ballena suman un potencial de 574 GBTUD. Les siguen Clarinete (86 GBTUD), Floreña (70 GBTUD) y Gibraltar (41 GBTUD). Al año 2033, todos los campos presentan una tendencia de declive pronunciada. En el interior, Cusiana disminuye a 119 GBTUD (-53 %) y Cupiagua a 43 GBTUD (-80 %). En la Costa, Ballena-Chuchupa ronda los 50 GBTUD y Bonga Mamey cae a menos de 10 GBTUD, mientras que Clarinete, Gibraltar y Floreña disminuyen gradualmente hasta agotar sus recursos.

En conjunto, el potencial total pasa de 1.029 GBTUD (2024) a 336 GBTUD (2033), lo que representa una disminución del 67 %.

\*\* Cusiana corresponde a Cusiana, Cusiana Norte y Pauto Sur.

El Potencial de Producción se entiende como el pronóstico de las cantidades de gas natural que pueden ser producidas diariamente en promedio al mes en cada campo. Este considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. (Decreto 880 de 2007, artículo 1°)

Para el año gas 2024, el potencial total de producción declarado por los agentes ante el Ministerio de Minas y Energía se ubicó en 1.029 GBTUD promedio mensual. En el horizonte de 10 años se mantiene una tendencia de decrecimiento gradual. En consecuencia, para el año gas 2025 el potencial cae a 938 GBTUD, y en 2026 se ubica en 858 GBTUD, lo que equivale a una reducción cercana al 23% en apenas dos años. A partir de 2030, la disminución se acentúa: el potencial baja a 548 GBTUD y continúa descendiendo hasta llegar a 336 GBTUD en 2033, lo que representa una caída acumulada del 67% respecto a 2024.



Fuente: Cálculos del Gestor con base en información publicada anualmente por el Ministerio de Minas y Energía



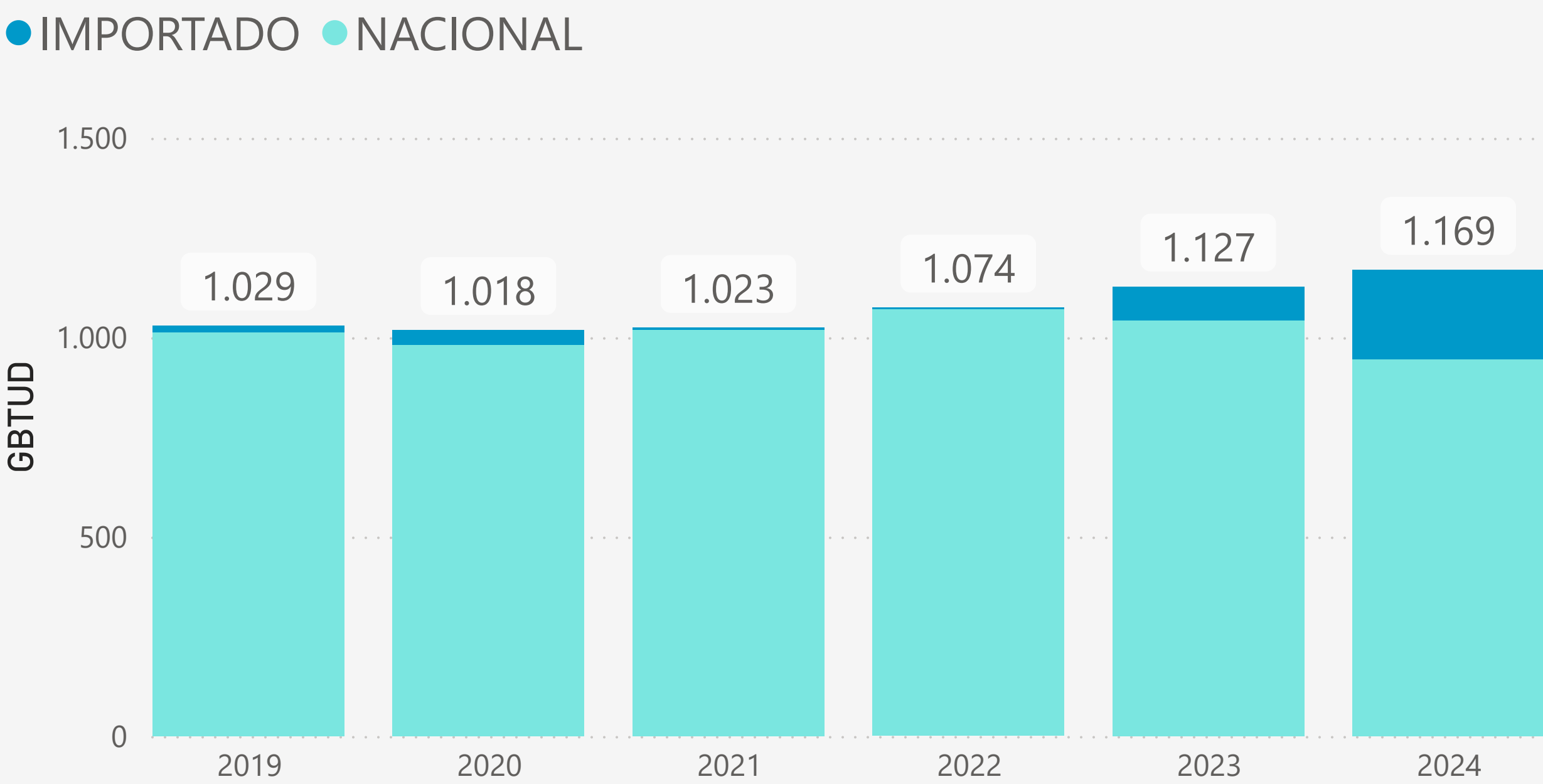
# Suministro por origen

Entre 2019 y 2024 se registraron importaciones de gas natural; sin embargo, **solo a partir del segundo semestre de 2023 estas adquirieron mayor relevancia** y superaron los registros históricos. **En octubre de 2024 se alcanzó un pico de inyección promedio de 413 GBTUD.**

**Durante el primer y el tercer cuatrimestre de 2024,** las importaciones registraron valores que superaron los máximos históricos. Este comportamiento respondió a una mayor necesidad de generación por parte de las centrales térmicas, **en un contexto de condiciones hidrológicas críticas.** A lo largo de 2024, el suministro de gas natural importado se consolidó al superar los 200 GBTUD en todos los meses del año.

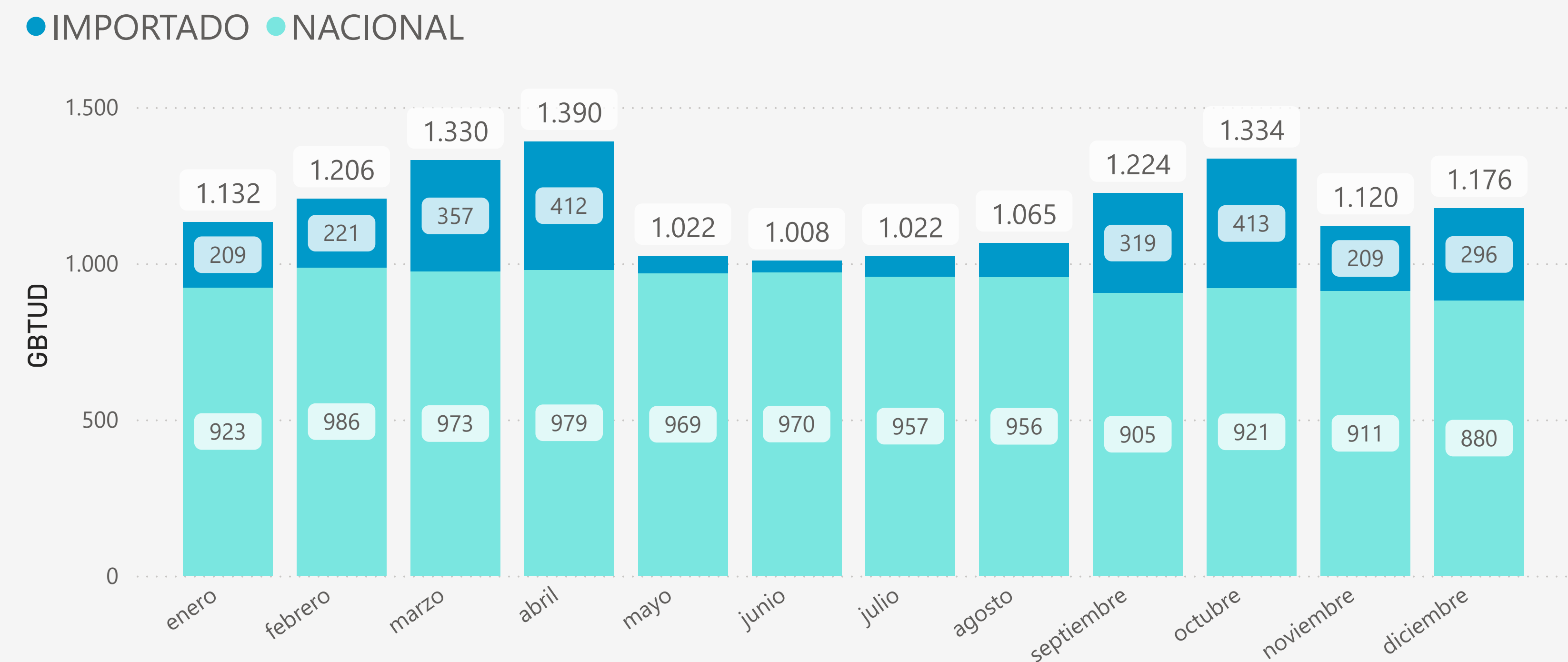
**A partir de 2023, el suministro nacional de gas natural disminuyó por primera vez;** esta reducción, sumada a las condiciones del fenómeno de El Niño en ese año, impulsó un aumento considerable de las importaciones frente a años anteriores.

## Suministro promedio diario año según origen (2019-2024)



Fuente: SEGAS

## Suministro promedio diario mes según origen (2024)



\* Energía inyectada al SNT más energía producida por campos aislados, gasoductos dedicados y Gas Natural Comprimido.

Fuente: Tableros BI- Informe de oferta (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta)  
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

La gráfica de la izquierda presenta la distribución **del suministro de gas natural por origen (importado y nacional) en 2024.**

El suministro promedio diario se ubicó cerca de 1.169 GBTUD, con un rango entre 1.008 GBTUD (marzo) y 1.390 GBTUD (junio). El aporte nacional osciló entre 880 y 986 GBTUD.

**En cuanto a la importación,** el registro más alto ocurrió en octubre de 2024, con 413 GBTUD (promedio mensual), equivalentes al **31 % del suministro total en ese mes.**

Los meses con mayor importación coincidieron con los picos de consumo de las centrales térmicas, debido a las condiciones hidrológicas críticas que se presentaron al inicio y al final del 2024.



# Suministro por fuente

Suministro por fuente y potencial de producción - 2024

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Entregado al SNT (GBTUD)	Entregado a otros (GBTUD)	Total (GBTUD)	Suministro mensual total/ Potencial de producción
a. Cupiagua, Cupiagua sur, Cusiana y Pauto sur	473	472	0	472	100 %
b. Floreña	70	12	49	61	87 %
c. Gibraltar	41	35	0	35	86 %
d. Istanbul	18	16	0	16	89 %
e. Ballena	20	13	0	13	67 %
f. Chuchupa	80	72	0	72	90 %
g. Clarinete	86	59	19	78	90 %
h. Bonga/Mamey	35	34	0	34	96 %
i. Bullerengue	38	31	0	31	82 %
j. Nelson	23	10	1	10	45 %
k. Pandereta	14	13	4	17	121 %
l. Otras Fuentes	165	56	48	138	83 %
m. Potencial Nacional	1.029	824	120	944	92 %
n. Planta Regasificación Cartagena	440	225	0	225	51 %
o. Potencial Total	1.469	1.049	120	1.170	80 %

El **suministro de gas natural** se refiere a la provisión de este recurso energético en el país actualmente para consumo interno, y se compone de la producción nacional y las importaciones.

Para 2024, el **suministro promedio diario** inyectado al SNT, se ubicó en **1.049 GBTUD**, lo cual representa un crecimiento del **6,5 %**, respecto al año anterior. Este aumentó se explica principalmente por la inyección del gas natural importado.

Desde la década de 1990, la cuenca de los Llanos Orientales se consolidó como una fuente relevante de gas para el país.

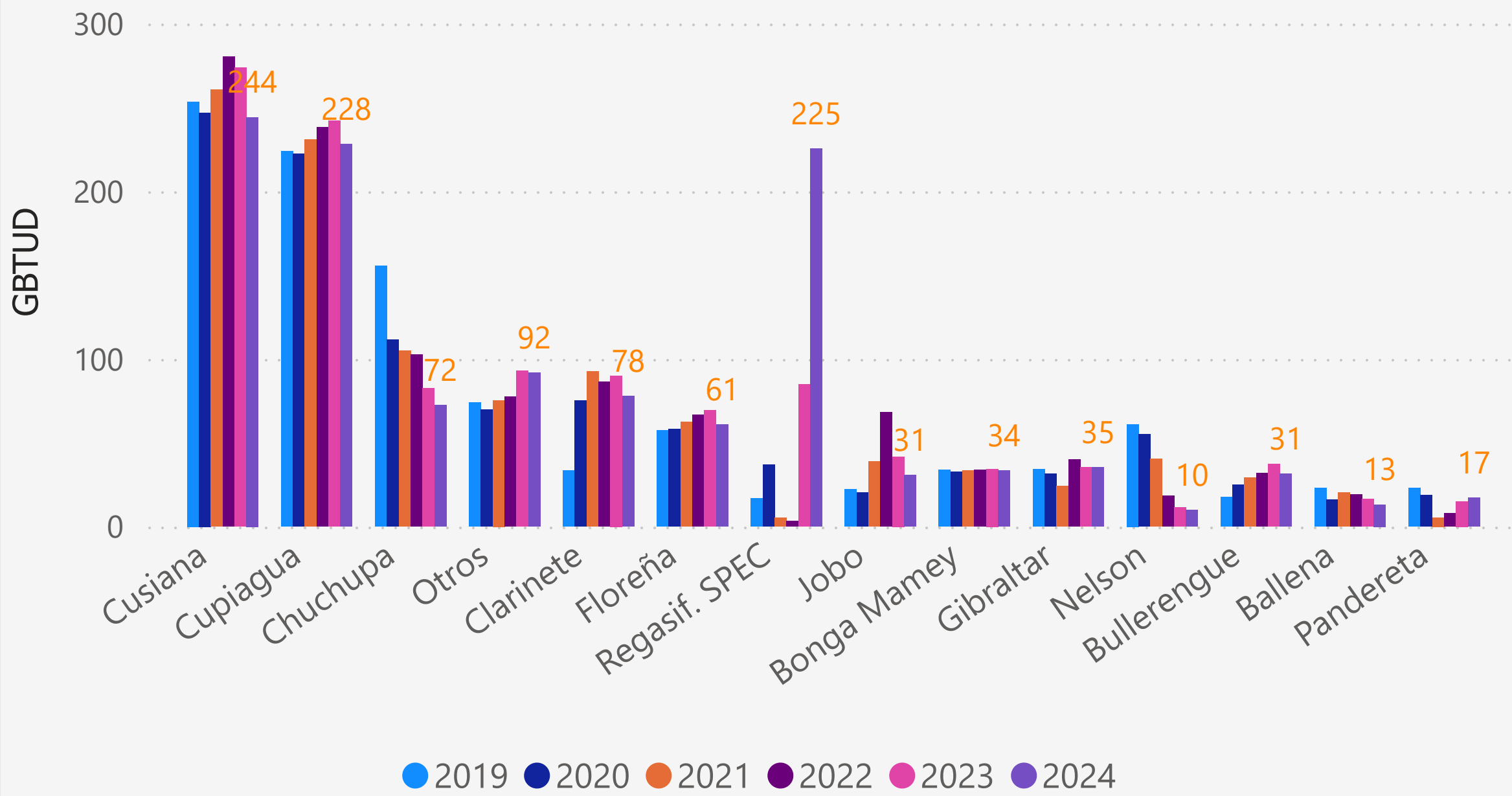
En 2024, los campos Cupiagua, Cupiagua Sur, Cusiana y Pauto Sur **registraron un potencial de 473 GBTUD y una entrega al sistema de 472 GBTUD (100 % de utilización).**

Estas cifras equivalen al 40 % del suministro nacional. El complemento proviene de la Planta de regasificación (225 GBTUD), Clarinete (78 GBTUD), Chuchupa (72 GBTUD) y Floreña (61 GBTUD).

En conjunto, el **aporte nacional opera al 92 % de su potencial: 944 GBTUD entregados frente a un potencial de 1,029 GBTUD.** Por su parte, la **Planta de regasificación de Cartagena** registra una utilización del **51 %** de su potencial (440 GBTUD).

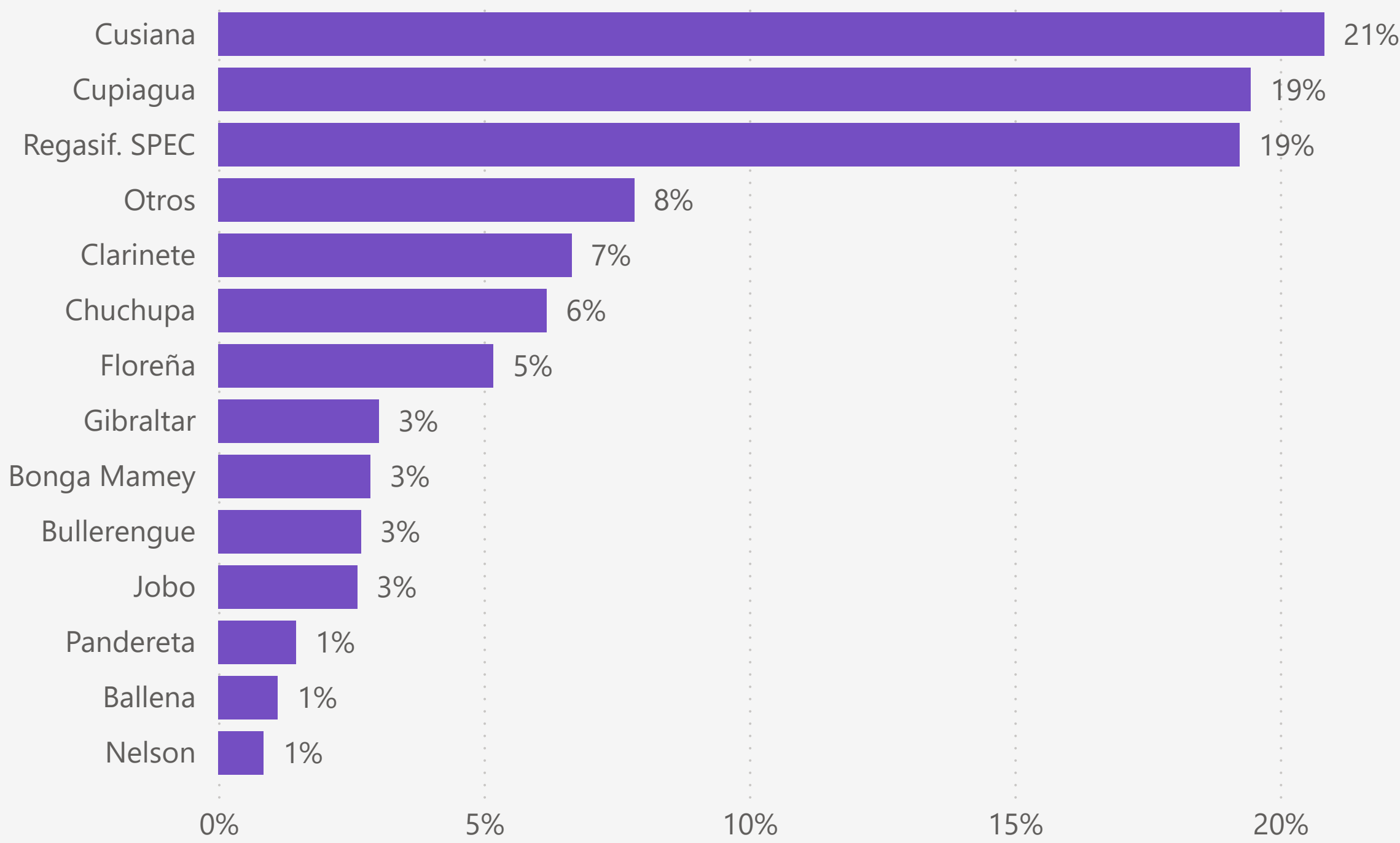
Fuente: SEGAS

Suministro promedio diario por fuente 2019-2024



Fuente: SEGAS

Distribución del Suministro promedio diario anual 2024, GBTUD



Fuente: SEGAS

**En lo corrido de 2024, se refuerza el papel de los campos menores:** los campos de agregados en “Otros” y Clarinete aportan, **en conjunto, el 15 %** del suministro promedio, y superan a Chuchupa (6 %), Floreña (5 %), Bonga Mamey (3 %), Gibraltar (3 %), Bullerengue (3 %), Jobo (3 %), Pandereta (1%), Ballena (1 %) y Nelson (1%).

**El liderazgo de las fuentes se mantiene en los Llanos Orientales,** con Cusiana (21 %) y Cupiagua (19 %). También aumenta el protagonismo del gas importado: la **regasificación de SPEC alcanza el 19 % del total. Esto consolida a SPEC como el tercer origen de suministro por aporte** y permite estabilizar el balance nacional frente a la declinación natural de los campos nacionales.

**Otros** hace referencia a la información agregada de los siguientes campos de producción: El Difícil, Corrales, Caramelo, Oripaya, Nelson Porquero, Provincia, Sardinata, El Centro, Apiay, Cantagallo, Llanito, Dina Ecopetrol, La Cira Infantas, Lisama, La Punta, Morichal, Arjona, Merecumbe, Ocarina, Yarigui-Cantagallo, Tempranillo, Palmarito, Toqui Toqui, Puli y Santa Clara.

**Jobo incluye:** Clarinete, Saxofón, Cornamusa, Alboka, Rancho Hermoso, Aguas Vivas, Acordeón, Pandereta, Palmer, Cañahuate, Breva-1, Arándala, Toronja, Níspero-Trombón, Katana, Cañaflacha, Arianna, Oboe, Nelson Ciénaga de Oro.

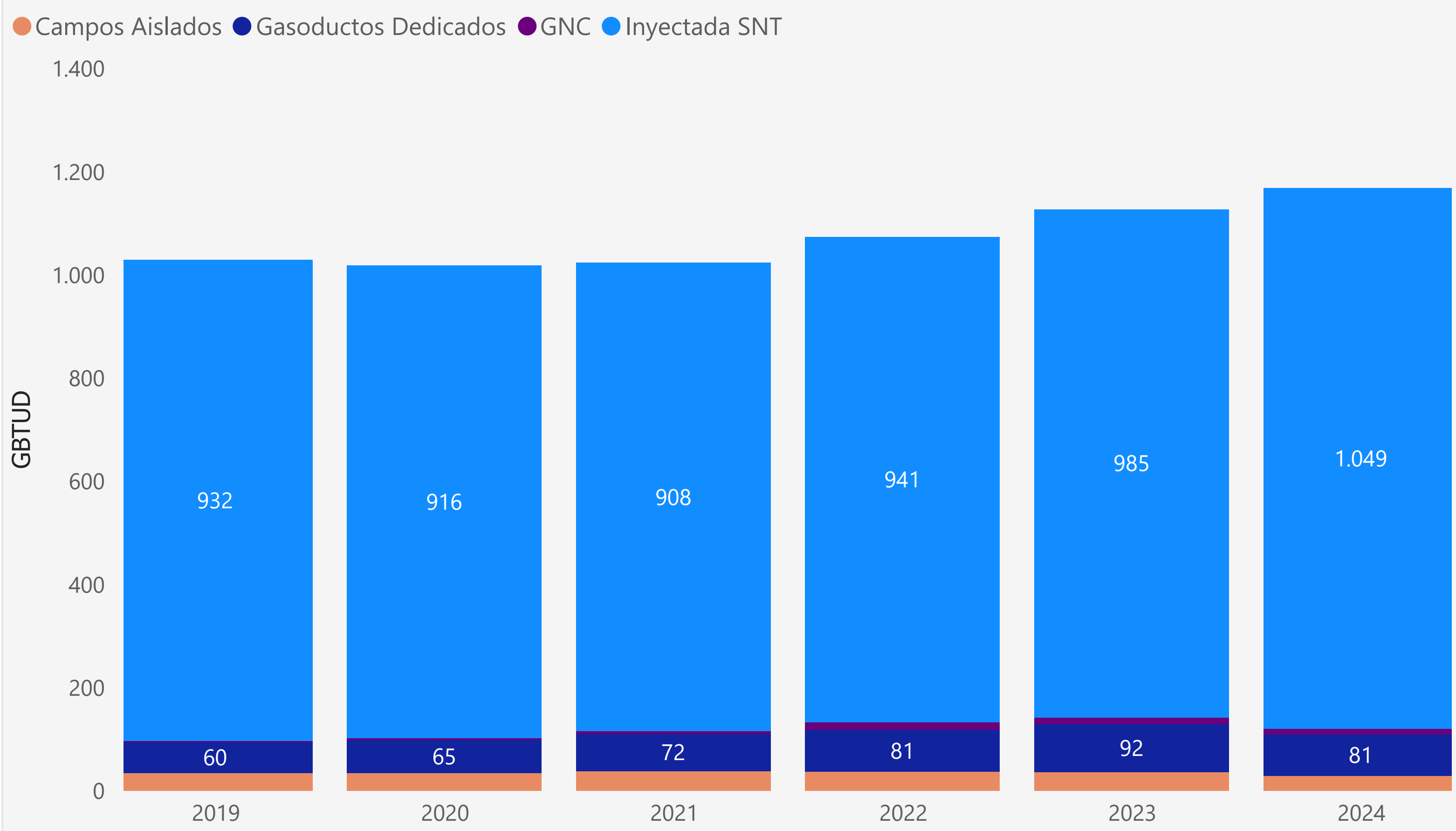
\*: Información provisional

Fuente: Tableros BI- Informe de oferta (Segas–BEC). *Vinculo:* <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>. Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# Suministro por medio de entrega

Suministro promedio diario mensual 2019-2024

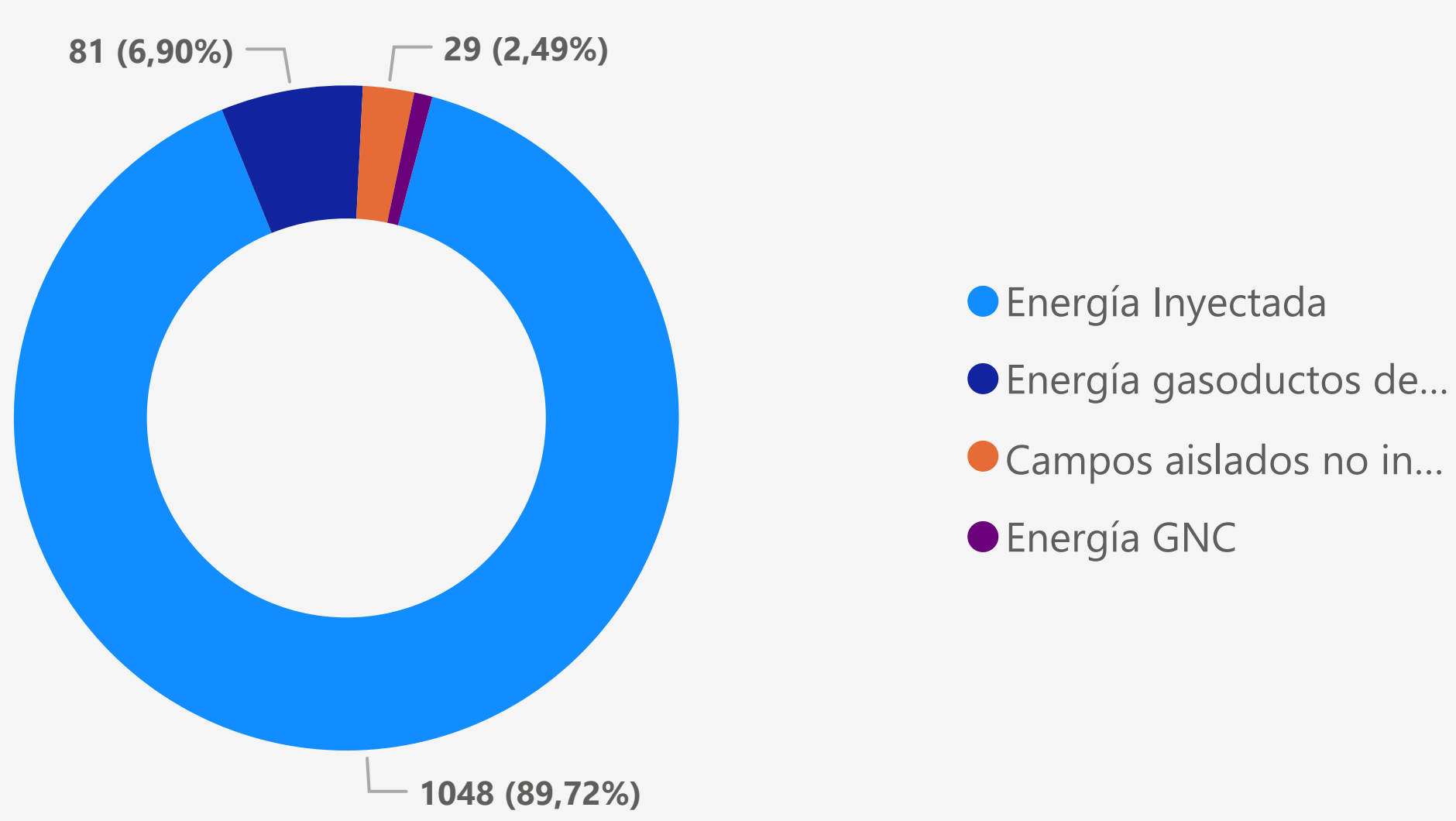


Fuente: SEGAS

En 2024 las cantidades de gas natural **inyectado al SNT** promedio se ubica en **1.049 GBTUD (89,7%** del total), mientras que las cantidades entregadas por fuera del SNT (gasoductos dedicados, GNC y campos aislados ) suman **120 GBTUD (10,3%)**. Frente a 2023, el suministro total sufrió un aumento de **1.127 a 1.170 GBTUD (4%)**, explicado por una mayor inyección al SNT y una leve caída de la energía entregada por gasoductos dedicados, GNC y campos aislados.

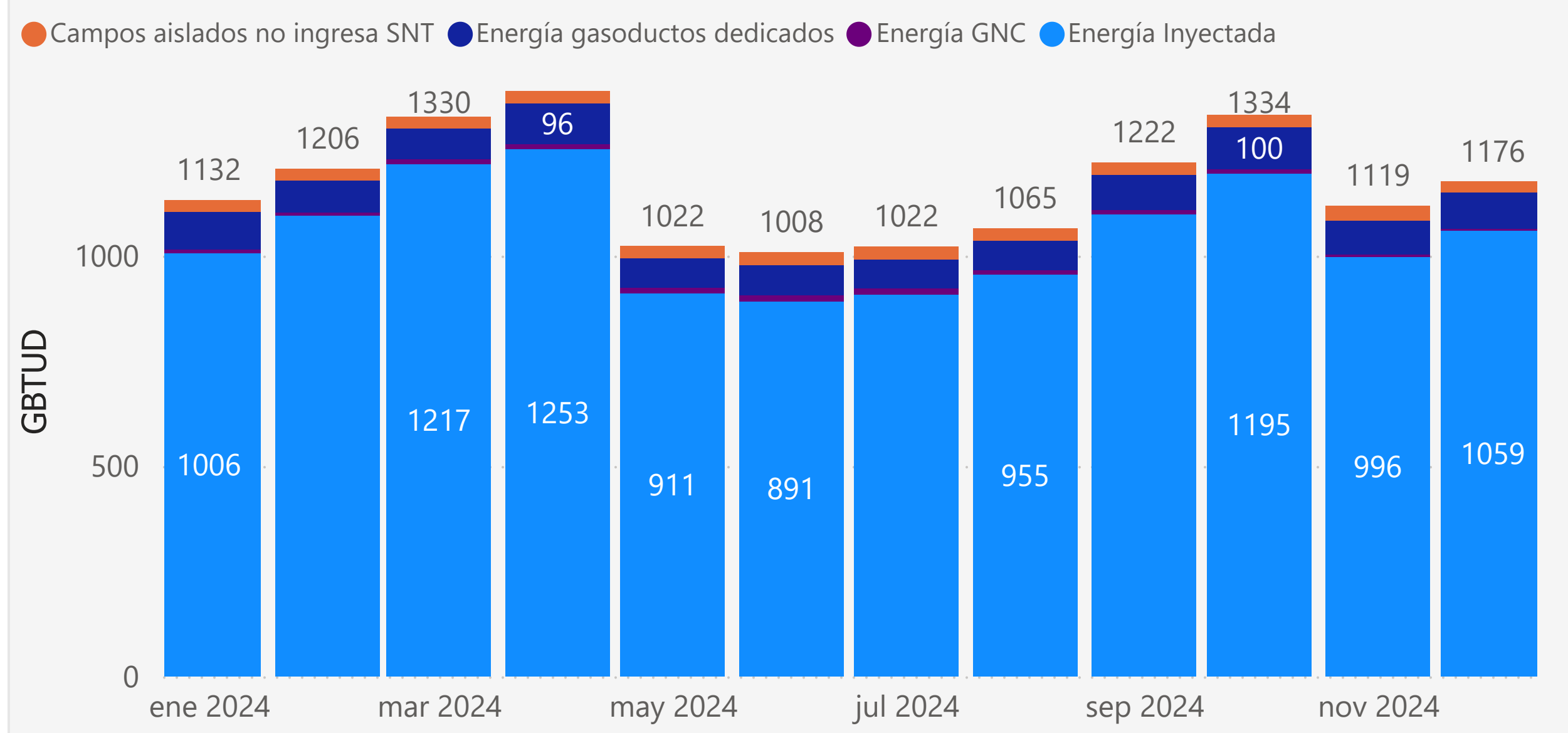
El suministro mensual de 2024 se ha mantenido con alta variación, oscilando entre **1.008 y 1.390 GBTUD**, con **picos en abril y octubre** por mayores inyecciones en el SNT. Dentro de las cantidades entregadas por fuera del SNT, los **gasoductos dedicados** aportan en promedio **81 GBTUD (6,9%)**, los **campos aislados fuera del SNT** cerca **29 GBTUD (2,49%)** y el **GNC** cerca de **10 GBTUD (0,89%)**.

Suministro promedio diario anual 2024 (GBTUD)



Fuente: SEGAS

Suministro promedio diario mensual 2024 (GBTUD)



Fuente: SEGAS

Fuente: Tableros BI- Informe de oferta (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta)  
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# 3 Consumo

### Consumo representativos 2024 vs 2023

Consumo diario promedio tomada del SNT 1.034 GBTUD ↑ 4%

Térmica 322 GBTUD ↑ 39%	Industrial 247 GBTUD ↓ 2%
Residencial 176 GBTUD ↑ 1.7%	Comercial 51 GBTUD ↑ 12%
GNVC 60 GBTUD ↑ 13.2%	Petroquímica 15 GBTUD ↓ 35%
Refinería 139 GBTUD ↓ 4.1%	Compresoras 8 GBTUD ↑ 6%
Petrolero 24 GBTUD ↓ 4%	

La diferencia entre el consumo del SNT y suministro nacional corresponden a los consumos atendidos por gasoductos dedicados, campos aislados y GNC, y por las pérdidas, los parques y las cuentas de balance del SNT (2%)

En 2024, el consumo promedio diario total de gas natural inyectado en el SNT fue de **1.034 GBTUD, el valor más alto del período 2020–2024**. Frente a 2023 (960 GBTUD), aumentó **7,7 % (unos 74 GBTUD)**. Este incremento se explica casi por completo por el componente térmico, que pasó de **232 a 322 GBTUD (+38,8 %)**. En consecuencia, su participación dentro del total subió de 24,2 % (2023) a 31,1 % (2024), mientras que el consumo no térmico agregado se contrajo un 2,2 %.

En cuanto a los sectores de consumo en 2024, **los mayores consumos correspondieron a los sectores térmico (322 GBTUD; 31,1 %) e industrial (247 GBTUD; 23,9 %)**, seguidos por residencial (176 GBTUD; 17,0 %) y refinería (139 GBTUD; 13,4 %). En contraste, **el menor consumo lo registró petroquímica (15 GBTUD; 1,5 %), que además presentó la mayor caída interanual (–34,8 % frente a 2023)**.

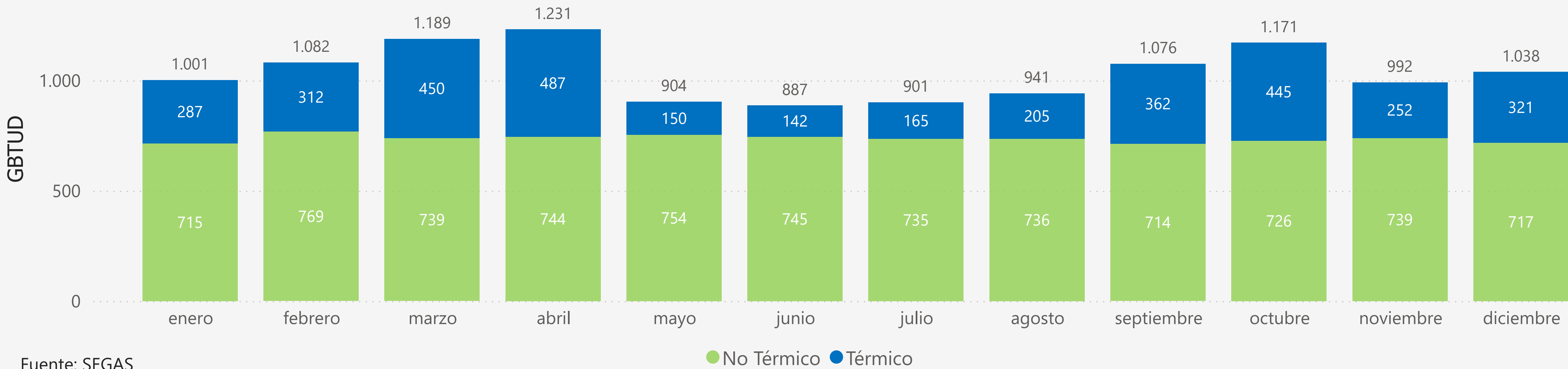
El consumo promedio mensual, fluctuó entre un **mínimo de 886,6 GBTUD en junio y un máximo de 1.231,3 GBTUD en abril**. Esta volatilidad provino principalmente del componente térmico: su promedio mensual varió de 165,8 GBTUD (junio) a 513,7 GBTUD (abril), es decir un 209,9 %.

En cambio, el componente no térmico se mantuvo relativamente estable, en un rango entre 694,1 y 746,8 GBTUD (alrededor del 7,6 %). En consecuencia, la participación térmica en el total mensual prácticamente se duplicó entre **mayo–junio (cerca de un 19,1 %) y marzo–abril (cerca de un 40,9 %)**. Se registraron picos diarios de 1.327 GBTUD de consumo total (18 de abril) y de 572 GBTUD de consumo térmico (25 de abril), lo que confirma que en 2024 el comportamiento agregado estuvo dominado por la dinámica del consumo destinado a las centrales térmicas.

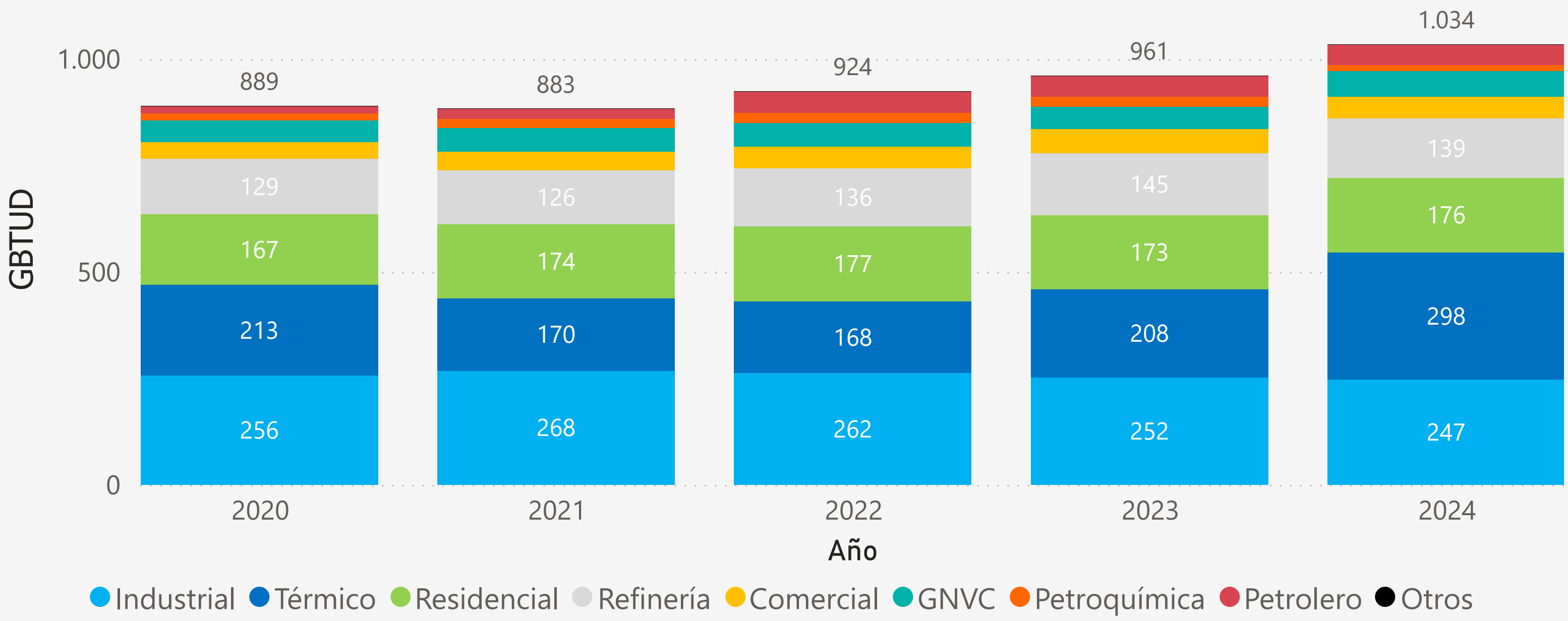


# Sectores de consumo SNT

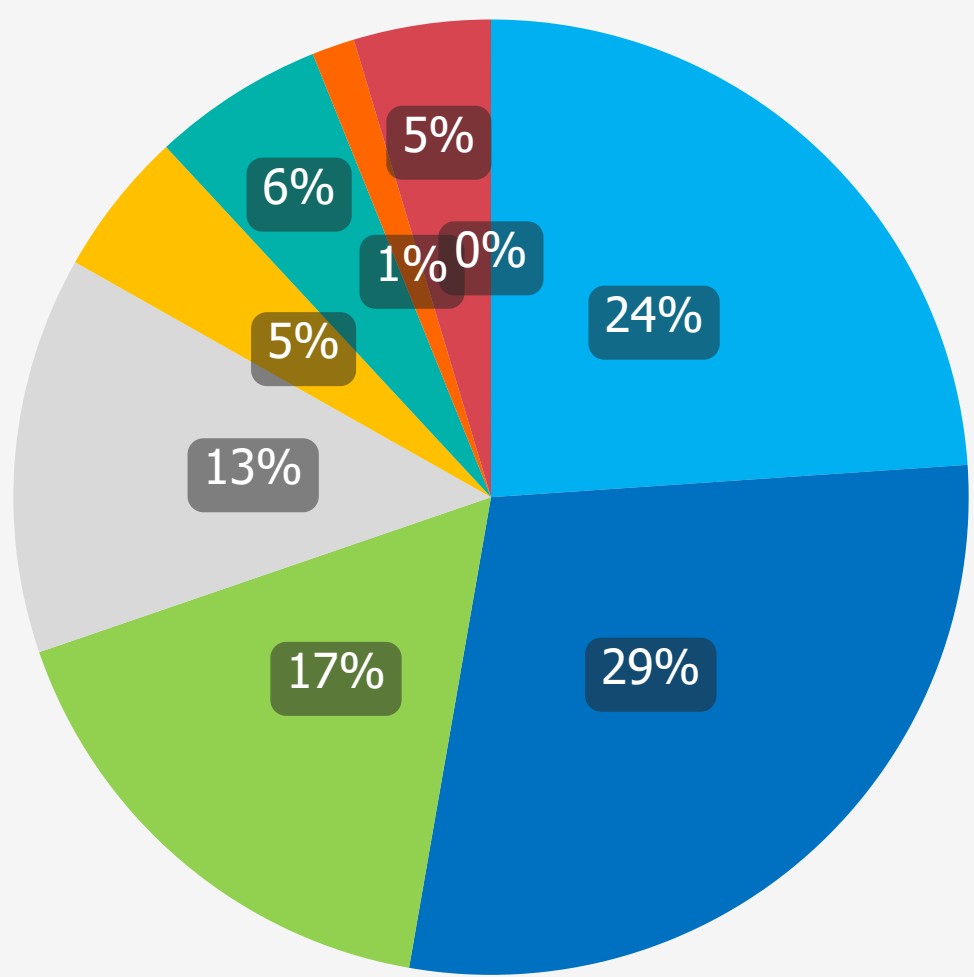
Evolución mensual del consumo térmico y no térmico del SNT 2024



Evolución de la cantidad de energía entregada a usuarios finales del SNT por sector de consumo 2020-2024



Participación sectorial en el Consumo de gas natural 2024



El consumo total de gas natural inyectado en el SNT ha aumentado desde 2020 y **alcanzó un máximo en abril de 2024**: 1.231 GBTUD. Por su parte, en lo corrido de 2024 el **consumo promedio diario del sector térmico se incrementó 39 %** frente al promedio diario de 2023. Este aumento se cubrió principalmente con gas importado, utilizado para atender la generación térmica asociada a las condiciones hidrológicas críticas registradas durante 2024.

Finalmente, en **2024 la demanda de los sectores no térmicos ha sido menos volátil que el consumo térmico**.

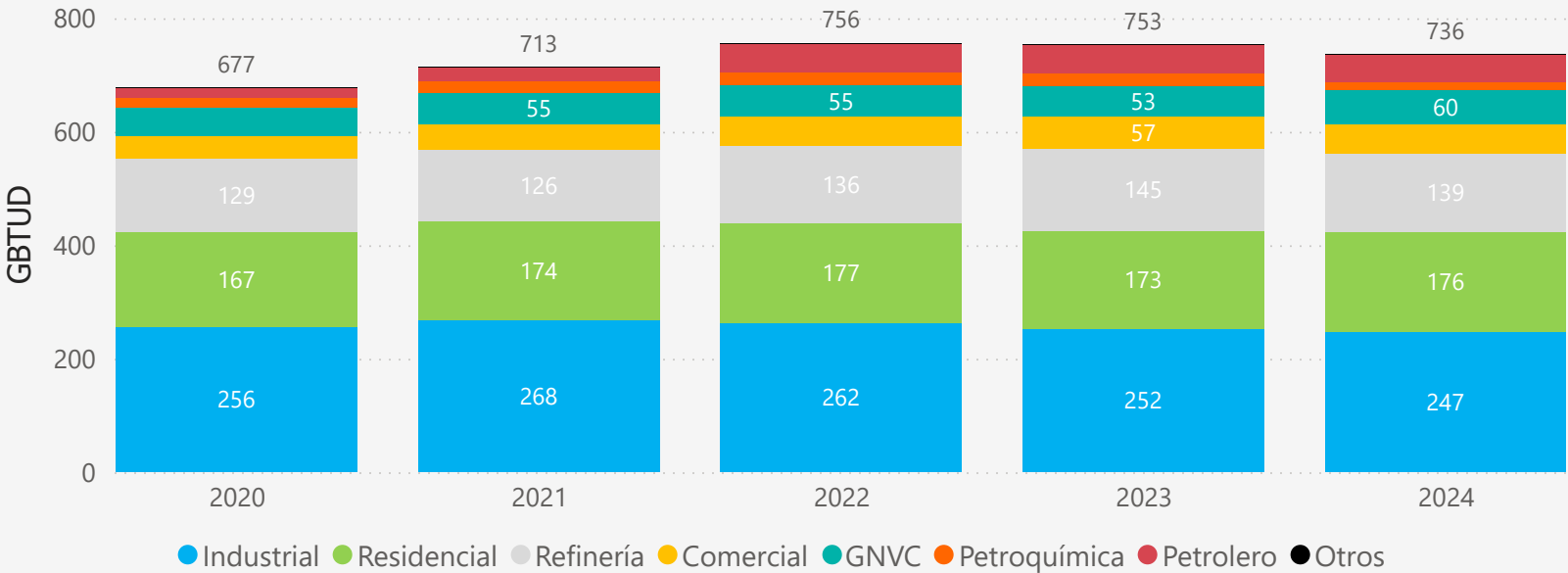
**Nota:** Datos correspondientes a la información declarada por los comercializadores y usuarios no regulados en el reporte de entrega a usuarios finales. La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniaco del Caribe) y Amocar Materia Prima ;y el industrial con los puntos de salida COLCLINKER GENERACION y ARGOS ZONA FRANCA.

Fuente: Tableros BI- Informe de demanda (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

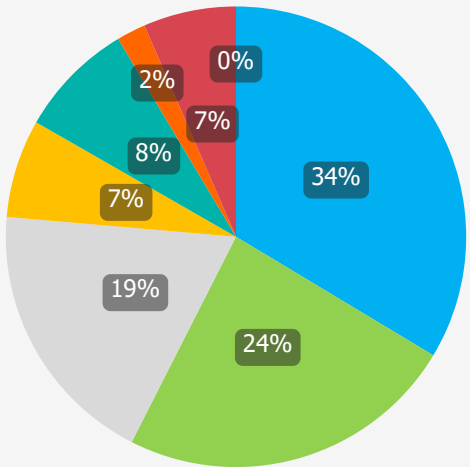


# Consumo no térmico SNT

Evolución de la cantidad de energía tomada del SNT por sector de consumo 2019-2024



Participación sectorial en el consumo de gas natural 2024



Fuente: SEGAS

En 2024, el consumo de los sectores no térmicos se redujo **2,3 %** frente a 2023.

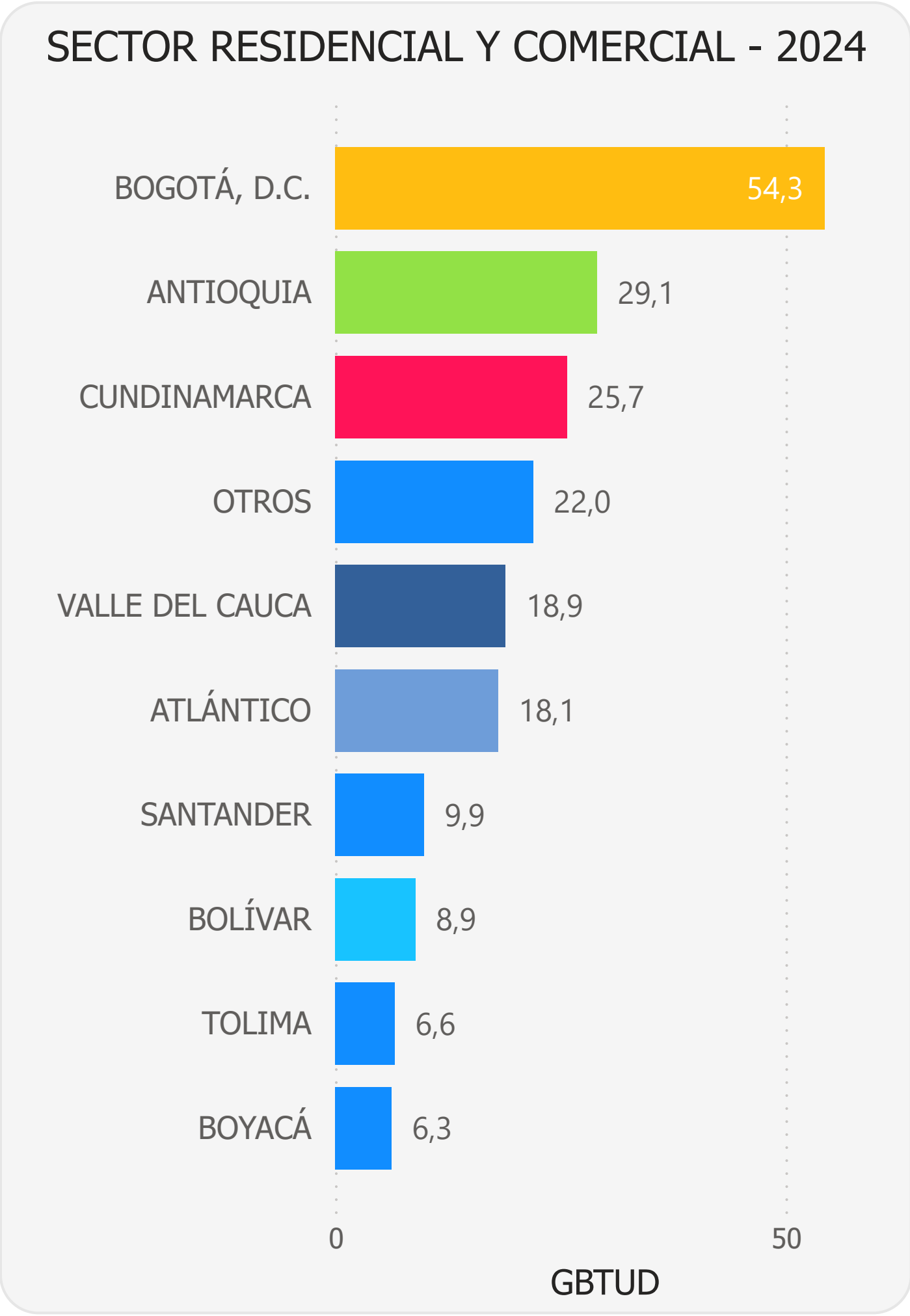
- Los sectores industrial, de refinerías, petrolero, comercial y petroquímico **redujeron** su consumo en **2 %**, **4,1 %**, **4 %**, **10,5 %** y **34,8 %**, respectivamente.
- En contraste, el consumo del sector residencial aumentó **1,7 %** y el de **GNVC**, **13,2 %**.

**Nota:** Datos correspondientes a la información declarada por los comercializadores y usuarios no regulados en el reporte de entrega a usuarios finales. La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima ;y el industrial con los puntos de salida COLCLINKER GENERACION y ARGOS ZONA FRANCA.

Fuente: Tableros BI- Informe de demanda (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# Consumo no térmico SNT - Demanda esencial



**Demanda Esencial:** corresponde a: i) el consumo de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; ii) el consumo de gas natural de usuarios residenciales y de pequeños usuarios comerciales conectados a la red de distribución; iii) el consumo de GNVC; y iv) el consumo de gas natural de las refinерías, excluido el destinado a la autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazado con energía del Sistema Interconectado Nacional.

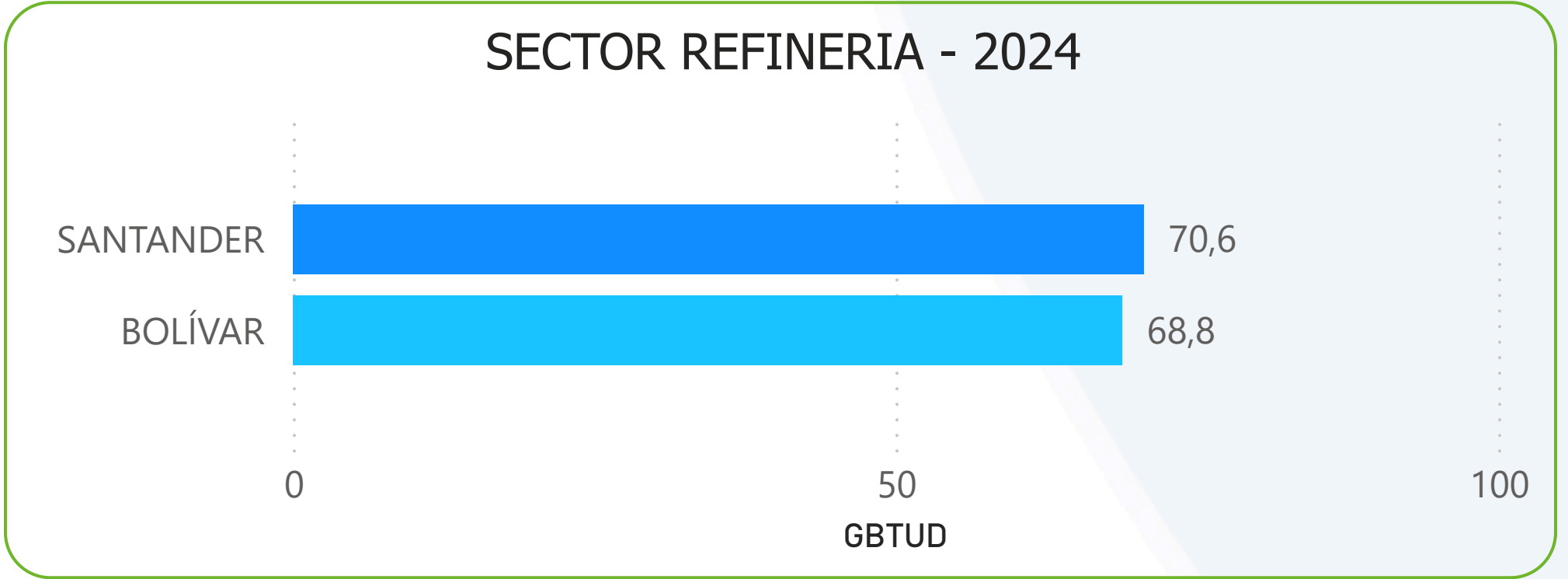
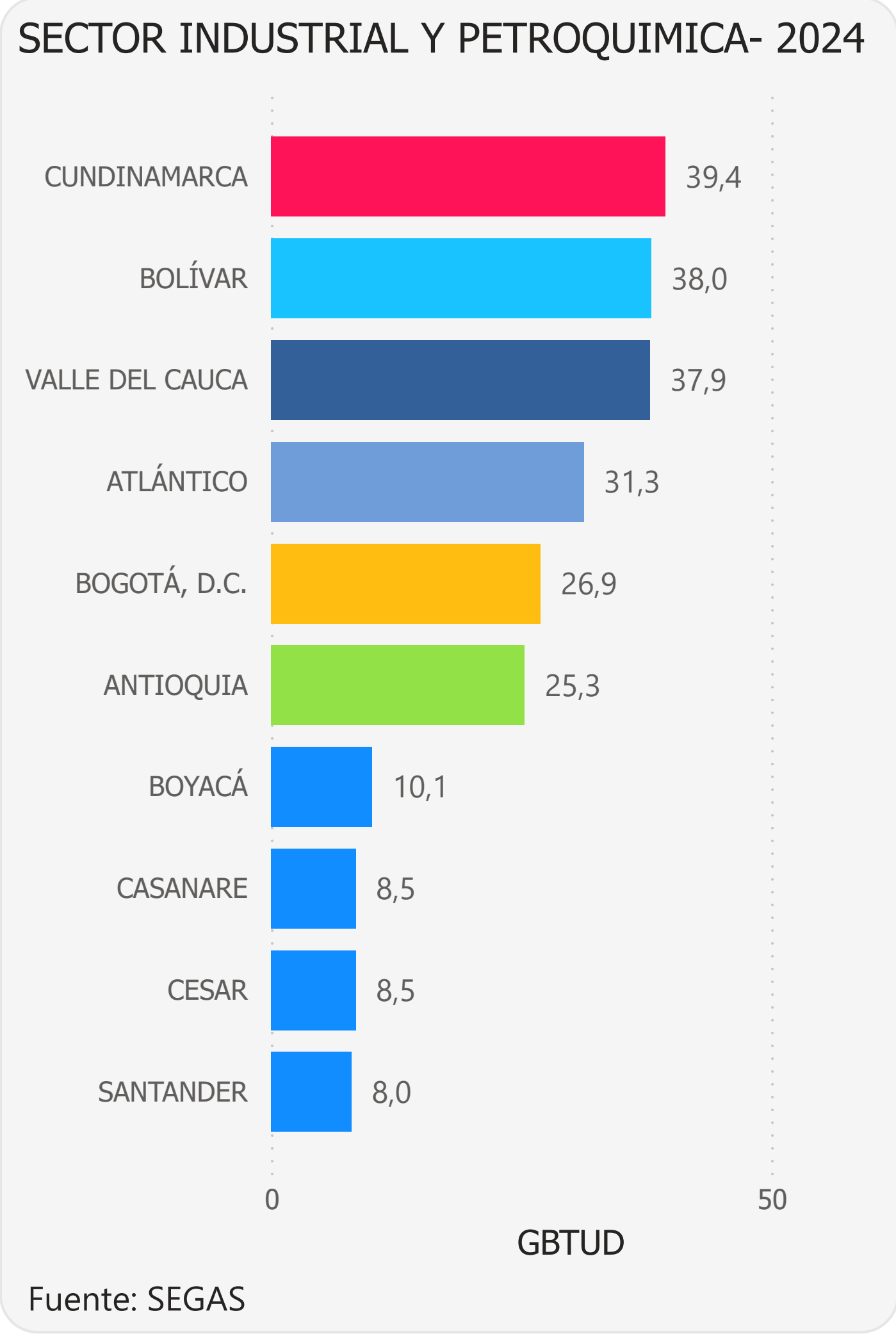
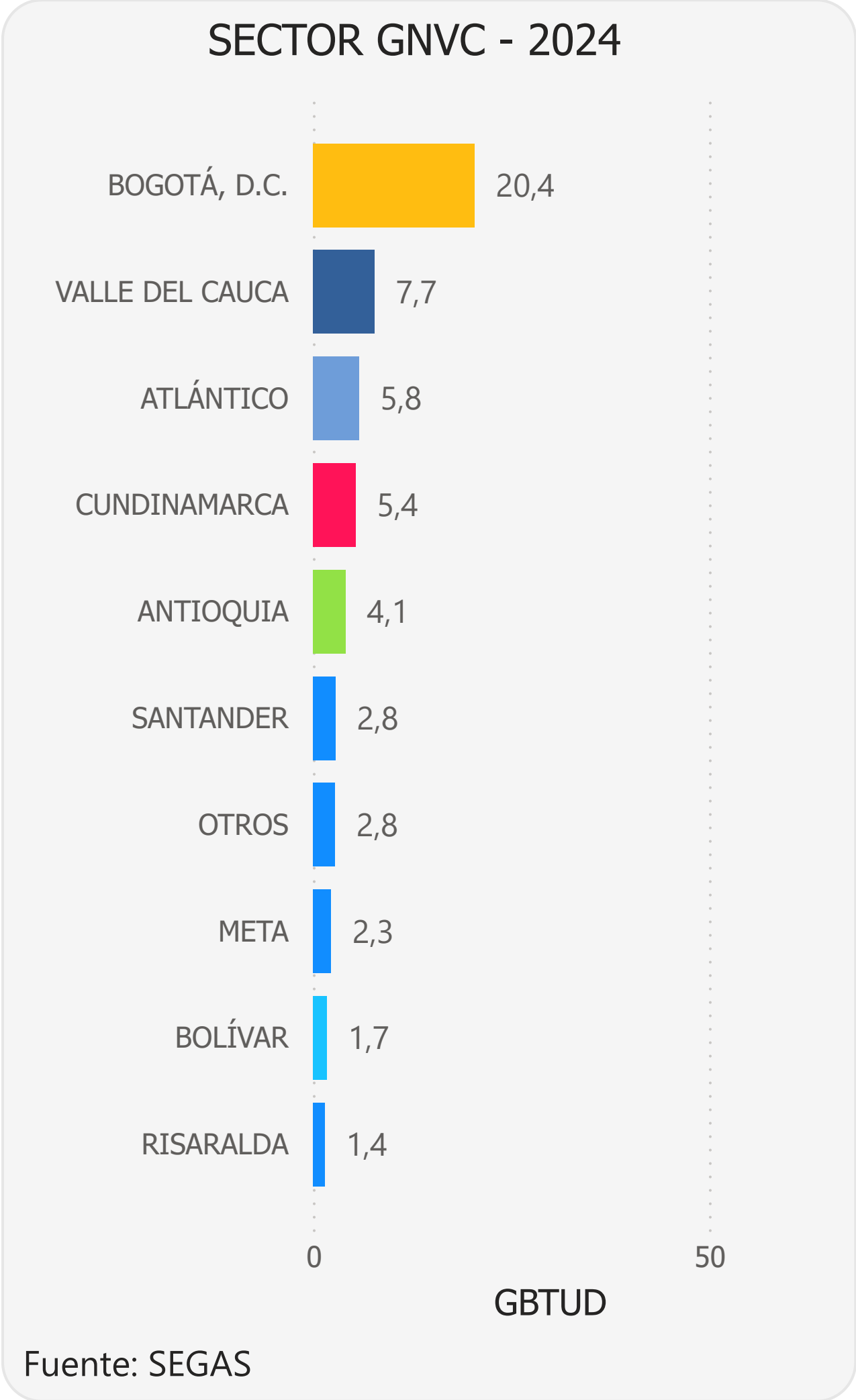
Fuente: Decreto 1073 de 2015

**Residencial y Comercial:** el consumo de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en **Bogotá, Antioquia y Cundinamarca**, correspondiente a **54,3 GBTUD, 29,1 GBTUD y 25,7 GBTUD** respectivamente, sin variaciones significativas frente al año **2023**.

**GNVC:** el **62%** de los consumos de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en **Bogotá, Valle del Cauca y Atlántico**, correspondiente a **20,4 GBTUD, 7,7 GBTUD y 5,8 GBTUD** respectivamente, sin variaciones relevantes al año **2023**.

**INDUSTRIAL Y PETROQUIMICA:** el **49%** de los consumos de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en los departamentos de **Cundinamarca, Bolívar y Valle del Cauca** correspondiente a **39,4 GBTUD, 38 GBTUD y 37,9GBTUD** respectivamente, con leves variaciones al año **2023**.

**REFINERIA:** la **Refinería de Barrancabermeja** evidenció una disminución en los consumos de gas natural del **4.1%** con respecto del año **2023**, ubicándose en **70,6 GBTUD**. Por otro lado, la Refinería de Cartagena evidenció una reducción del consumo de gas natural del **4.2%** con respecto del **2023**, ubicándose en **68,8 GBTUD**.



**Nota:** Solo se muestran los 10 principales departamentos para cada uno de los sectores de consumo.

Fuente: Tableros BI- Informe de demanda (Segas–BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# 4. Transacciones del mercado



### Modalidad con interrupciones:

- En 2023: 300.243 MBTUD
- En 2024: 291.821 MBTUD (-2,81 % respecto a 2023)

### Modalidades que garantizan firmeza:

- En 2023: 934.226 MBTUD
- En 2024: 843.582 MBTUD (-9,70 % respecto a 2023)

*\*Contratación en el mercado primario*

En 2024, la contratación en el mercado primario alcanzó **1.093 GBTUD**. De ese total, 818 GBTUD correspondieron al agregado de contratos que garantizan firmeza.

Al desagregar por modalidad contractual, la **firme al 95 % (CF95)** fue la más utilizada: representó el **50 %** de la contratación total, con **547 GBTUD**. Este volumen se distribuyó en **166 GBTUD** para la región **Costa**, **380 GBTUD** para la región **Interior** y **1 GBTUD** para **campos aislados**.

En segundo lugar, la modalidad **con interrupciones** concentró el **25,2 %** de la contratación total, mientras que la modalidad **firme** representó el **9,8 %**.

En conjunto, las modalidades que garantizan firmeza definidas en la **Resolución CREG 186 de 2020** concentraron cerca del **74,8 %** del suministro contratado. Al revisar las principales fuentes, se evidencia que **Cusiana, Cupiagua, Chuchupa, Ballena y Bullerengue** fueron contratadas en más de **75 %** bajo la modalidad **CF95**, lo que refleja la madurez de estos campos y su capacidad para sostener un suministro estable.

En contraste, en las agrupaciones **Bloque VIM 5** y **Bloque Esperanza** se registró una proporción relevante de contratación bajo **modalidades con interrupciones**, asociada a que parte de sus fuentes corresponden a **campos en pruebas extensas**, con producciones más variables.

Finalmente, en 2024 los **precios promedio ponderados** de las fuentes de suministro en la **Costa** fueron superiores a los del **Interior** en las modalidades **con interrupciones** (8,65 USD/MBTU), **CF95** (6,91 USD/MBTU) y **firme** (6,56 USD/MBTU). Para la región **Interior**, el mayor precio promedio ponderado se observó en la modalidad **Opción de Compra** (7,14 USD/MBTU).



# Mercado primario suministro - Precios y cantidades vigentes en 2024

Tabla de contratación vigente y precios por campo y por modalidad

Modalidad contractual	1. Firme		2. Firme al 95%		3. Firmeza Condicionada		4. Opción de Compra		5. Take or Pay		6. Otras		7. Contingencia		8. Con Interrupciones	
Región	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)
Costa	67	\$5,74	168	\$6,97	11	\$8,03	42	N.D.			3	\$9,28	0	\$8,19	233	\$7,03
B. Esperanza PE			9	\$7,60											85	\$7,79
Ballena			7	\$5,70											1	\$9,08
Bloque VIM 5	25	\$4,74	34	\$9,01	9	N.D.					3	\$9,28			56	\$7,87
Bonga Mamey			35	\$4,58											16	N.D.
Bullerengue			39	\$6,94									0	N.D.		
Chuchupa	2	N.D.	39	\$6,38									0	\$8,23	1	\$13,14
Importado			3	\$18,33												
Mágico															4	\$7,51
Otros Costa	39	\$6,44	3	\$8,20	2	\$8,72	42	N.D.							66	\$5,92
Saxofón	2	\$4,86													4	\$10,42
Interior	53	\$3,87	381	\$5,23	53	\$4,88	33	\$7,16	17	\$4,19					39	\$6,30
Clarinete					1	\$8,70										
Cupiagua			199	\$5,09	1	N.D.									2	\$5,58
Cupiagua Sur			7	\$5,85	24	\$4,32	11	\$7,17							1	\$7,87
Cusiana			153	\$5,19	22	\$4,86	21	\$7,15							3	\$8,91
Floreña	52	\$3,87	1	\$4,05					12	N.D.					1	\$4,45
Gibraltar			0	\$5,30	1	\$4,34	1	\$7,10	5	N.D.						
Istambul			0	N.D.											6	\$8,12
Otros C. Aislados															0	\$6,13
Otros Interior	1	\$3,52	20	\$6,90	4	\$7,33									28	\$5,76
Otros	10	\$3,46	1	\$5,99					4	\$8,32			0	N.D.	23	\$4,39
Otros C. Aislados	6	\$2,44	0	\$5,10					4	\$8,32					18	\$4,35
Otros C. Aislados- MM	4	\$5,18													1	\$5,01
Otros Costa			1	N.D.									0	N.D.	3	\$4,33
Total	130	\$4,80	550	\$5,77	63	\$5,43	75	\$14,17	21	\$4,97	3	\$9,28	0	\$7,78	295	\$6,73

En 2024, la contratación del mercado primario se ubicó en **1,093 GBTUD**. En el agregado de **contratos que garantizan firmeza se registraron 818 GBTUD**.

En primer lugar, se encuentra que la modalidad contractual **firme al 95% que** representó el **50 %** del total de la contratación, se ubica en **547 GBTUD**, los cuales se distribuyen en **166 GBTUD** para la región de la Costa, **380 GBTUD** para la región de interior, y **1 GBTUD** para campos aislados. Por su parte la modalidad **con interrupciones** representó el **25,2 %** de la contratación total, mientras que la modalidad Firme representó 9,8 %.

Bajo las modalidades que garantizan firmeza, se contrató cerca del **74,8 %** del suministro de gas. En lo que respecta a la contratación de las principales fuentes de gas, se encuentra que **Cusiana, Cupiagua, Chuchupa, Ballena y Bullerengue**, para el año 2024, se contrataron por encima del **75 %** bajo la modalidad **CF95**, lo cual deja en evidencia la madurez que tienen estos campos de producción y su capacidad para garantizar un suministro constante de gas. Por otro lado, para las agrupaciones de **Bloque VIM 5 y Bloque Esperanza**, se observa un importante suministro contratado bajo las modalidades **con interrupciones**, lo cual obedece a que algunas de las fuentes de estas agrupaciones son campos en pruebas extensas, las cuales presentan producciones variables.

Finalmente, para el año 2024, se observó que los precios promedio ponderados de las fuentes de suministro de la Costa son más altos para las modalidades con interrupciones (**8,65 USD/MBTU**), CF95 (**6,91 USD/MBTU**) y firme (**6,56 USD/MBTU**), con respecto al Interior. Por su parte, para la región del Interior, los precios promedio ponderados más altos, se presentaron en la modalidad Opción de Compra (**7,14 USD/MBTU**).

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas–BEC). *Vinculo:* <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>.  
Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

- 17
- 1 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).
  - 2 Otros Interior. Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Maria Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.
  - 3 Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe
  - 4 Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuat, Cañandonga
  - 5 Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.
  - 6 Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.
  - 7. Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción del autoconsumo de las refinerías y el sector petroquímico, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

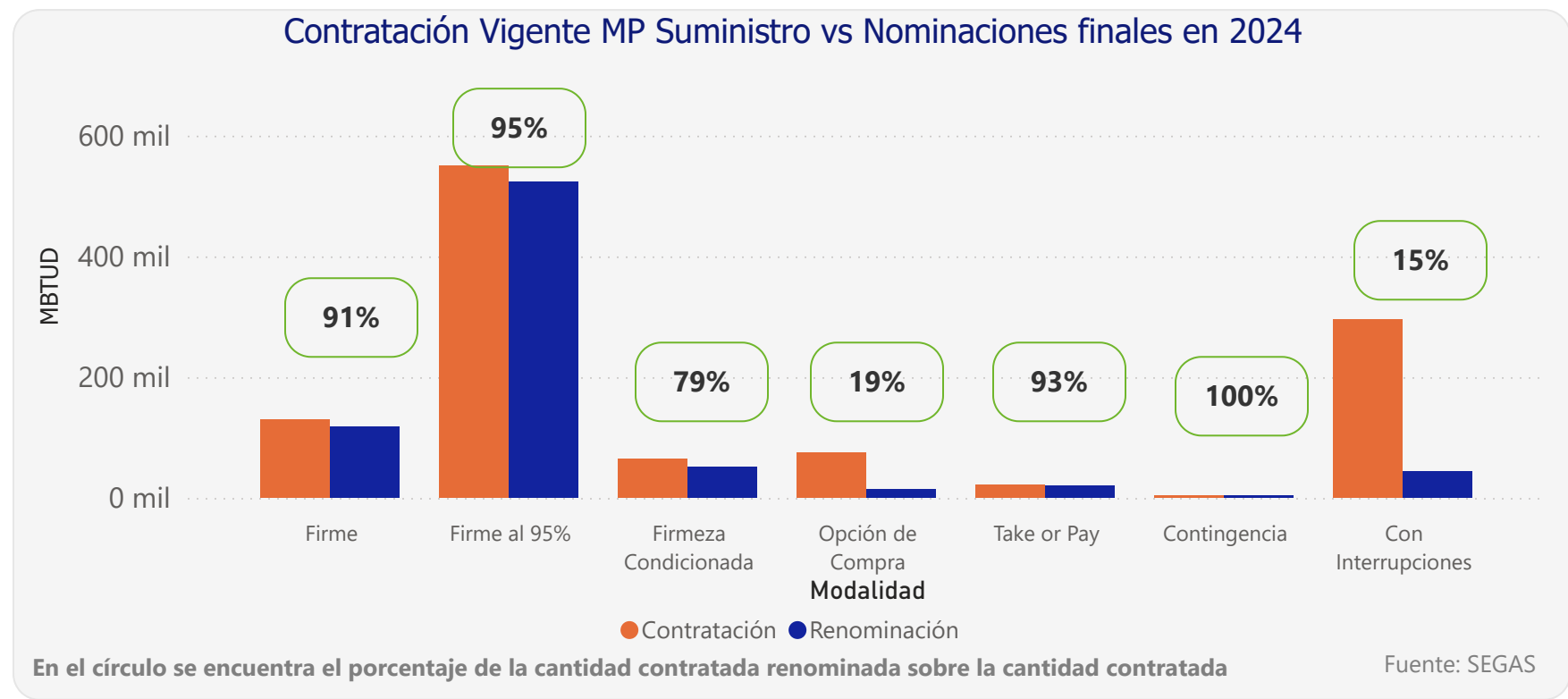
NOTA 4: Las cifras generales se aproximan a valores enteros.

NOTA 5: Los valores corresponden a un promedio de los días del año calendario 2024

NOTA 6: Precios promedio ponderado por cantidad



# Ejecución de la contratación del mercado primario de suministro en 2024



La **renominación** es una solicitud de suministro sometida a consideración del productor-comercializador, durante el día de gas, mediante la cual un comprador en el mercado primario **solicita ajustes sobre la nominación** del día -1 de gas. En caso tal de que no se presenten, se toma la nominación.

Con el objetivo de analizar la ejecución de la contratación se realizó el cálculo de la cantidad **nominada final** sobre la **cantidad contratada**, para cada una de las modalidades contractuales. En primer lugar, se observa que el porcentaje de ejecución de contratos más alta se presenta en las modalidades que garantizan firmeza: **Contingencia (100 %)**, **CF95 (95 %)**, **take or pay (93 %)**, **firme (91 %)**, **firmeza condicionada (79 %)** y **opción de compra (19 %)**. Resulta relevante destacar que, a pesar de que la cantidad contratada bajo la modalidad **con interrupciones** representa el **25,9 %** de la contratación total, esta solo se ejecuta en un **15 %** del total, lo cual representa cerca de **44 GBTUD**.

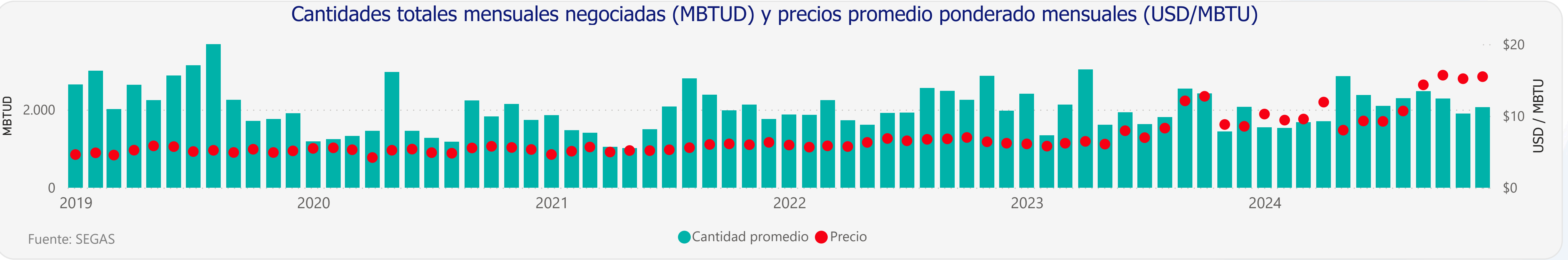
Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# Mercado secundario suministro - Negociaciones y Precios

**El mercado secundario** de acuerdo con lo establecido en el art. 3 de la Res. CREG 186 de 2020, es aquel en donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales.

**Participan como vendedores en este mercado:** Comercializadores, Usuarios No Regulados.; **Son compradores:** Productores - comercializadores, comercializadores de gas importado y Comercializadores.Arts. 29 y 30; Res. CREG 186 de 2020.



En 2024, el promedio diario de las cantidades transadas en el mercado secundario fue de aproximadamente **2.090 MBTUD**, frente a **2.028 MBTUD** en 2023. Esto representa un incremento nominal de **36,3 MBTUD** y una variación anual cercana al **3 %** en el promedio diario.

En 2024, el mayor volumen de cantidades se concentra en **mayo**, con **2.860 MBTUD**, es decir, **795,7 MBTUD** por encima del promedio anual. En contraste, **febrero** marca el mínimo, con **1.527 MBTUD**, cerca de **537,3 MBTUD** por debajo del promedio. En precios, en 2024 el promedio mensual se ubica en **11,58 USD/MBTU**, frente a **7,99 USD/MBTU** en 2023.

Número de operaciones por duración y modalidad contractual						
Modalidades y duración	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1. Firme	3629	2625	4843	5849	4781	6490
1 día	3365	2387	4454	5358	4032	5833
2 - 90 días	160	143	280	372	558	501
Más de 90 días	113	96	109	119	192	156
3. Firmeza Condicionada		2	1	23	45	87
1 día				8	31	10
2 - 90 días				1	2	49
Más de 90 días		2	1	14	12	28
4. Opción de Compra	2		1	3	11	6
1 día	2					
2 - 90 días			1	1	2	1
Más de 90 días				2	9	5
7. Contingencia	1	1	25	43	4	27
1 día		1	23	19	3	19
2 - 90 días				22		8
Más de 90 días	1		2	2	1	
9. Con Interrupciones	125	86	110	115	123	74
1 día	1					
2 - 90 días	91	47	39	55	76	32
Más de 90 días	33	39	71	60	47	42
Total	3757	2714	4980	6033	4964	6684

Estadísticas agregadas de negociaciones, mercado secundario suministro				
Año		2024		
modalidades y duración	Número de Operaciones	% Operaciones	Promedio de cantidad	Precio promedio
1. Firme	6490	97,08%	2.096,97	\$12,19
1 día	5833	86,98%	2.182,37	\$12,22
2 - 90 días	501	7,47%	1.447,39	\$12,14
Más de 90 días	156	2,62%	1.115,52	\$10,49
3. Firmeza Condicionada	87	1,30%	1.835,09	\$10,63
1 día	10	0,15%	1.459,60	\$11,73
2 - 90 días	49	0,73%	1.336,27	\$10,75
Más de 90 días	28	0,42%	2.842,14	\$10,32
4. Opción de Compra	6	0,09%	1.790,83	\$5,74
2 - 90 días	1	0,01%	500,00	\$11,50
Más de 90 días	5	0,07%	2.049,00	\$5,45
7. Contingencia	27	0,43%	894,66	\$15,84
1 día	19	0,31%	1.068,81	\$16,52
2 - 90 días	8	0,12%	437,50	\$11,52
9. Con Interrupciones	74	1,10%	2.260,30	\$10,33
2 - 90 días	32	0,48%	2.317,00	\$10,84
Más de 90 días	42	0,63%	2.217,10	\$9,92
Total	6684	100,00%	2.089,90	\$12,15

En 2024, el mercado secundario de suministro registró 6.684 operaciones. La contratación de corta duración fue la predominante: 5.862 operaciones (87,7 %) se realizaron a 1 día.

Este comportamiento se explica casi por completo por la modalidad Firme, que concentró 6.490 operaciones (97,1 % del total).

Dentro de esta, predominaron las operaciones a 1 día (5.833; 89,9 %), mientras que las duraciones de 2 a 90 días (501; 7,7 %) y de más de 90 días (156; 2,4 %) fueron marginales.

En contraste, las modalidades menos frecuentes se concentraron en horizontes más largos:

- **Con Interrupciones** no registró operaciones a 1 día y se concentró en más de 90 días (42; 56,8 %) y en el rango de 2 a 90 días (32; 43,2 %).
- **Firmeza Condicionada** se distribuyó principalmente en el rango de 2 a 90 días (49; 56,3 %) y en más de 90 días (28; 32,2 %).
- **Contingencia** fue mayoritariamente a 1 día (19; 70,4 %).
- **Opción de Compra** fue puntual, pero casi exclusivamente en el rango de 2 a 90 días (1; 16,7 %).

**Notas aclaratorias:**

La información aquí presentada es el consolidado del comportamiento del mercado secundario de gas natural en cuanto a transacciones se refiere y, comprende lo siguiente:

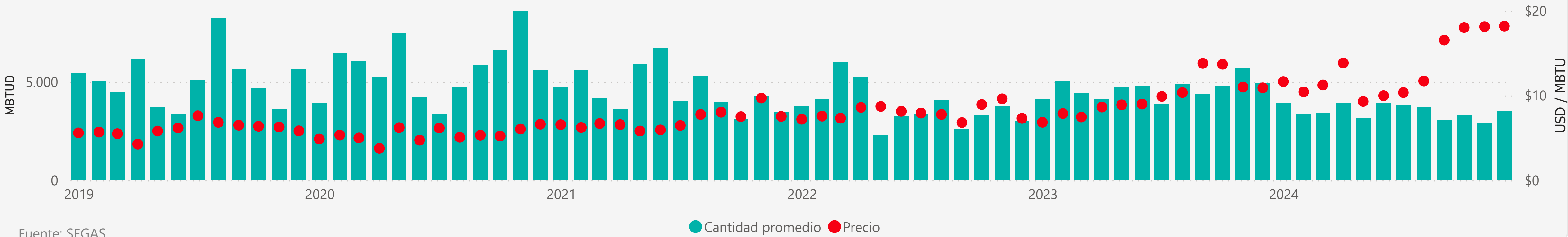
- i) Cantidades negociadas y registradas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2024.
- ii) Las cantidades presentadas en esta sección, no toman en cuenta las vigencias de los contratos registrados.
- iii) Cantidades transadas en el mercado por medio de los mecanismos de: Negociación Directa, Subasta de Suministro con Interrupciones - SSCI y Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo - SUVCP
- iv) Las modalidades: Con interrupciones, Contingencia, Firme, Firmeza condicionada, Opción de compra; y considera todas las duraciones.
- v) Contratos únicamente en estado "Contrato registrado".

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas–BEC). *Vinculo:* <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>. Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# Mercado Minorista - Negociaciones

Cantidades totales mensuales negociadas (MBTUD) y precios promedio ponderado mensuales (USD/MBTU)



En 2024, el promedio diario de las cantidades transadas en el mercado minorista fue de aproximadamente 3.465 MBTUD, frente a 4.655 MBTUD en 2023. Esto representa una disminución nominal de 1.190 MBTUD y una variación anual cercana al 25,5 % en el promedio diario.

En 2024, el mayor volumen de cantidades se concentra en abril, con 3.925 MBTUD, es decir, 424,33 MBTUD por encima del promedio anual. En contraste, noviembre marca el mínimo, con 2.881 MBTUD, cerca de 619,6 MBTUD por debajo del promedio. En precios, en 2024 el promedio mensual se ubica en 13,87 USD/MBTU, frente a 9,9 USD/MBTU en 2023.

Número de operaciones por duración y modalidad contractual

Modalidad y duración	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<div>1. Firme</div>	1626	1020	1260	2474	3643	4028
1 día	1604	1000	1214	2407	3498	3842
2 - 90 días	6	6	26	48	121	99
Más de 90 días	16	16	20	19	26	87
<div>2. Firme al 95%</div>	2		3		1	
1 día			1		1	
Más de 90 días	2		2			
<div>3. Firmeza Condicionada</div>	1		2	3	7	8
2 - 90 días					1	4
Más de 90 días	1		2	3	6	4
<div>4. Opción de Compra</div>	3			4	5	5
1 día	1					
2 - 90 días	2				2	
Más de 90 días				4	3	5
<div>5. Take or Pay</div>						1
<div>6. Otras</div>				1	3	5
1 día						1
2 - 90 días					2	4
Más de 90 días				1	1	
<div>7. Contingencia</div>			2	11	1	3
1 día			1	6	1	
2 - 90 días			1	5		3
<div>9. Con Interrupciones</div>	37	41	47	21	26	51
1 día	3	3	4		1	11
2 - 90 días	18	20	10	7	6	25
Más de 90 días	17	18	33	14	19	15
Total	1669	1061	1314	2514	3686	4101

Fuente: SEGAS

Estadísticas agregadas de negociaciones, mercado secundario suministro

Año	2024			
Modalidad y duración	Número de Operacion	% Operación	Promedio de cantidad	Precio promedio
<div>1. Firme</div>	4028	98,22%	3.386,07	\$13,70
1 día	3842	93,68%	3.441,91	\$13,67
2 - 90 días	99	2,41%	3.935,52	\$14,56
Más de 90 días	87	2,12%	294,79	\$13,11
<div>3. Firmeza Condicionada</div>	8	0,20%	2.387,50	\$15,11
2 - 90 días	4	0,10%	3.500,00	\$16,41
Más de 90 días	4	0,10%	1.275,00	\$11,53
<div>4. Opción de Compra</div>	5	0,12%	16.186,60	\$20,46
Más de 90 días	5	0,12%	16.186,60	\$20,46
<div>5. Take or Pay</div>	1	0,02%	5.444,00	\$14,47
<div>6. Otras</div>	5	0,12%	4.843,80	\$10,85
1 día	1	0,02%	4.000,00	\$10,74
2 - 90 días	4	0,10%	5.054,75	\$10,87
<div>7. Contingencia</div>	3	0,07%	8.023,33	\$16,88
2 - 90 días	3	0,07%	8.023,33	\$16,88
<div>9. Con Interrupciones</div>	51	1,24%	8.360,82	\$18,15
1 día	11	0,27%	2.770,18	\$16,10
2 - 90 días	25	0,61%	5.165,20	\$18,31
Más de 90 días	15	0,37%	17.786,67	\$18,31
Total	4101	100,00%	3.467,27	\$13,87

Fuente: SEGAS

Para el periodo 2019 - 2024, se observa que el comportamiento del mercado Minorista se concentra en transacciones de modalidad firme con duración de un día, representando para el periodo un total de 4.030 operaciones equivalentes al 98 % del total de negociaciones realizadas durante 2024.

En general, y con excepción del año 2020 (pandemia) se evidencia que el dinamismo de este mercado va en aumento, ya que anualmente y de manera sostenida se han venido incrementando el número de transacciones que en él tienen lugar. En cuanto a las estadísticas agregadas de los contratos negociados y registrados en SEGAS durante 2024, se resalta que si bien, la modalidad firme la cantidad de negociaciones es la más representativa (98,2 %), esta no lo es en cuanto a valor nominal (precio x cantidad) negociado (11,8 %).

El mercado **Minorista** se caracteriza porque:

- i) En él solo pueden participar agentes Comercializadores en calidad de vendedores y Usuarios No Regulados como compradores.
- ii) Se desarrollan únicamente negociaciones directas.
- iii) Se dispone de tres tipos de productos: Suministro de gas natural; Transporte de Gas Natural; Suministro y Transporte en conjunto.

Notas aclaratorias:

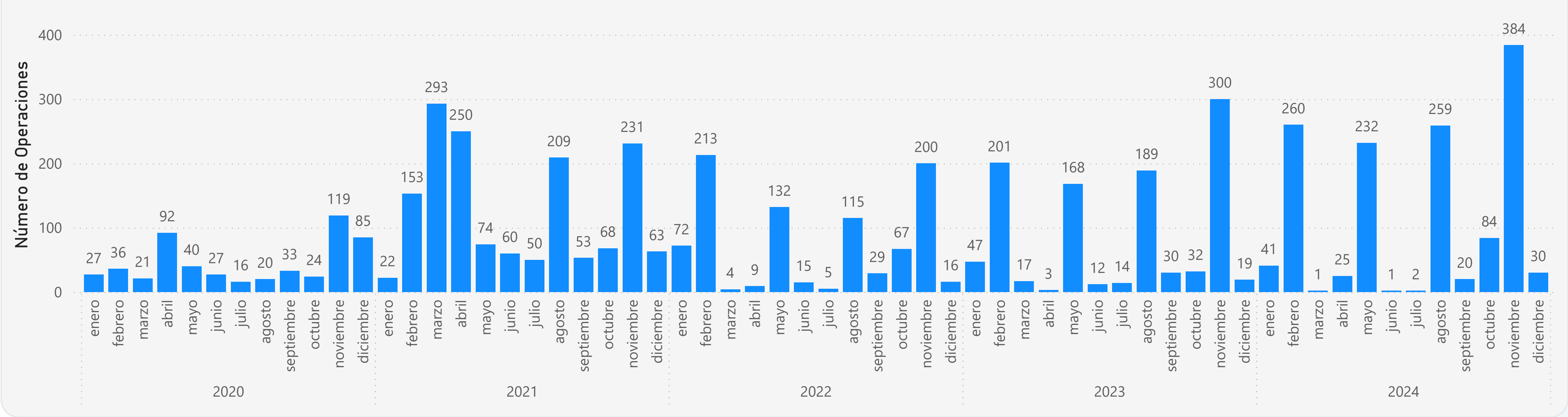
- La información aquí presentada es el consolidado del comportamiento del mercado Minorista en cuanto a transacciones se refiere y, comprende lo siguiente:
- i) Cantidades negociadas y registradas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2024.
  - ii) Las cantidades presentadas en esta sección, no toman en cuenta las vigencias de los contratos registrados.
  - iii) Todas las modalidades contractuales y considera todas las duraciones.
  - iv) Contratos únicamente en estado “Contrato registrado”.

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas–BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# Mercado primario de transporte - negociaciones y capacidades

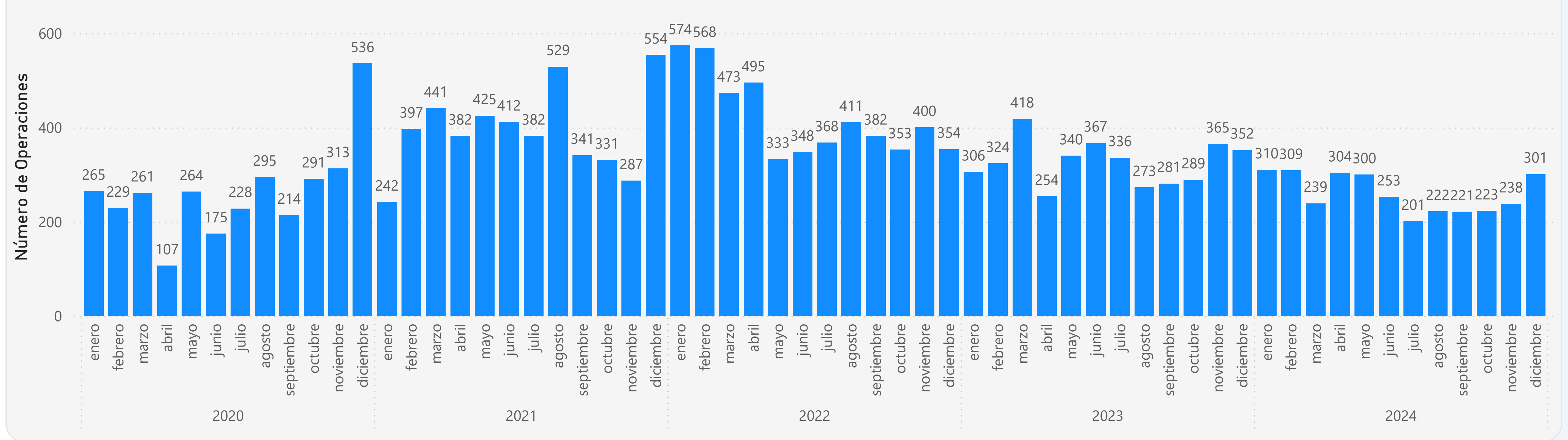
Número de negociaciones - Capacidad de transporte mercado primario



En el acumulado anual, el numero de operaciones correspondientes a capacidad de transporte en el mercado primario para 2024, registró **1.339 negociaciones** y se ubica como el **segundo año con mayor actividad**, solo por debajo de 2021 (**1.526**). Se evidencia un crecimiento entre 2020 (**540**) y 2021 (**1.526**), seguido de una disminución en 2022 (**877**) y un crecimiento para 2023 (**1.032**). Teniendo en cuenta lo anterior, 2024 crece frente a 2023 en un **29,7 %**.

En 2024, los picos de negociaciones se centran en el ultimo mes de cada trimestre estándar de negociación, estando en línea con la regulación vigente. **Febrero (260), mayo (232), agosto (259) y noviembre (384)** concentran **1.135 negociaciones**, equivalentes al **84,8 %** del total anual. El año cierra con 384 negociaciones en noviembre, el mes más alto de toda la serie.

Número de negociaciones - Capacidad de transporte mercado secundario



En el acumulado anual de 2024, el número de operaciones de capacidad de transporte en el mercado secundario fue de **3.121 negociaciones**. Este resultado ubica a 2024 como el año de menor actividad, por debajo del periodo analizado.

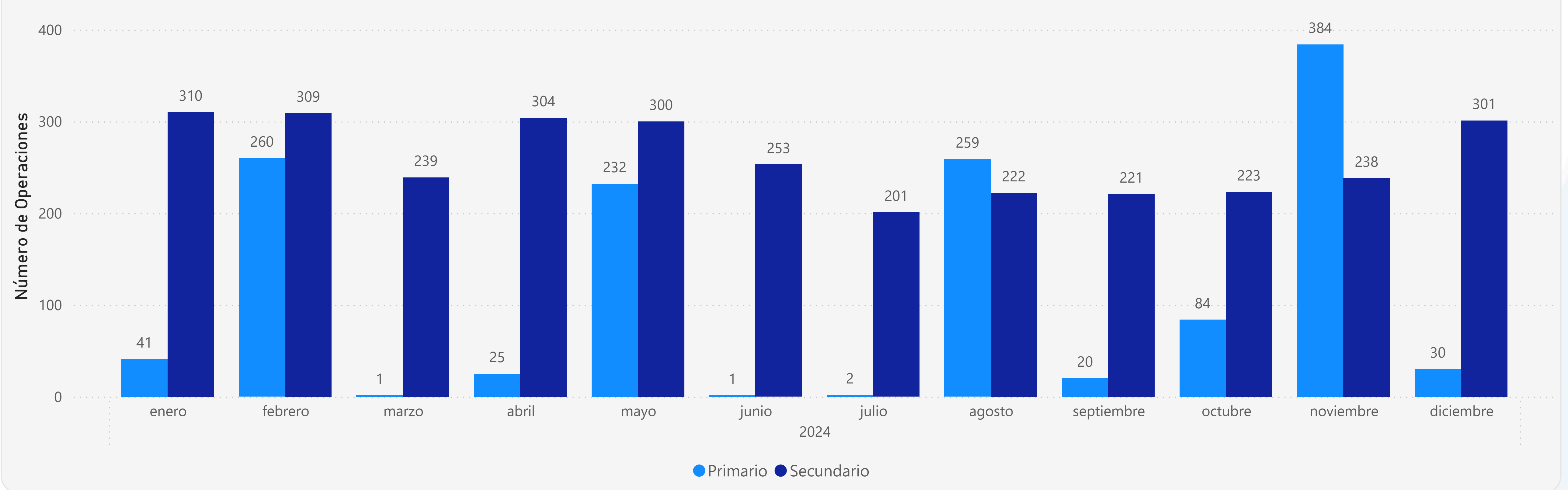
A diferencia del mercado primario, el mercado secundario no presenta picos de negociación en meses específicos, ya que en el mercado secundario las negociaciones pueden realizarse en cualquier momento de los trimestres estándar de negociación. Desde 2022, la cantidad de negociaciones se ha estabilizado y muestra baja variabilidad entre meses. En lo corrido de 2024, el volumen se ha ubicado entre **201** y **310** negociaciones por mes.

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos transporte (Segas-BEC). *Vinculo:* <https://www.bmbec.com.co/bi-gas/contratos-transporte>. Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



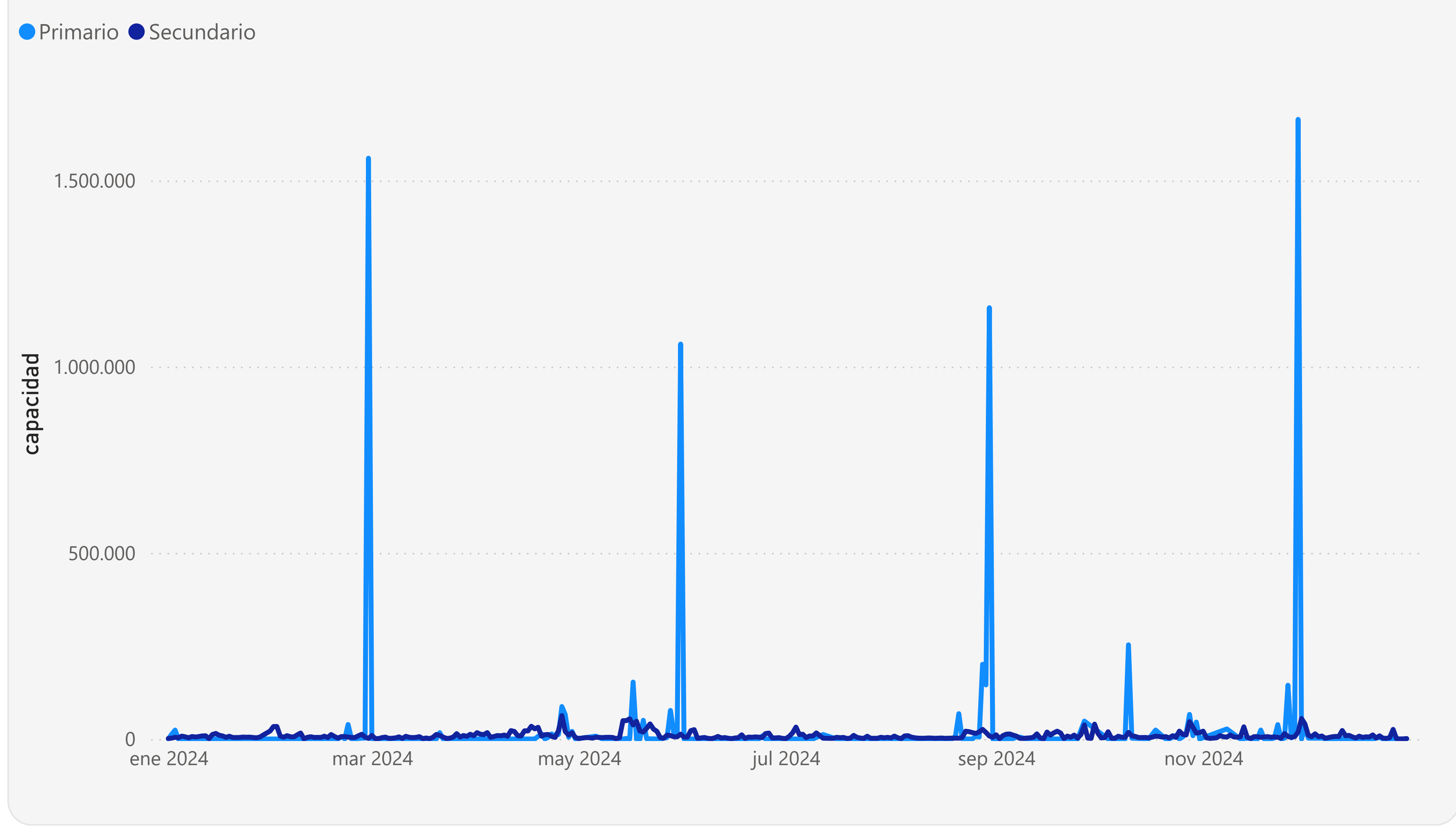
# Mercado primario de transporte - negociaciones y capacidades

Número de negociaciones - Capacidad de transporte mercado primario vs secundario



Mercado primario vs. mercado secundario

Capacidades negociadas - KPCD



En 2024, el **mercado secundario** concentra más numero de negociaciones que el **mercado primario** y, además, muestra un comportamiento más estable. En promedio, registra **260,1** negociaciones al mes, por lo que durante la mayor parte del año se mantiene en un rango de **200 a 310** negociaciones. Su máximo se presenta en **enero (310)**, muy cerca de **febrero (309)**, y su mínimo en **julio (201)**.

El **mercado primario**, en contraste, es marcadamente más volátil. Los picos se concentran en **noviembre (384)** y en meses puntuales como **febrero (260)** y **agosto (259)**. En los meses de menor actividad, los niveles son casi nulos: **marzo (1)** y **junio (1)**, además de **julio (2)**.

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos transporte (Segas-BEC). Vinculo: <https://www.bmbec.com.co/bi-gas/contratos-transporte>. Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural



# 5. Operatividad del mercado



Los tramos **Centauros–Granada, Pradera–Popayán, Guando–Fusagasugá, Apiay–Usme, Mariquita–Gualanday** y **Sardinata–Cúcuta** presentan un **factor de uso real** superior al **80 %**.

En el **histórico 2020–2024** (promedios mensuales de cada año, en GBTUD), 2024 evidencia un cambio estructural liderado por el sistema costa. **Este sistema tuvo una inyección promedio de 473,3 GBTUD, 18,3 % por encima de 2023 (400,3) y 38,8 % por encima del promedio 2020–2022 (341,1). El incremento se explicó casi por completo por el gas importado: alcanzó 225,1 GBTUD (166,4 % frente a 2023) y representó 47,6 % del total del sistema costa.** En contraste, **el gas nacional en costa cayó a 248,3 GBTUD.**

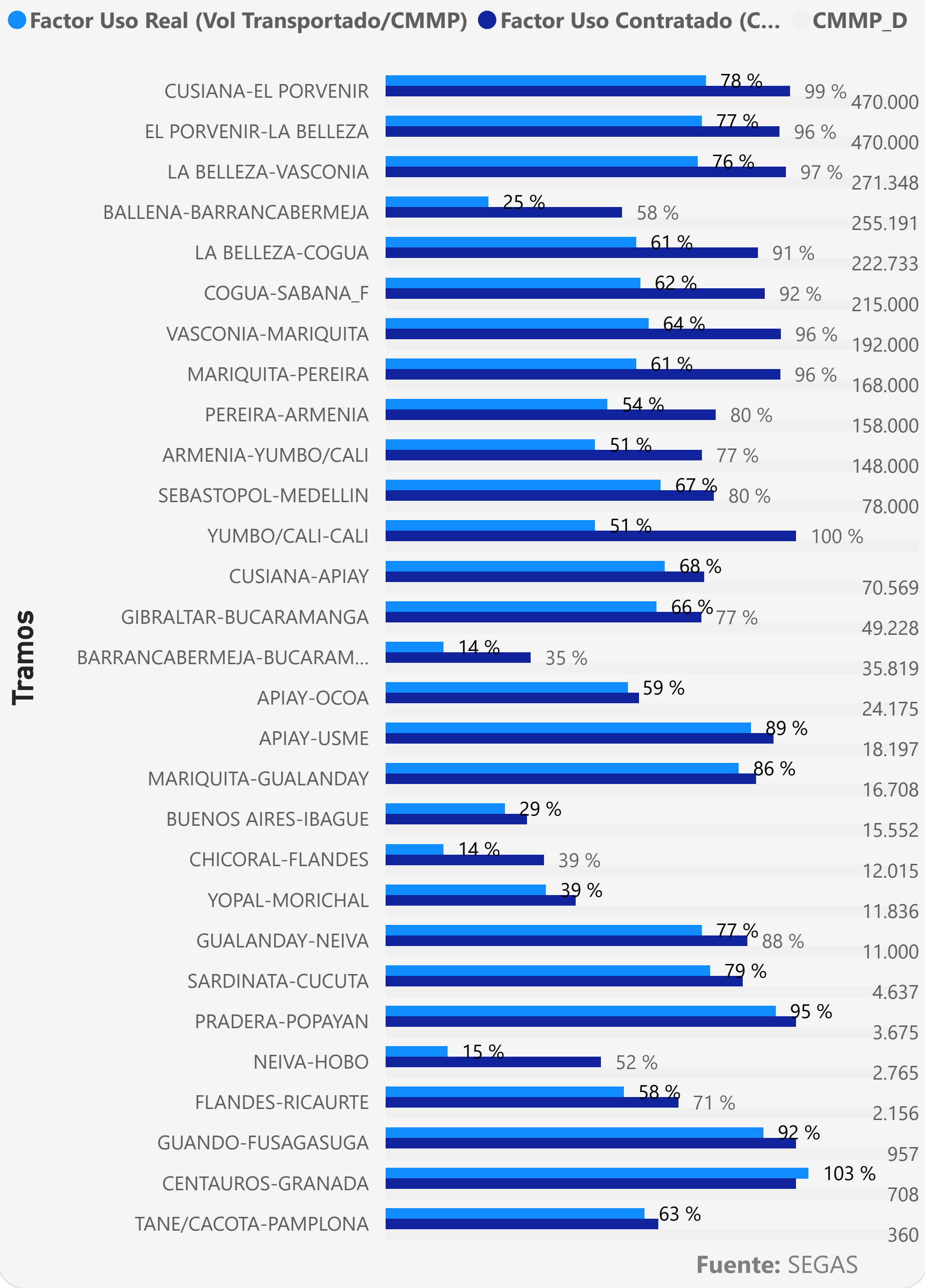
En 2024, el **sistema costa** mostró alta volatilidad asociada a la importación. Registró un pico en **abril** de 648 GBTUD inyectados, de los cuales **412 GBTUD fueron importados (63,6 % del mes)**, y un valle en junio de 323 GBTUD, con solo 37 GBTUD importados (11,5 %). El componente importado osciló entre 37 y 413 GBTUD (rango de 376 GBTUD) y alcanzó una participación máxima de 67,4 % en octubre.

En contraste, el **sistema interior** (inyección nacional) **se mantuvo estable en 2024, con un promedio de 569,6 GBTUD.** Su máximo se registró en **abril (599 GBTUD)** y los mínimos, en **enero y diciembre (535 GBTUD).**

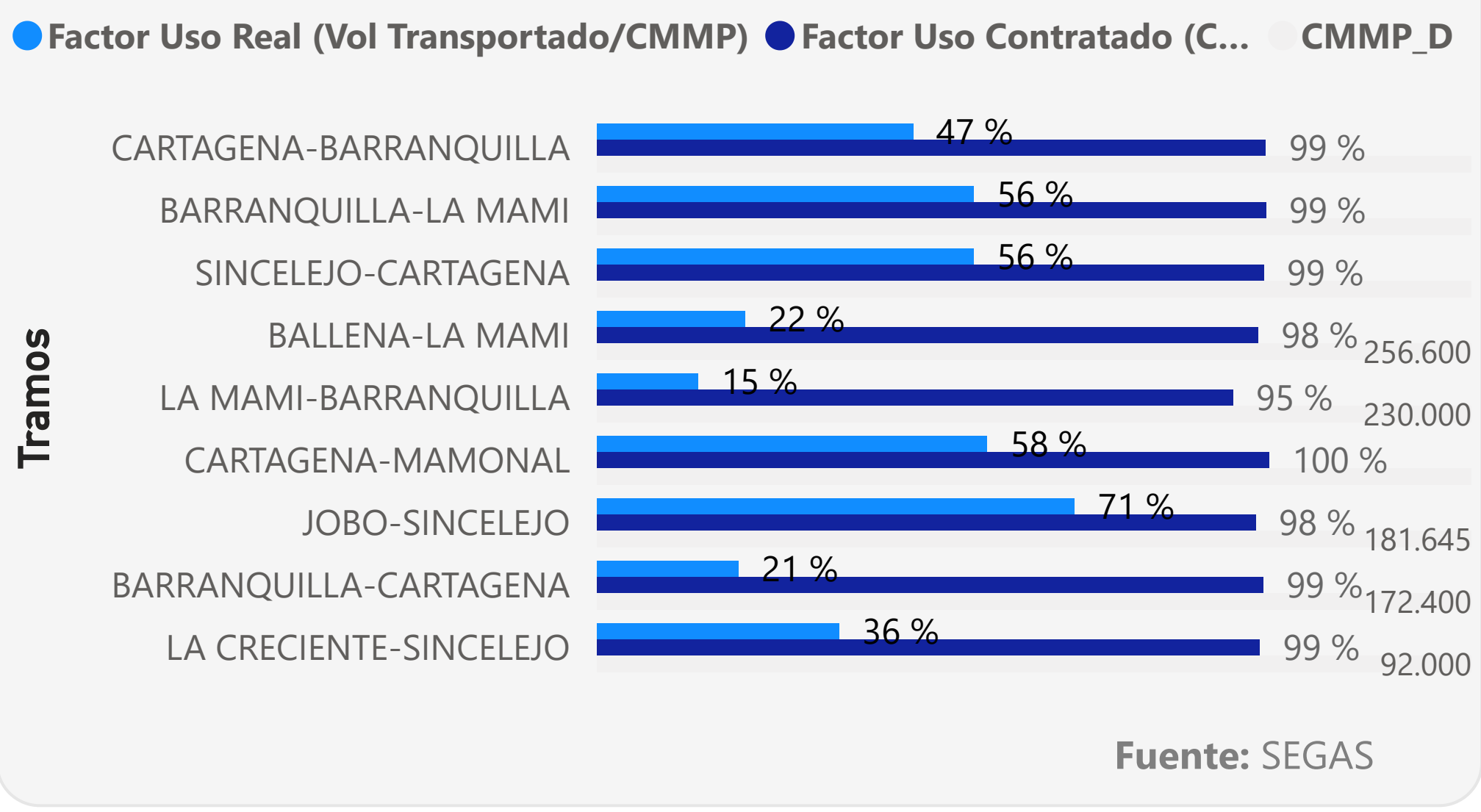
Al sumar los dos sistemas, **el total promedio inyectado ascendió a 1.049 GBTUD** en 2024; sin embargo, el volumen nacional agregado bajó a 817,8 GBTUD, por lo que el importado ganó participación y explicó 21,6 % del total.



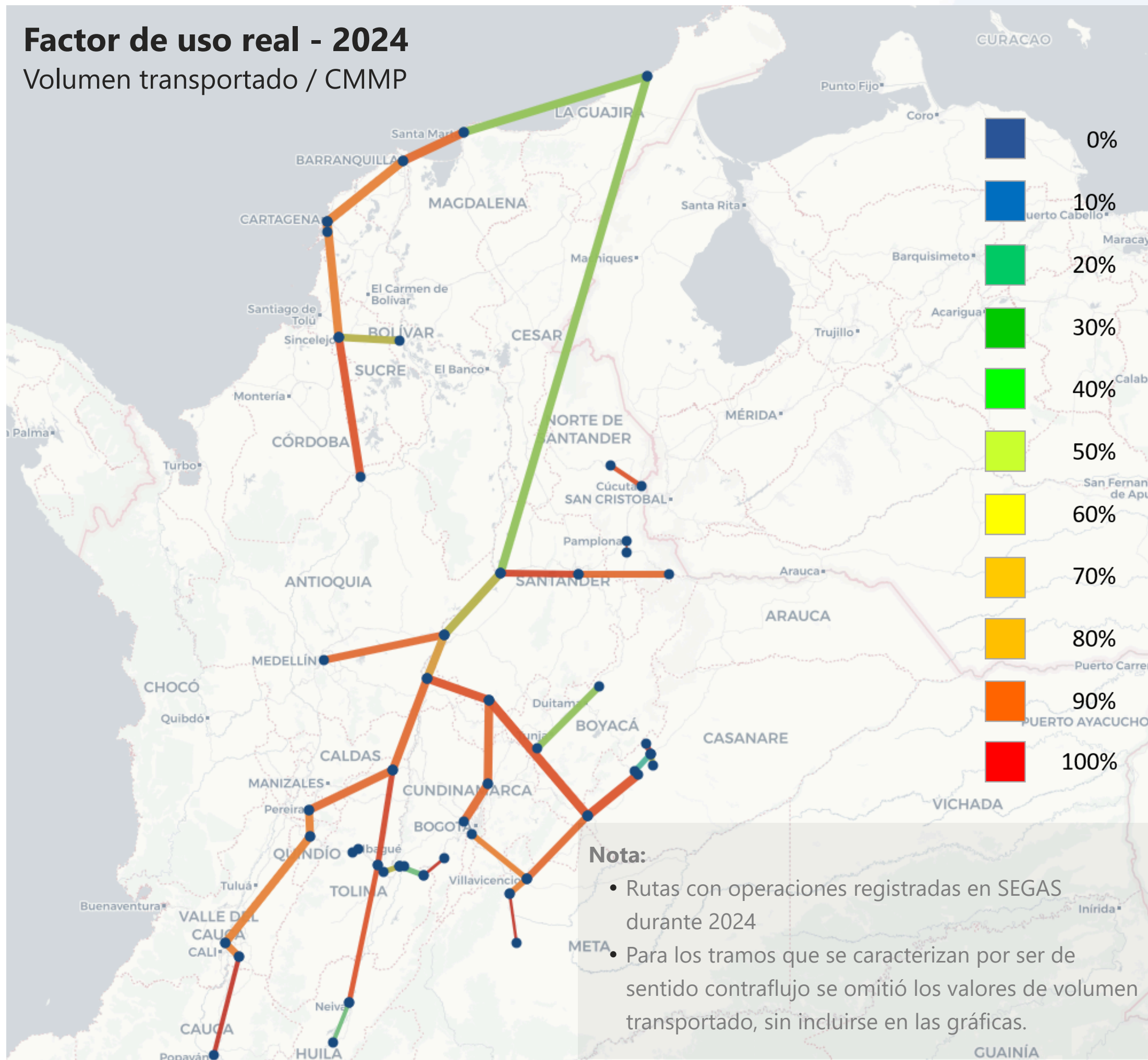
### Factor de Uso - Interior



### Factor de Uso - Costa



Factor de uso real - 2024  
Volumen transportado / CMMP



Los gasoductos que atienden directamente los principales centros de consumo se caracterizan por tener un alto nivel de contratación y uso. Ahora bien, teniendo en cuenta los aumentos esperados en la demanda, es relevante buscar una ampliación de capacidad de transporte en estos tramos con el objeto de garantizar la atención a los usuarios regulados y no regulados que allí se encuentran.

Del mapa anterior se evidencia la necesidad de implementar nueva infraestructura de transporte de gas natural con el objetivo de tener un sistema más redundante y menos radial, que permita reducir la vulnerabilidad de los principales tramos regulatorios ante eventos de fuerza mayor o causa extraña. De manera puntual, la construcción de un gasoducto que conecte los campos de Sucre y Córdoba con el interior del país puede brindar mayor seguridad en la cadena de prestación del servicio, ruta que ya se utiliza para transportar otros energéticos.

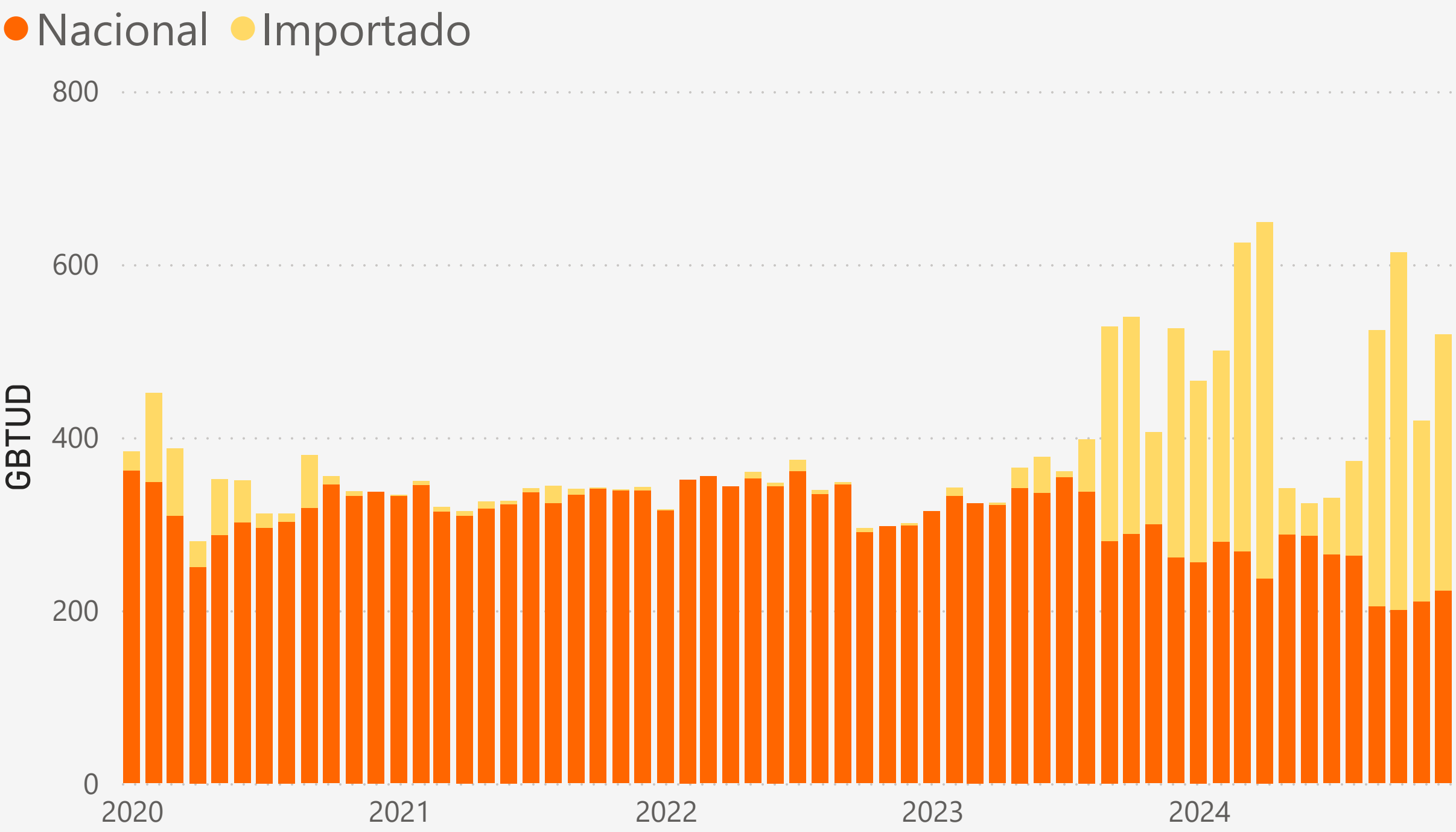
Los tramos **Cusiana-El Porvenir**, **El Porvenir-La Belleza** y **La Belleza-Cogua**, son importantes corredores para el transporte de gas producido desde los principales campos del país. Cusiana, Cupiagua y Pauto son los campos que inyectan el suministro de gas natural que es transportado por estos tramos, dada la necesidad de transportar este gas principalmente hacia la demanda del interior del país.

El **Factor de uso real** se define como la relación entre el volumen transportado real en cada tramo y la capacidad máxima de mediano plazo en un horizonte de tiempo proyectado. Por su parte, el **Factor de uso Contratado** se refiere a la relación entre las cantidades contratadas en el Mercado primario para cada tramo y la capacidad máxima de mediano plazo.

**Nota:** Tramos ordenados de mayor a menor CMMP. En lo que respecta a la información de volumen transportado se extrae directamente del BEO de los transportadores. La información sobre la contratación de los tramos del SNT es preliminar, de acuerdo al proceso de revisión regulatorio realizado por el Gestor del Mercado. Estos datos pueden variar o permanecer constantes de acuerdo a lo procesado por el Gestor y lo indicado por los transportadores y remitentes.



Energía inyectada - Sistema Costa

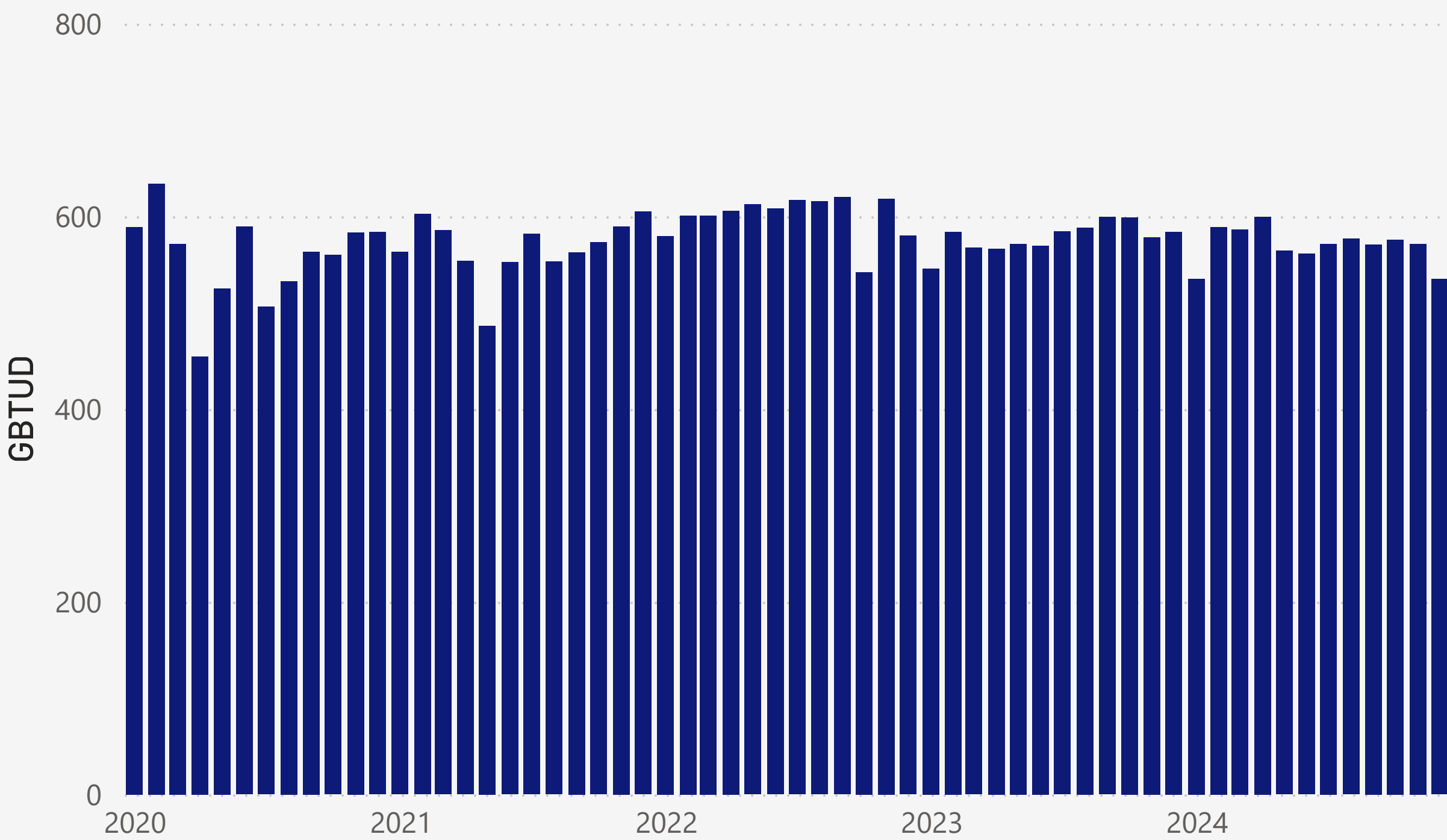


Fuente: SEGAS

En 2024 la energía inyectada al Sistema Costa fue en promedio **473,3 GBTUD**. Esto representó un aumento de **18,3 %** frente al **promedio 2023 (400,3 GBTUD)** y un **crecimiento de 33,0 %** sobre el **promedio histórico 2020–2023 (355,9 GBTUD)**. La **inyección de gas importado fue de 225,1 GBTUD** y **Nacional 248,3 GBTUD**; la **variación del promedio 2024–2023** presentó un aumento de **192% del gas importado, aumentando en 140,6 GBTUD**, mientras el **nacional disminuyó en 67,5 GBTUD**.

El 2024 en suma, tanto importado como nacional presenta un comportamiento de **picos en marzo (625 GBTUD)** y **abril (648 GBTUD)**.

Energía inyectada - Sistema Interior



Fuente: SEGAS

**En 2024 el promedio mensual fue 569,6 GBTUD**, 6,1 GBTUD por debajo del histórico y 8,5 GBTUD por debajo de 2023. El mes que aportó la máxima inyección fue abril con 599 GBTUD, mientras que el mes con menos inyección de gas en el sistema interior fue diciembre con 535 GBTUD.

Se observa que para el periodo analizado el máximo se presentó en febrero del 2020 con 634 GBTUD mientras que el mínimo se presentó en abril del mismo año con 454 GBTUD.



# Mantenimientos 2024 (Suministro y transporte)

## Mantenimientos durante 2023

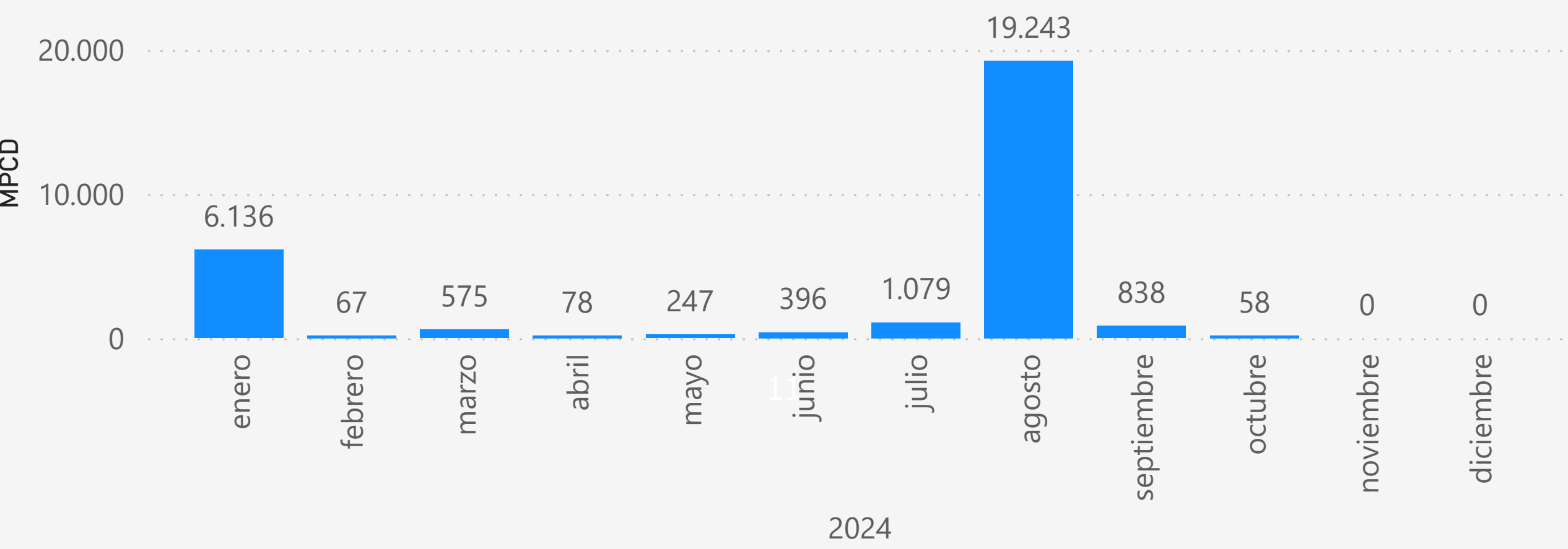
No.	Programacion	Fecha inicio del mantenimiento	Fecha finalización del mantenimiento	Restricción (MPCD)
1	CUPIAGUA	4/01/2024	15/01/2024	210
2	GIBRALTAR	22/03/2024	23/03/2024	31
6	CHUCHUPA-B	28/02/2024	1/03/2024	21.6
7	CHUCHUPA-B	14/02/2024	15/02/2024	2.9
8	CHUCHUPA-B	26/02/2024	27/02/2024	2.7
11	GUAJIRA	16/01/2024	26/01/2024	2.7
16	FSRU-PLANTA1	10/01/2024	10/01/2024	400
17	GASODUCTO-BARRANCA-PAYOA-BUCARAMANGA	25/02/2024	25/02/2024	10
20	TRAMO-BALLENA-BARRANCABERMEJA	5/07/2024	8/07/2024	63.178
21	TRAMO-APIAY-USME	1/08/2024	1/08/2024	8.5
23	BONGA-MAMEY	1/07/2024	27/06/2024	35
25	ARJONA	24/05/2024	25/05/2024	2.2
27	CHUCHUPA-B	10/05/2024	10/05/2024	3
28	CHUCHUPA-B	13/05/2024	15/05/2024	2.1
29	CHUCHUPA-B	13/07/2024	18/07/2024	89.1
31	CHUCHUPA-B	8/07/2024	10/07/2024	3
32	CHUCHUPA-B	29/07/2024	1/08/2024	2
39	BULLERENGUE	10/04/2024	14/04/2024	3.4
40	BULLERENGUE	20/05/2024	24/05/2024	4
42	GUAJIRA	10/04/2024	10/04/2024	2.6
46	BALLENA	28/05/2024	30/05/2024	2.7
53	S-COMPRESION-CENTRFUGO	18/09/2024	20/09/2024	2.4
54	GUAJIRA	20/05/2024	23/05/2024	8.5
56	BONGA-MAMEY	2/07/2024	5/07/2024	9.8
57	ARJONA	6/05/2024	8/05/2024	2.2
58	FLORENA	8/06/2024	9/06/2024	2
59	BULLERENGUE	27/06/2024	30/09/2024	4
60	BULLERENGUE	1/10/2024	14/10/2024	5.1
63	CHUCHUPA-B	2/08/2024	2/08/2024	7.2
64	BONGA-MAMEY	2/09/2024	3/09/2024	7.8
65	CHUCHUPA-B	30/07/2024	30/07/2024	2.6
66	FLORENA	24/08/2024	25/08/2024	2.5
67	BALLENA	15/08/2024	28/08/2024	4
68	BONGA-MAMEY	2/09/2024	3/09/2024	12.2
69	S-COMPRESION-CENTRFUGO	10/09/2024	10/09/2024	7.7
71	FSRU-PLANTA1	21/09/2024	21/09/2024	400
72	FSRU-PLANTA1	25/09/2024	25/09/2024	400
73	FSRU-PLANTA2	16/09/2024	23/09/2024	2.6
75	FSRU-PLANTA4	20/09/2024	20/09/2024	2.9
76	FSRU-PLANTA5	23/09/2024	24/09/2024	5.8

Fuente: CNO-Gas

En 2024 se registraron **40 mantenimientos**. En términos mensuales, **el promedio fue de 4 mantenimientos por mes**,. Los registros estuvieron por encima del promedio en mayo (7), julio (6) y septiembre (9). **Septiembre, además, concentró la mayor afectación agregada por restricciones, con 841,4 MPCD**, impulsada principalmente por eventos en FSRU-PLANTA1 (**incluidos mantenimientos de 400 MPCD**) y complementada por actividades en BONGA-MAMEY y S-COMPRESION-CENTRFUGO. En contraste, **en enero se registraron pocos eventos (3), pero la restricción total fue elevada (612,7 MPCD)** por mantenimientos en FSRU-PLANTA1 (400 MPCD) y CUPIAGUA (210 MPCD).

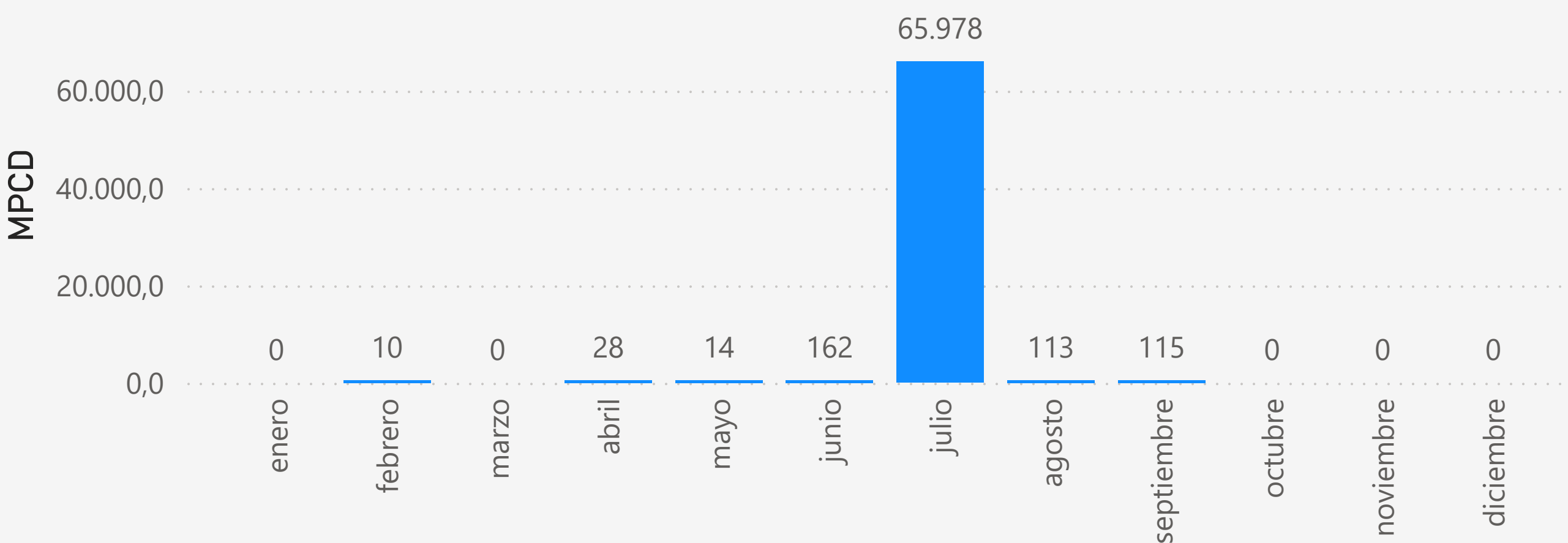
En julio se registró la mayor restricción asociada a mantenimientos (transporte). Esta se relacionó con el mantenimiento del **tramo Ballena–Barrancabermeja**, que generó una restricción de 63,1 MPCD.

Restricciones promedio dia-mes por eventos (Suministro)



Fuente: CNO-Gas

Restricciones promedio dia-mes por eventos (Transporte)



Fuente: CNO-Gas



# 6. Mecanismos centralizados

Las subastas administradas por el Gestor del Mercado de Gas Natural son mecanismos establecidos por el Regulador para promover la comercialización de gas natural en el país. Estos mecanismos, reúnen a los compradores y vendedores interesados en realizar transacciones de suministro o de capacidad de transporte en el mercado mayorista, y en función de las características de los mecanismos en los cuales participen (modalidades, vigencias, tipo de subasta, precios de reserva, constitución de garantías, etc.).

Una vez se realiza el proceso de ejecución de la subasta, son implementadas las reglas de adjudicación establecidas por la resolución vigente aplicable para cada mecanismo, generando así las curvas de oferta y demanda agregada que finalmente dan paso a las adjudicaciones.

Las subastas más concurridas por los agentes son las de Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Transporte y la de Suministro con Interrupciones.

***Las resoluciones aplicable en esta materia son las siguientes:***

***Res. CREG 185 de 2020; Res CREG 186 de 2020; Res CREG 001 de 2021; Res CREG 136 de 2014; Res. CREG 005 de 2017***



# Subastas mercado primario - Suministro con interrupciones

La Subasta de **Suministro Con Interrupciones (SSCI)** es una subasta de sobre cerrado donde los vendedores del mercado primario y secundario ponen a disposición del mercado las cantidades de suministro que poseen disponibles bajo la modalidad con interrupciones para un periodo de un mes, cuyo precio de reserva es definido por el titular, siguiendo el procedimiento definido en el anexo 6 de la resolución CREG 186 de 2020.

En este mecanismo de comercialización, en 2024 el 100% de las cantidades ofertadas de manera agregada fueron adjudicadas y el 73% fueron registradas, debido a que hubo desistimientos en algunas operaciones por parte de los agentes.

## HISTORICO DE LAS SUBASTAS DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES

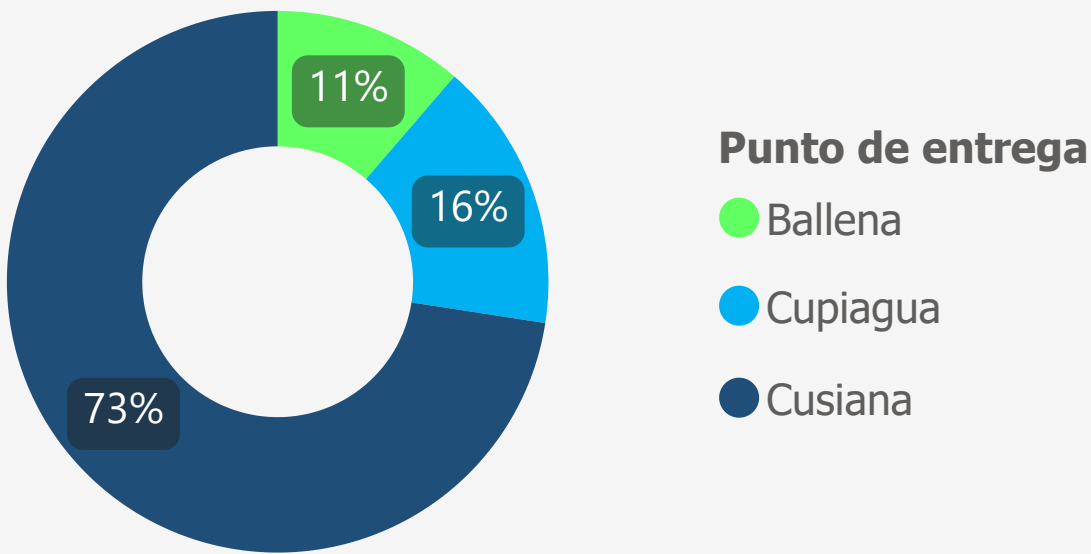
Año	Nº puntos de entrega ofrecidos	Nº subastas (1)	Nº subastas adjudicadas	Nº operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	Nº contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Cantidad ofrecida agregada (MBTUD)	Cantidad adjudicada (MBTUD)	Cantidad registrada (5) (MBTUD)
2018	3	12	10	34	31	3	9 %	435.163	256.881	247.801
2019	5	12	12	65	63	2	3 %	642.227	470.680	441.937
2020	5	11	11	57	55	2	4 %	445.116	280.461	278.131
2021	4	12	12	79	77	2	3 %	214.664	214.664	209.944
2022	4	12	12	71	71	0	0 %	190.752	190.652	188.652
2023	5	12	12	56	54	2	4 %	175.367	154.278	126.713
2024	3	5	5	12	9	3	25 %	38.019	38.019	27.702

### Distribución de la cantidad ofrecida por punto de entrega (MBTUD)

Punto de entrega	2023	2024
Ballena	54.231	4.244
Cupiagua	22.389	6.051
Cusiana	67.825	27.724
Otros	30.922	
Total	175.367	38.019

- (1)Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.
- (2)Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas
- (3)Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.
- (4)Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.
- (5)Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.

### Distribución de la cantidad ofrecida en 2024



Fuente: SEGAS



# Subastas mercado secundario - Úselo o véndalo de corto plazo de suministro

En el año 2024, la Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro (SUVCP) se destacó por los posturas de oferta, especialmente en los campos de Cupiagua y Cusiana con el 68% y 29% de la cantidades respectivamente. Estos campos declararon cantidades no nominadas de contratos con garantía de firmeza durante 86 días, pero tuvieron una baja adjudicación y registro de contratos.

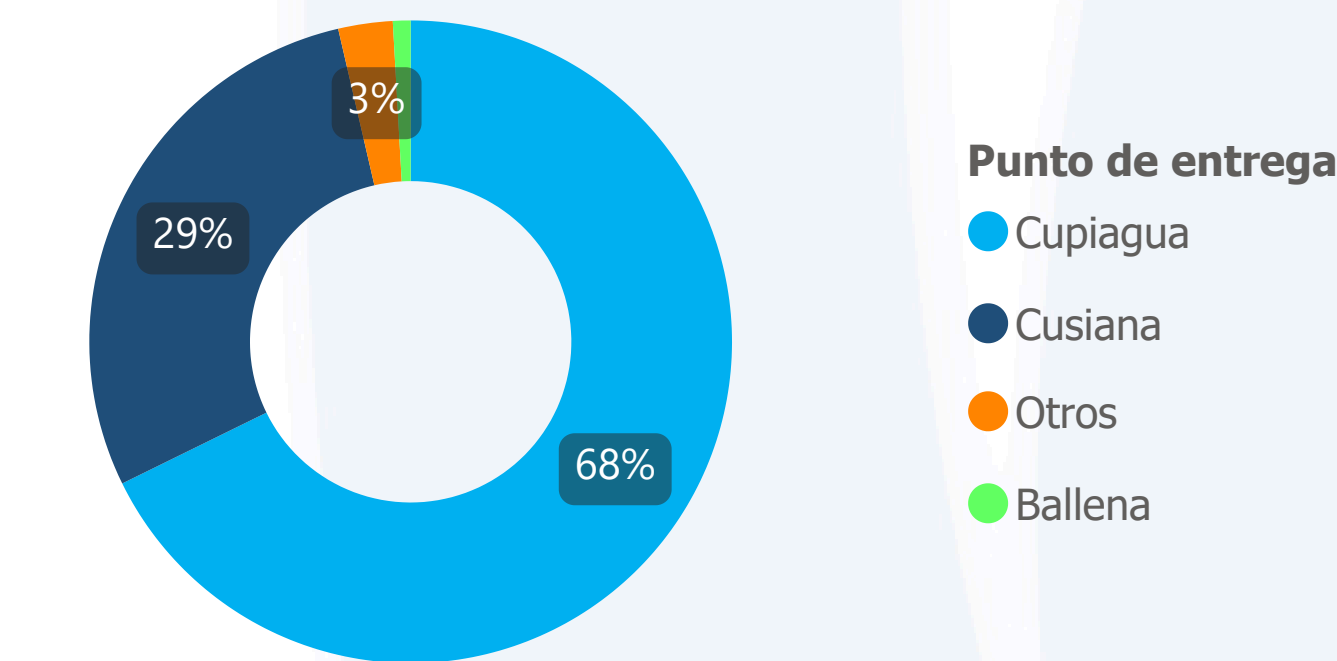
La **Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo** (SUVCP) de suministro es una subasta de sobre cerrado donde se pone a disposición del mercado las cantidades de suministro, contratadas en modalidades que garanticen firmeza, que no fueron nominadas para el siguiente día de gas.

DISTRIBUCIÓN DE LA CANTIDAD OFRECIDA POR PUNTO DE ENTREGA (MBTUD)

Punto de entrega	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	diciembre
Ballena					534,00			1.135,50	1.321,00	
Cupiagua	7.319,95	4.529,93	16.088,33	12.614,50	4.688,17	3.270,50	3.893,00			7.832,33
Cusiana	967,50	2.528,88	6.650,00	3.050,00	3.295,97	527,50	5.400,00			3.967,00
Otros						900,00		1.100,00	14.535,00	1.000,00
Total	3.931,98	3.802,27	13.728,75	10.701,60	3.657,74	1.992,13	4.323,57	1.123,67	5.725,67	5.045,63

Fuente: SEGAS

Distribución de la cantidad ofrecida en 2024



Fuente: SEGAS

HISTORICO DE LAS SUBASTAS ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Año	Nº puntos de entrega ofrecidos	Nº subastas (1)	Nº subastas adjudicadas	Nº operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	Nº contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Cantidad ofrecida agregada (MBTUD)	Cantidad adjudicada (MBTUD)	Cantidad registrada (5) (MBTUD)
2018	6	365	56	70	58	12	17 %	3.141.932	19.668	18.066
2019	4	360	5	5	1	4	80 %	1.068.479	1.578	600
2020	14	292	8	12	4	8	67 %	3.227.167	3.029	1.591
2021	9	314	41	66	45	21	32 %	2.194.892	13.703	10.355
2022	11	249	13	13	8	5	38 %	1.049.926	3.395	1.475
2023	5	301	2	4		4	100 %	1.445.812	443	0
2024	7	86	15	16	12	4	25 %	673.645	6.345	4.778

Fuente: SEGAS

(1) Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.  
(2) Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas  
(3) Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.  
(4) Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.  
(5) Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.



# Subastas mercado secundario - contratos con interrupciones

La **Subasta de Suministro Con Interrupciones (SSCI)** es una subasta de sobre cerrado donde los vendedores del mercado primario y secundario ponen a disposición del mercado las cantidades de suministro que poseen disponibles bajo la modalidad con interrupciones para un periodo de un mes, cuyo precio de reserva es definido por el titular, siguiendo el procedimiento definido en el anexo 6 de la resolución CREG 186 de 2020.

## HISTORICO DE LAS SUBASTAS DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES

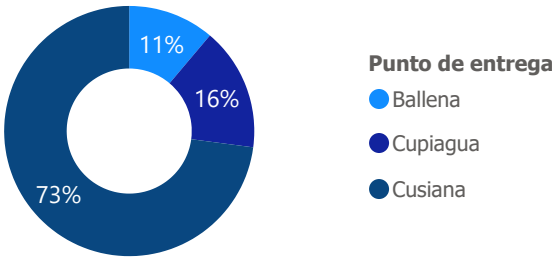
Año	N° puntos de entrega ofrecidos	N° subastas (1)	N° subastas adjudicadas	N° operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	N° contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Cantidad ofrecida agregada (MBTUD)	Cantidad adjudicada (MBTUD)	Cantidad registrada (5) (MBTUD)
2018	2	9	5	7	5	2	29 %	48.553	15.623	12.452
2019	2	12	12	24	21	3	13 %	50.200	40.929	36.646
2020	2	3	3	6	6	0	0 %	10.700	6.213	6.213
2021	1	1	1	1	1	0	0 %	3.500	3.500	3.500
2022	3	2	2	2	1	1	50 %	5.722	5.622	1.000
2023	3	9	8	28	24	4	14 %	56.463	47.899	33.969
2024	1	1	1	2	1	1	50 %	500	500	496

Fuente: SEGAS

## DISTRIBUCIÓN DE LA CANTIDAD OFRECIDA POR PUNTO DE ENTREGA (MBTUD)

Punto de entrega	enero
Cusiana	500
<b>Total</b>	<b>500</b>

## Distribución de la cantidad ofrecida en 2024



En este mecanismo de comercialización **para el año 2024**, se evidencia que el 100% de las cantidades ofertadas de manera agregada fueron adjudicadas y el 99.2% fueron registradas.

(1)Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.  
(2)Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas  
(3)Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.  
(4)Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.  
(5)Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.



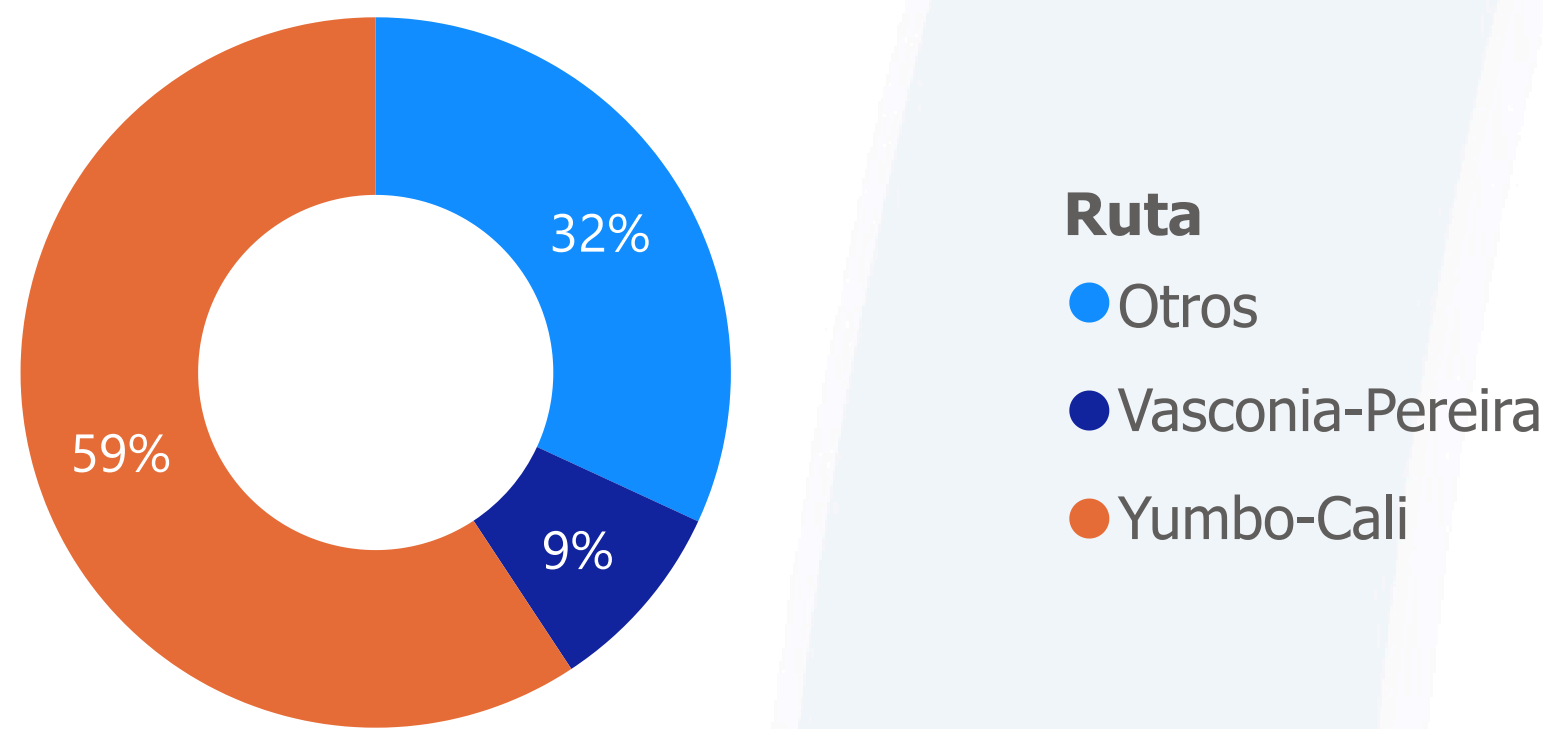
# Subastas mercado secundario - Úselo o véndalo de largo plazo de capacidad de transporte (rutas)

La **subasta úselo o véndalo de largo plazo**, es el mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario y cuyo uso no se vea respaldado por contratos de suministro de gas suficientes para hacer uso de dicha capacidad. Esta subasta se desarrolla con una periodicidad anual y se transan capacidades de transporte disponibles para el siguiente año gas.

El comportamiento histórico de este mecanismo se ha caracterizado por la presencia de capacidades ofrecidas disponibles para las subastas. Sin embargo, desde 2021, la **baja participación** de posibles compradores en el mecanismo ha hecho que esta subasta se ejecute **sin adjudicaciones**.

Las capacidades ofrecidas tuvieron una **reducción del 48.5% en 2024** comparadas con 2023, llegando a un total de **45,292 KPCD**. Las rutas con las mayores capacidades ofrecidas fueron *Yumbo-Cali* y *Vasconia-Pereira*, representando el **68% del total**.

Distribución de la capacidad ofrecida en 2024



Fuente: SEGAS

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR RUTA (KPCD)

Ruta	2023	2024
Aguazul-Yopal	5.480	
Ballena-Armenia	6.799	
Cusiana-USme	7.206	
La Belleza-Sabana	20.243	
Otros	17.154	14.441
Vasconia-Pereira	7.247	4.000
Yumbo-Cali	23.860	26.851
Total	87.989	45.292

Fuente: SEGAS

HISTORICO DE LAS SUBASTAS ÚSELO O VÉNDALO DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE (RUTAS)

Año	Nº rutas ofrecidas	Nº subastas (1)	Nº subastas adjudicadas	Nº operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	Nº contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Capacidad ofrecida agregada (KPCD/Año)	Capacidad adjudicada (KPCD/Año)	Capacidad registrada (5) (KPCD/Año)
2019	20	1						143.115	0	
2020	12	1	1	1	1	0	0 %	91.811	300	300
2021	23	1						133.052	0	
2022	22	1						152.496	0	
2023	14	1						87.989	0	
2024	10	1						45.292	0	

Fuente: SEGAS

(1) Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.  
(2) Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas  
(3) Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.  
(4) Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.  
(5) Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.

# Subastas mercado secundario - Úselo o véndalo de corto plazo de capacidad de transporte (rutas)

La **Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) de capacidad de transporte por rutas**, es un mecanismo que pone a disposición la capacidad de transporte contratada en el mercado primario bajo modalidades que garantizan firmeza, y no hayan sido nominadas para el día siguiente de gas.

## HISTORICO DE LAS SUBASTAS ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE (RUTAS)

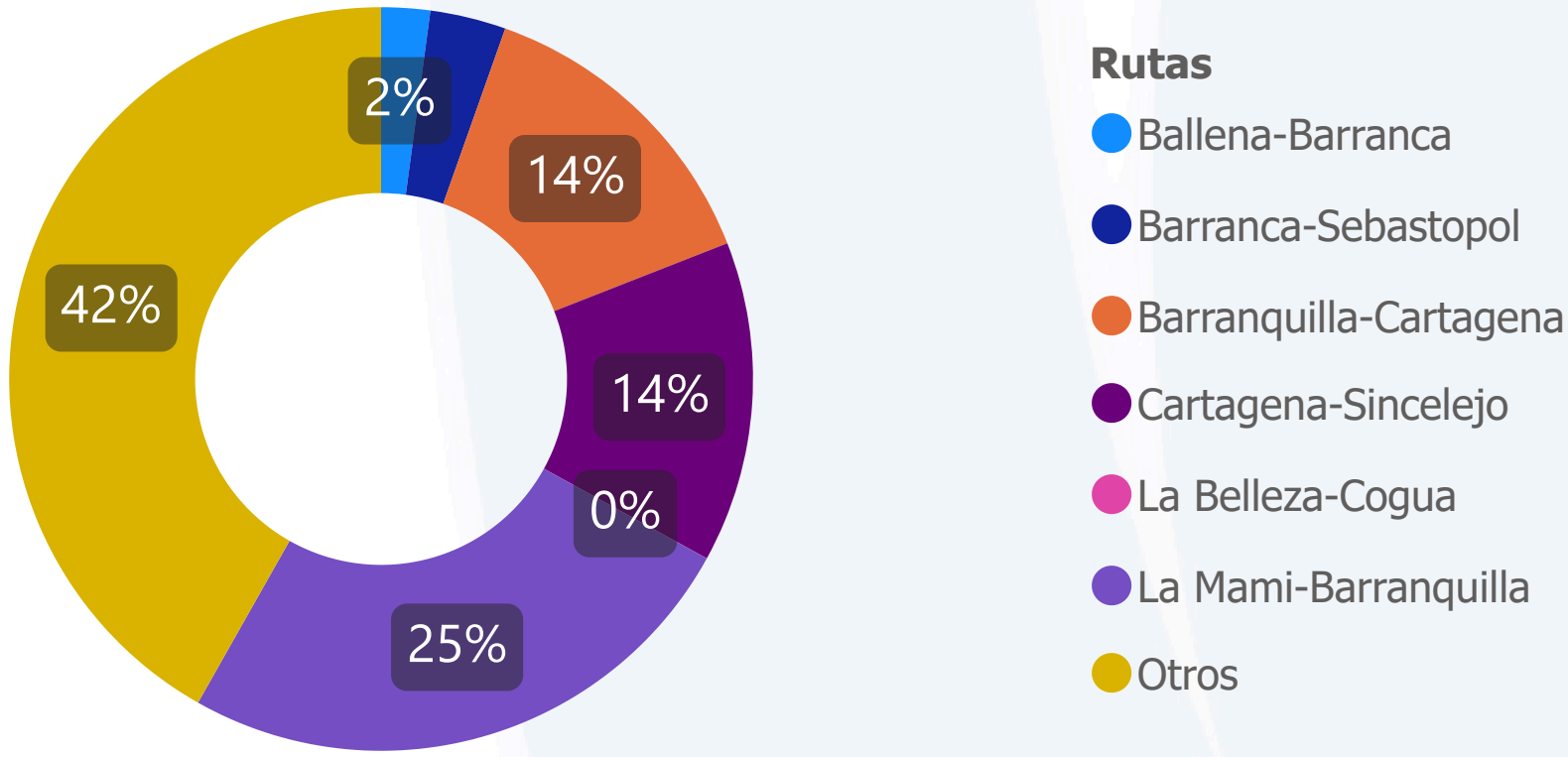
Año	N° rutas ofrecidas	N° subastas (1)	N° subastas adjudicadas	N° operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	N° contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Capacidad ofrecida agregada (KPCD/Año)	Capacidad adjudicada (KPCD/Año)	Capacidad registrada (5) (KPCD/Año)
	96	1193	974	4265	3387	878	21 %	700.866.258	1.263.397	976.877
2018	59	365	345	1338	1225	113	8 %	182.957.890	281.734	275.523
2019	61	365	343	1668	1600	68	4 %	170.524.639	504.882	492.780
2020	57	366	357	1838	1676	162	9 %	193.053.743	376.508	308.729
2021	54	365	358	2569	2352	217	8 %	117.981.195	1.651.028	1.157.408
2022	58	365	359	2214	2067	147	7 %	133.654.798	630.876	613.556
2023	56	365	354	1787	1610	177	10 %	170.376.699	778.257	692.233
2024	60	366	344	1122	820	302	27 %	144.713.876	678.605	462.241

Fuente: SEGAS

- (1)Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.
- (2)Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas
- (3)Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.
- (4)Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.
- (5)Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.

En 2024 se adjudicó un total de **678,695 KPCD/Año**, lo que representa el **0.5% del total de las cantidades ofrecidas**. Este mecanismo se destaca por la alta tasa de adjudicaciones que resultan en **contratos registrados** en el SEGAS, alcanzando **462,241 KPCD/Año** y representando el **68%** de las capacidades adjudicadas.

## Distribución de la capacidad ofrecida en 2024



Fuente: SEGAS

## DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR RUTA (KPCD/Año)

Rutas	2020	2021	2022	2023	2024
Ballena-Barranca	32.517.540	4.581.462	6.188.799	12.168.054	3.062.469
Ballena-La Mami	17.117.945	4.180.918	2.463.204	833.792	
Barranca-Sebastopol	1.208.001	6.401.614	7.584.864	10.632.098	4.754.761
Barranquilla-Cartagena	25.915.006	8.968.692	16.491.551	26.250.497	19.720.282
Cartagena-Sincelejo	13.851.634	12.739.513	20.083.900	20.892.301	20.243.975
Cogua-Sabana	1.913				
La Belleza-Cogua	31		1.039	6.526	7.173
La Mami-Barranquilla	28.511.833	12.316.075	22.866.921	38.494.028	36.360.276
Otros	73.929.840	68.792.921	57.974.520	61.099.403	60.564.940
Total	193.053.743	117.981.195	133.654.798	170.376.699	144.713.876

Fuente: SEGAS

En cuanto a las rutas, *La Mami-Barranquilla, Cartagena-Sincelejo y Barranquilla-Cartagena* lideraron en capacidad ofrecida durante el 2023 para esta subasta, sumando un total de **76,324,533 KPCD/Año**, aproximadamente el **50%** del total ofrecido.

En comparación con otros mecanismos de subasta regulados, se observa que esta subasta tiene un alto grado de participación y asignación de capacidades, lo cual puede estar explicado en el bajo precio de reserva que se construye a partir del cargo variable de la **pareja 80/20**.



Subastas mercado secundario - Úselo o véndalo de corto plazo de capacidad de transporte (tramos)

La **Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) de capacidad de transporte por tramos**, se define bajo el mismo concepto de la subasta por rutas, la diferencia está en que el producto a subastar se compone de las cantidades que no fueron nominadas para el día siguiente de gas y que adicionalmente, no fueron adjudicadas en la subasta por rutas. Esta subasta es de sobre cerrado y adjudica un producto con duración de un día.

HISTORICO DE LAS SUBASTAS ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE (TRAMOS)

Año	N° tramos ofrecidos	N° subastas (1)	N° subastas adjudicadas	N° operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	N° contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Capacidad ofrecida agregada (KPCD/Año)	Capacidad adjudicada (KPCD/Año)	Capacidad registrada (5) (KPCD/Año)
2021	40	365	258	1244	1028	216	17 %	196.777.403	467.266	452.020
2022	39	365	344	3789	2203	1586	42 %	206.657.061	950.579	891.889
2023	40	365	213	1304	786	518	40 %	228.082.955	287.988	261.017
2024	39	366	325	968	691	277	29 %	197.712.897	217.716	212.057

**Nota:** Las Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo de transporte por tramos se implementaron a partir de la publicación de la resolución CREG 185 de 2020.

Para el año 2024, el mecanismo tuvo una **disminución del 13%** en relación con las **capacidades ofrecidas agregadas** respecto al año anterior, agregando un total de **197.712.897 KPCD/Año**. Las **capacidades adjudicadas** fueron de **217.716 KPCD/Año**, presentando una reducción del 24% respecto al año 2023. Por su parte los desistimientos y contratos sin registrar representaron un total del 29% de las operaciones adjudicadas. Sin embargo, de las capacidades adjudicadas aproximadamente el 97% fueron consolidadas en contratos registrados en el SEGAS. Los **212.057 KPCD/Año** adjudicados se distribuyeron en 691contratos registrados.

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR TRAMO (KPCD)

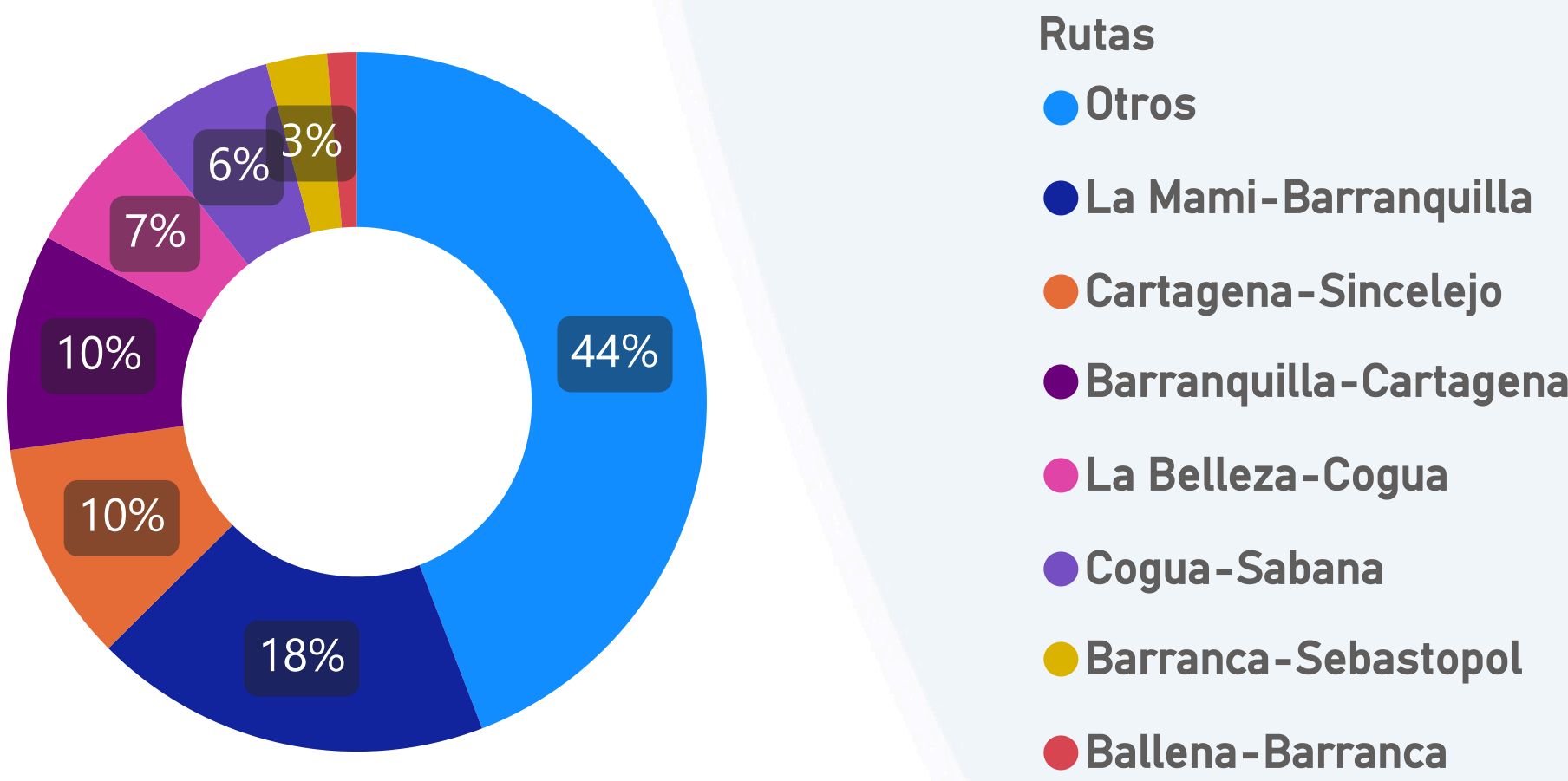
Rutas	2022	2023	2024
Ballena-Barranca	6.236.288	12.054.959	2.695.561
Ballena-La Mami	2.463.204	833.792	
Barranca-Sebastopol	12.997.031	14.728.739	5.562.802
Barranquilla-Cartagena	16.491.551	26.250.497	19.720.282
Cartagena-Sincelejo	20.083.900	20.892.301	20.243.975
Cogua-Sabana	18.234.164	13.941.296	12.833.108
La Belleza-Cogua	18.320.824	14.070.902	12.968.498
La Mami-Barranquilla	22.866.921	38.494.028	36.359.272
Otros	88.963.178	86.816.441	87.329.399
<b>Total</b>	<b>206.657.061</b>	<b>228.082.955</b>	<b>197.712.897</b>

Fuente: SEGAS

- (1) Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.
- (2) Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas
- (3) Teniendo en cuenta que una subasta puede presentar adjudicación a más de un comparador, se pueden presentar más contratos registrados/sin registro respecto a las operaciones resultantes de adjudicaciones.
- (4) Corresponde al agregado de las cantidades ofrecidas en el año en los diferentes puntos de entrega.
- (5) Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.

Se observa una baja participación en la cantidad ofrecida en los tramos que regularmente presentan congestión contractual en el proceso de comercialización trimestral, como lo son **Cusiana-El porvenir, El porvenir-La Belleza y La Belleza-Vasconia**.

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA EN 2024



Fuente: SEGAS

En conclusión, se evidencia que estos mecanismos de **UVCP de capacidad de transporte son los que mayor adjudicación y participación** tienen a lo largo del año, se resalta que este es uno de los mecanismos bajo el cual los agentes recurren para complementar sus negociaciones de un mercado spot.

## Anexos

# 7.

### a.

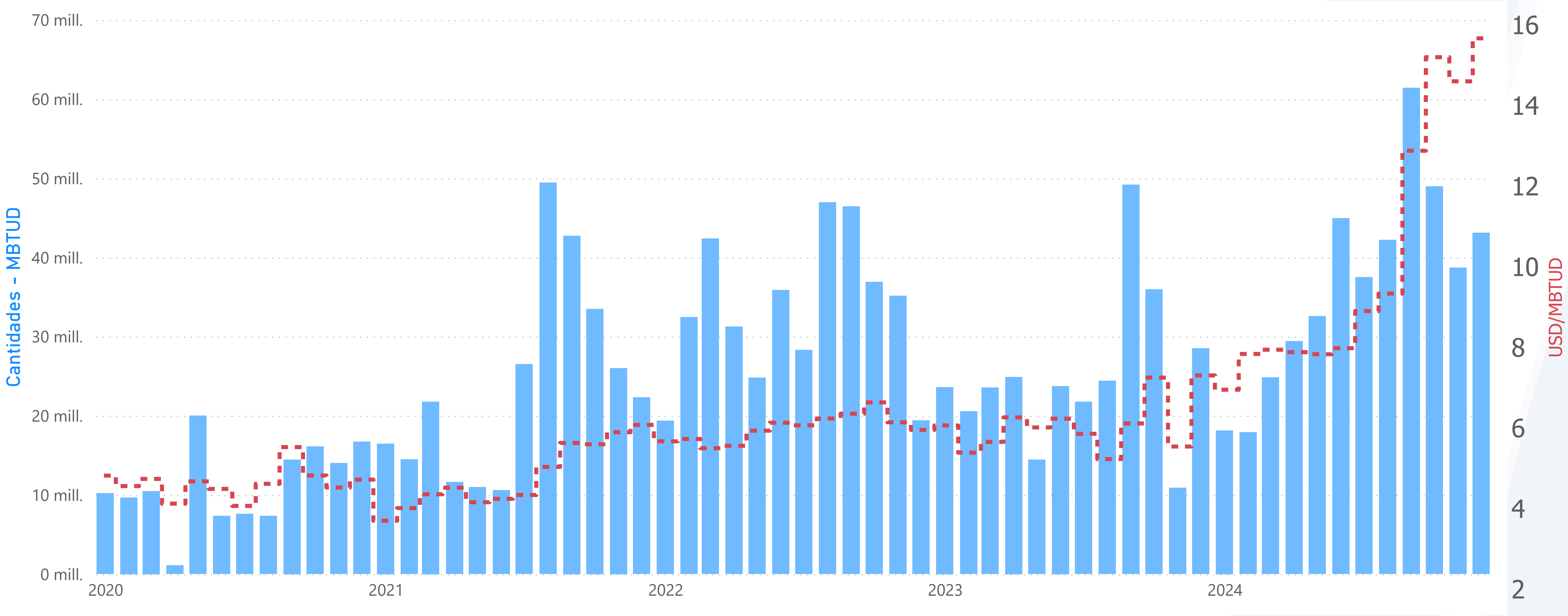
### IGas

### b.

### Indicadores del mercado primario



iGas mensual 2020-2024

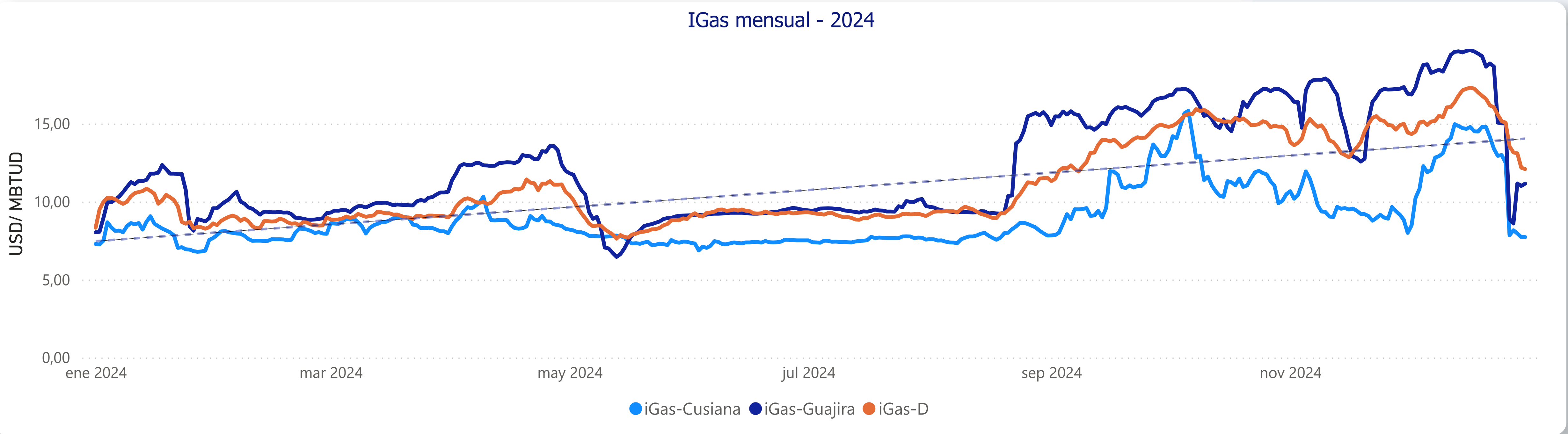


El **iGas** es un dato diario del comportamiento de los precios nacionales de suministro de gas natural contratado en el mercado secundario, calculado con información de los contratos firmes, cuya duración es menor a un mes.

**iGas Guajira:** Precio promedio móvil ponderado exponencial de transacciones del mercado secundario de contratos firmes con punto de entrega en Guajira, cuya duración es menor o igual a 30 días. La ventana del promedio móvil es de 7 días

**iGas Cusiana:** Precio promedio móvil ponderado exponencial de transacciones del mercado secundario de contratos firmes con punto de entrega en Cusiana, cuya duración es menor o igual a 30 días. La ventana del promedio móvil es de 7 días.

iGas mensual 2024



## c. Indicadores del mercado primario - RESOLUCIÓN 186 DE 2020

El siguiente fue el comportamiento de los indicadores del Mercado Primario, en su versión agregada nacional, los cuales fueron establecidos en la resolución CREG 089 de 2013, modificada por la resolución CREG 114 de 2017 y la resolución CREG 186 de 2020.

Los indicadores se clasifican en tres grupos por parte del Gestor de acuerdo con la temporalidad en el reporte de la información:

**1. Anual, antes del proceso de negociación:** la información de este grupo de indicadores es declarada por los agentes previo al proceso de comercialización, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte donde existe declaración de PP, PTDV y CIDV.

**2. Anual, después del proceso de negociación:** la información de este grupo de indicadores es declarada por los agentes posterior al proceso de comercialización de suministro anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte de 12 meses siguientes a la publicación o donde existe oferta comprometida según corresponda.

**3. Mensual:** la información de este grupo de indicadores es declarada por los agentes con periodicidad mensual con un horizonte de 12 meses siguientes al mes de publicación o donde exista oferta comprometida según corresponda.

En el siguiente link puede consultar los indicadores a lo largo del horizonte de la declaración para cada una de sus desagregaciones:

<https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>



# Indicadores del mercado primario - RESOLUCIÓN 186 DE 2020

## ANUAL ANTES DEL PROCESO DE NEGOCIACIÓN

INDICADOR	DESCRIPCIÓN	ANÁLISIS COMPORTAMIENTO NACIONAL
MP1	Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP. (PTDV/PP)	Para diciembre de 2024, el 14,36% (967.430 MBTUD) del potencial de producción (138.926 MBTUD) correspondía a producción total disponible para la venta (PTDV).
MP2	Producción total para la venta en firme y cantidades de gas importadas para la venta en firme, con relación a la producción disponible para la venta y la cantidad de gas importada disponible para la venta. (PTDVF+CIDVF)/(PTDV+CIDV)	Para diciembre de 2024, el 30,63% (57.866 MBTUD) de la producción disponible para la venta (PTDV+CIDV) estaba disponible para la venta en firme (PTDVF+CIDVF).
MP3	Producción total disponible para la venta en firme PTDVF con el potencial de producción PP. (PTDVF/PP)	Para diciembre de 2024 el 5,98% (967.430 MBTUD) del potencial de producción (57.866 MBTUD) correspondía a producción disponible para la venta en firme (PTDVF).

En el siguiente link puede consultar los indicadores a lo largo del horizonte de la declaración para cada una de sus desagregaciones:  
<https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

ANUAL DESPUÉS DEL PROCESO DE NEGOCIACIÓN		
INDICADOR	DESCRIPCIÓN	ANÁLISIS COMPORTAMIENTO NACIONAL
MP7	Demanda regulada con contratos firmes en relación con la demanda regulada. (Dda reg contratos firmes/Dda regulada)	Al inicio del año gas 2025 (Diciembre 2024), la demanda regulada se contrató en contratos firmes en un 117,14% (285.404 MBTUD contratado vs 243.625 MBTUD demanda regulada).
MP9	Todo el gas natural contratado en firme por la demanda regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. (Gas contrato firme Dda Regulada/Oferata comprometida)	Al inicio del año gas 2025 (Diciembre 2024), el 43,07% de toda la oferta comprometida en contratos firmes estaba cubriendo la demanda regulada
MP11	Todo el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. (Gas contrato firme Dda No Regulada/Oferata comprometida)	Al inicio del año gas 2025 (Diciembre 2024), el 68,52% de toda la oferta comprometida en contratos firmes estaba cubriendo la demanda no regulada
MP23	Precios promedio de los contratos	El precio promedio ponderado de todos los contratos negociados de suministro de gas natural suscritos durante el proceso de comercialización del año 2024 fue de 5.78 USD/MBTU. Es importante mencionar que los precios varían en función de su modalidad, sector de consumo, tipo de demanda, fuente, etc. (Ver nota y link para detalles de cada precio)

En el siguiente link puede consultar los indicadores a lo largo del horizonte de la declaración para cada una de sus desagregaciones:  
<https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>



# Indicadores del mercado primario - RESOLUCIÓN 186 DE 2020

MENSUALES		
INDICADOR	DESCRIPCIÓN	ANÁLISIS COMPORTAMIENTO NACIONAL
MP5	Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDFV y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF. (Oferta comprometida/(PTDFV+CIDVF))	En diciembre del año 2024, la oferta comprometida en firme era 5.2 veces mayor a la producción e importaciones disponible para la venta en firme (PTDFV y CIDVF) para ese mes.
MP6	Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP. (Oferta comprometida/PP)	En diciembre del año 2024, la oferta comprometida representó el 65,44% del potencial de producción.
MP18	Cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos. (Modalidades contratos Dda No Regulada de gas/Dda No Regulada en contratos de gas)	En la publicación realizada en noviembre de 2024 para el primer mes del siguiente año gas (diciembre de 2024), la demanda no regulada estaba contratada así: modalidad Firme al 95% (36,49%), modalidad Firme (14,76%), Con Interrupciones (31,43%), Firmeza Condicionada (5,23%), Opción de Compra (10,2%) y ToP (1,88%).
MP17	Cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos. (Modalidades contratos Dda Regulada de gas/Dda Regulada en contratos de gas)	En la publicación realizada en noviembre de 2024 para el primer mes del siguiente año gas (diciembre de 2024), la demanda regulada estaba contratada así: modalidad Firme al 95% (71,82%), modalidad Firme (7,46%), Con Interrupciones (3,74%) y ToP (1,7%).

Los indicadores relacionados con contratación son actualizados de manera continua cada vez que hay modificaciones a los registros históricos en el Segas por parte de los agentes

En el siguiente link puede consultar los indicadores a lo largo del horizonte de la declaración para cada una de sus desagregaciones:

<https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

# Convenciones



## Convenciones y terminología

**BTU** = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora

**1 TBTU** = 1 billón de BTU

**1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día

**1 GBTUD** = 1.000 MBTUD o mil millones de BTU por día

**PC** = Pie cúbico (unidad de volumen) equivalente a 0,028 metros cúbicos

**GPC** = Mil millones de pies cúbicos.

**1 KPCD** = 1000 PCD o mil pies cúbicos por día

**1 MPCD** = 1000 KPCD o un millón de pies cúbicos por día

**Henry Hub** = Precio de Referencia en EEUU

**NBP** = (National Balance Point): precio de referencia en Reino Unido

**TTF** = (Title Transfer Facility): precio de referencia en el punto virtual de comercialización de Los Países Bajos (Netherlands)

**JKM** = (Japan Korea Marker): Precio spot de referencia para Gas natural licuado en Asia

**iGas** = indicador colombiano diario elaborado por el Gestor del Mercado a partir de la información de los precios nacionales en mercado secundario calculado con información de los contratos firmes.  
(<https://www.bmcbec.com.co/informes/igas>)

**SSCI** = subasta suministro de contratos con interrupciones

**SUVCP** = subasta del producto úselo o véndalo de corto plazo

**CMMP** = Capacidad máxima de mediano plazo

**GNVC** = Gas Natural Vehicular Comprimido

**SNT** = Sistema Nacional de Transporte

**OTMM** = Otras Transacciones del Mercado Mayorista





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

# ¡MUCHAS GRACIAS!

## Información de contacto:

Calle 113 No 7-21 Torre A piso 15, Bogotá  
(601) 6292529

WhatsApp 320-8330986

[www.bmcbec.com.co](http://www.bmcbec.com.co)

[servicioalcliente@bolsamercantil.com.co](mailto:servicioalcliente@bolsamercantil.com.co)



@GestorDeGas



@Gestor del Mercado de Gas Natural