

Informe Anual

Mercado de Gas Natural

2023



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA



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

www.bmcbec.com.co

Versión 1: Mayo 31 de 2024

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
 - * Churn Rate
 - * IGas
 - * Indicadores del mercado primario

Informe Anual

Mercado de Gas Natural

2023

Principales Observaciones Conclusiones Generales

Visión del mercado de Gas natural en 2023

Para dar una mirada general al comportamiento del mercado durante el año 2023, en la gráfica se muestran conjuntamente las variables más relevantes del mercado primario (suministro, contratación, declaración de producción y consumos declarados de refinерías).

En 2023 se observó un potencial de producción promedio de 1170 GBTUD, sin incluir la capacidad de la planta de regasificación el suministro promedio nacional fue de 1127 GBTUD, 1042 GBTUD de los campos nacionales y 85 GBTUD de importación. La contratación del mercado, registrada ante el Gestor fue en promedio de 1235 GBTUD, de los cuales el 76%, 933 GBTUD, correspondió a contratos que garantizan firmeza, contratos que además tuvieron una ejecución promedio del 93%. El promedio de contratación de interrumpibles fue de 301 GBTUD pero su ejecución promedio fue tan solo del 9%. La contratación de la modalidad "con interrupciones" por encima del potencial de producción, se da en virtud que esta modalidad no requiere respaldo físico.

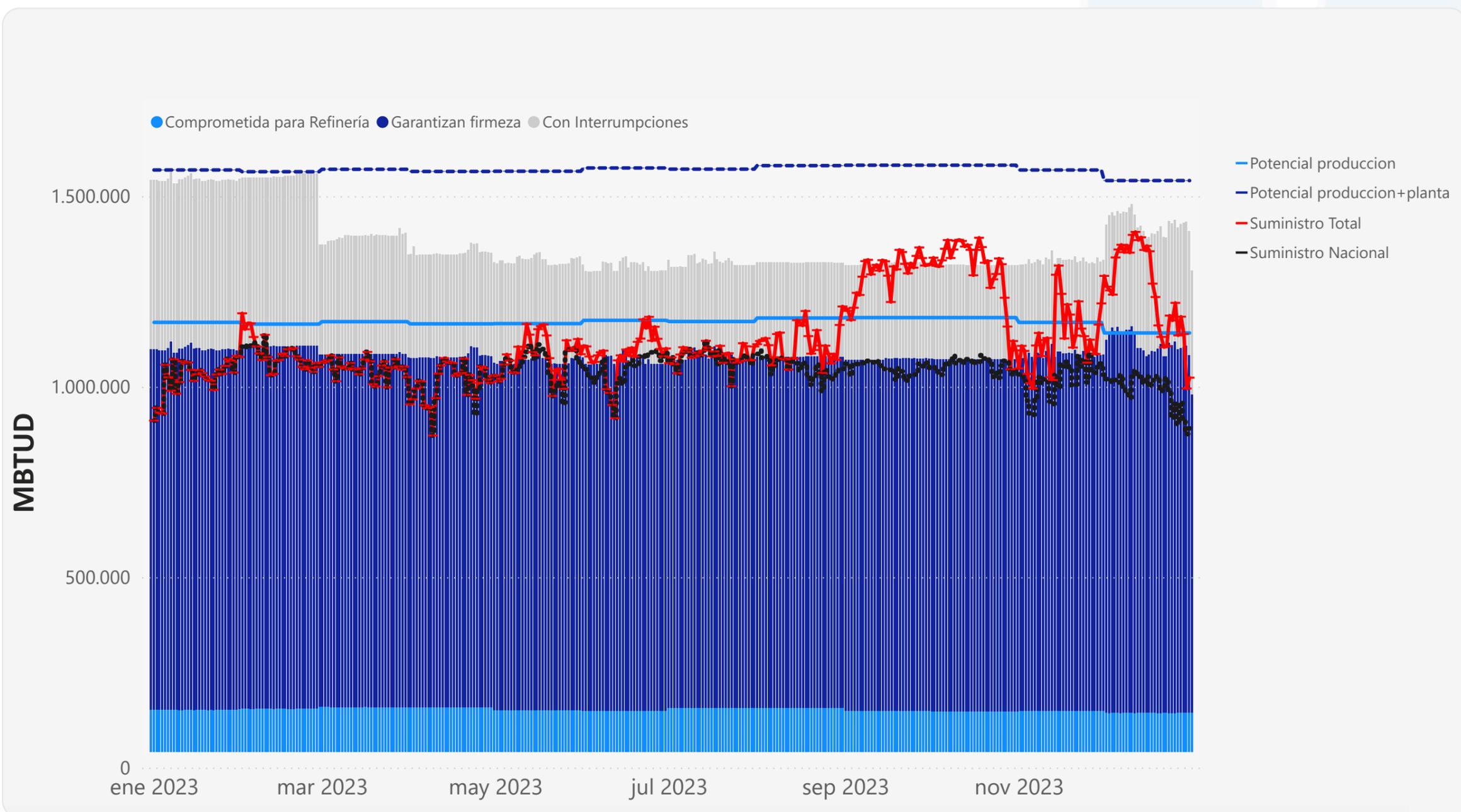
Es de anotar que no todo el suministro diario reportado está reflejado en contratos registrados ante el Gestor, dado que hay casos para los que no existe obligación o claridad regulatorias para el registro. Un caso es el suministro de gas destinado a atender la petroquímica y las refinерías, dado que corresponde a autoconsumos para los cuales no hay autocontratación. El otro caso es el suministro de gas importado; este no se negocia en el mercado primario debido a que puede faltar regulación específica que enmarque este tipo de contratos y sus condiciones particulares dentro de los habilitados en este mercado.

En la gráfica, los autoconsumos se muestran en la base como cantidades comprometidas para refinерías que se inyectan al sistema, para tratar de identificar todo el gas comprometido para este tipo de suministro. Por su parte, el suministro de gas importado se muestra a partir de las inyecciones al SNT reportadas al Gestor.

La curva de suministro total incluye las cantidades de la producción nacional más las cantidades importadas, y en la curva negra solo se observa la producción nacional. Esta diferenciación permite resaltar la confiabilidad que brinda la planta de regasificación para el suministro cuando se requiere disponibilidad para el suministro de gas necesario para atender eventos asociados a situaciones críticas.

Se identifica un remanente de capacidad de regasificación para continuar atendiendo la demanda, sobre la cual aún no se han expedido reglas para su acceso y uso, así como para su mejor aprovechamiento y contratación.

Es también de resaltar que el suministro nacional representó el 87% del total de potencial de producción nacional, donde cerca del 70% provino de campos entregando gas con niveles superiores al 92% de su potencial de producción.



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 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 planta SPEC, y contratación hasta 2032 registrada ante el Gestor) da como resultado la siguiente gráfica.

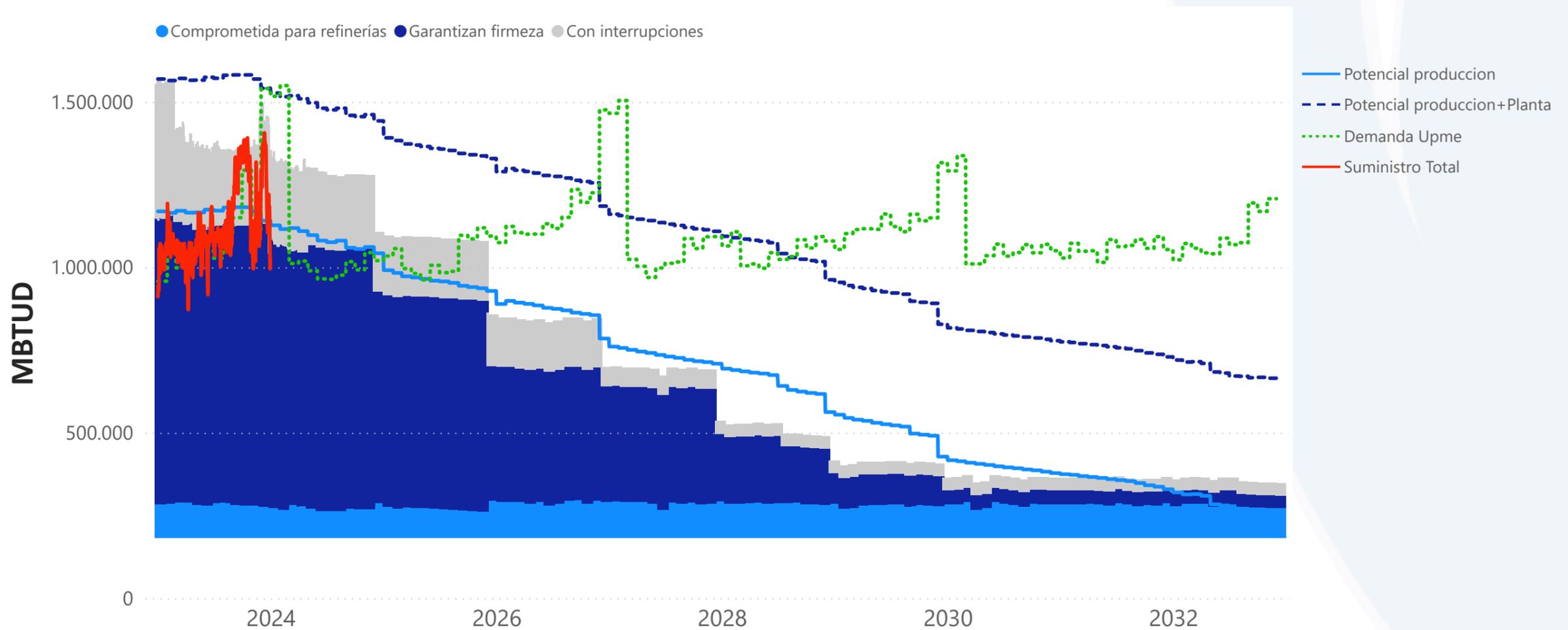
De la declaración de producción, realizada en el año 2023, se observa que el potencial de producción para 2024 decae un 6% para 2025 un 12% y para 2026 otro 12% (21% en total) mientras la proyección de la demanda de la UPME crece cerca de un 23% para el mismo periodo, sin contar en este cálculo las proyecciones de un nuevo pico de demanda similar al de un fenómeno de El Niño proyectado por la UPME.

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

Para los años 2025 y 2026, según esta perspectiva, se requeriría un análisis especial y una serie de toma de decisiones para garantizar el abastecimiento de la demanda, situación que se evidencia en la gráfica en la medida en que, hasta hoy, 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, comenzará en el segundo semestre de 2024, una vez el Ministerio de Minas y Energía publique los potenciales de producción y las cantidades disponibles para la venta. A hoy, antes del proceso de comercialización 2024, en la gráfica se observa que a partir de 2026 se observa aun un espacio pequeño para la contratación, que se podrán trazar en el proceso.

Por todo lo observado para el mercado, las expectativas de la declaración de potencial producción de 2024 son altas, no solo para satisfacer necesidades de abastecimiento en el corto y mediano plazo, sino porque se ha anunciado en medios la comunicación de importantes reservas en esta nueva declaración.



Fuente: Segas - Ministerio de Minas y Energía - Upme

Informe Anual

Mercado de Gas Natural

2023

1. Introducción

La Bolsa Mercantil de Colombia- BMC, en su calidad de Gestor del Mercado de Gas Natural, pone a disposición de las autoridades sectoriales y demás entidades interesadas, de los agentes del mercado y de los usuarios en general, el *Informe Anual del Mercado de Gas Natural – 2023*.

El siguiente documento hace parte de los informes que desarrolla el Gestor como complemento a los informes ordenados en la regulación, en los que buscamos ampliar la caracterización y descripción del mercado de gas natural en Colombia e incluimos algunas observaciones sobre su comportamiento en el período y una visión del mismo con la información disponible.

El informe abarca temas de la oferta y suministro, la demanda y el consumo, las transacciones del mercado de gas que resultan en contratos de suministro y de transporte sobre las cuales se realizan las interacciones entre la oferta y la demanda, la operatividad del mercado que refleja las interacciones físicas para suministrar el gas a la demanda, y los mecanismos regulados de comercialización de suministro y transporte (subastas) que buscan disponer condiciones de eficiencia en la asignación y el precio del gas no negociado bilateralmente y del sistema nacional de transporte, SNT.

El informe aborda una descripción detallada de cada una de las secciones mencionadas anteriormente, así como las principales conclusiones de cada sección y las cifras más relevantes.

Finalmente, se incluye un anexo donde se hace referencia a indicadores asociados al mercado de gas natural relacionados con la liquidez del mercado, los precios y los indicadores más significativos establecidos por la regulación.

2023

2. Oferta

Producción y suministro

Cifras representativas 2023 vs 2022

Potencial Producción Promedio 1.170 GBTUD ↓ 0.7%

Suministro Diario Promedio 1,127 GBTUD ↑ 4.5%

- Nacional 1.042 GBTUD ↓ 2.7%
- Importado 85 GBTUD ↑, en 2022 fue de 3GBTUD.

Suministro a través de STN 985 GBTUD
Suministro sin usar STN 143 GBTUD

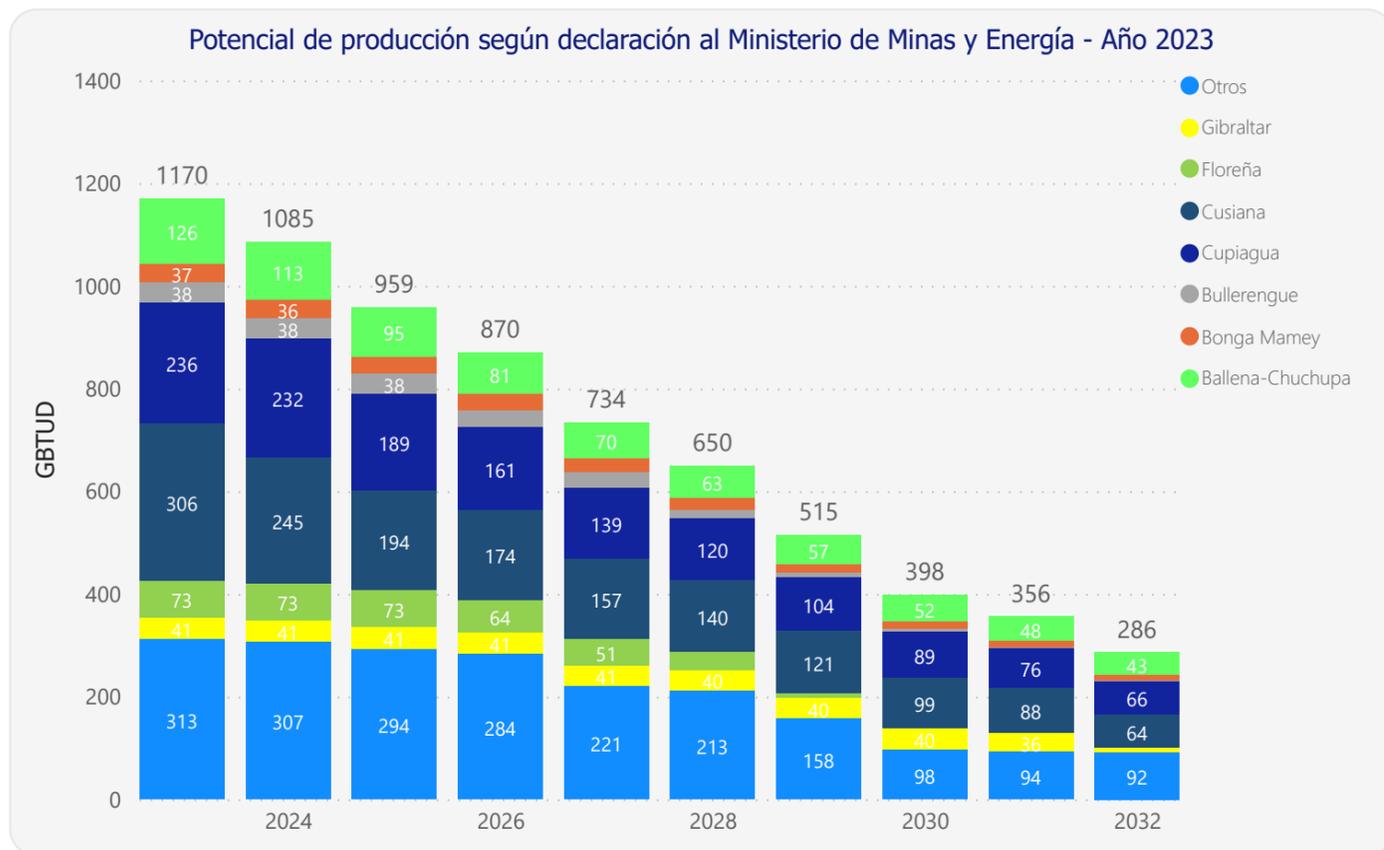
El potencial de producción de los campos nacionales declarado en 2023 no presentó incrementos desde la última declaración del año 2022, principalmente para el corto plazo, 2023 a 2026, período de tiempo en el cual se observa una mayor estrechez entre la oferta y la demanda. Se destaca el importante decaimiento en los principales pozos productores como son Cusiana, Cupiagua y Ballena-Chuchupa que, en 2023, abastecieron el 30% del suministro típico y 27% cuando hubo presencia del Fenómeno del Niño.

Lo anterior, evidencia la urgencia de que en el corto plazo se identifique nuevo potencial de producción u otras fuentes de suministro capaces de reemplazarlas. Durante el segundo semestre de 2024 habrá publicación de la actualización de la declaración de potencial de producción PP y las cantidades disponibles para la venta PTDV, en el que se espera también crecimiento en las reservas para atender el déficit que se visualiza a corto plazo.

El 87% del suministro en 2023 se realizó a través del SNT: 41% en el sistema de la Costa y 59% en el sistema del Interior. El 13% restante se entregó por medios de transporte diferentes al SNT.

Es de resaltar que desde 2021, después de pandemia, el suministro de gas natural ha tenido incrementos sostenidos cercanos al 5% anual, llegando a un pico histórico de más de 1.4 millones de MBTUD en diciembre 12 de 2023. Hubo un importante crecimiento del suministro de la planta de regasificación de gas importado de Cartagena. Entre septiembre y diciembre de 2023, la inyección promedio de la planta de regasificación fue de 218 GBTUD, con un pico de 390 GBTUD en diciembre 9 de 2023. Durante este período su participación en el suministro fue del 18 %, coincidente con la declaración del fenómeno de El Niño de severa intensidad.

Potencial de Producción



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°)

En el año gas 2023 el **potencial total de producción** que los agentes declararon ese mismo año al Ministerio de Minas y Energía ascendió a **1.170 GBTUD** promedio mes. A partir de este año el pronóstico agregado de cantidades de todos los agentes empieza a reducirse gradualmente cada año, evidenciando las mayores reducciones a partir del año 2029, hasta llegar a 286 gigas en 2032, el último año del reporte de la declaración.

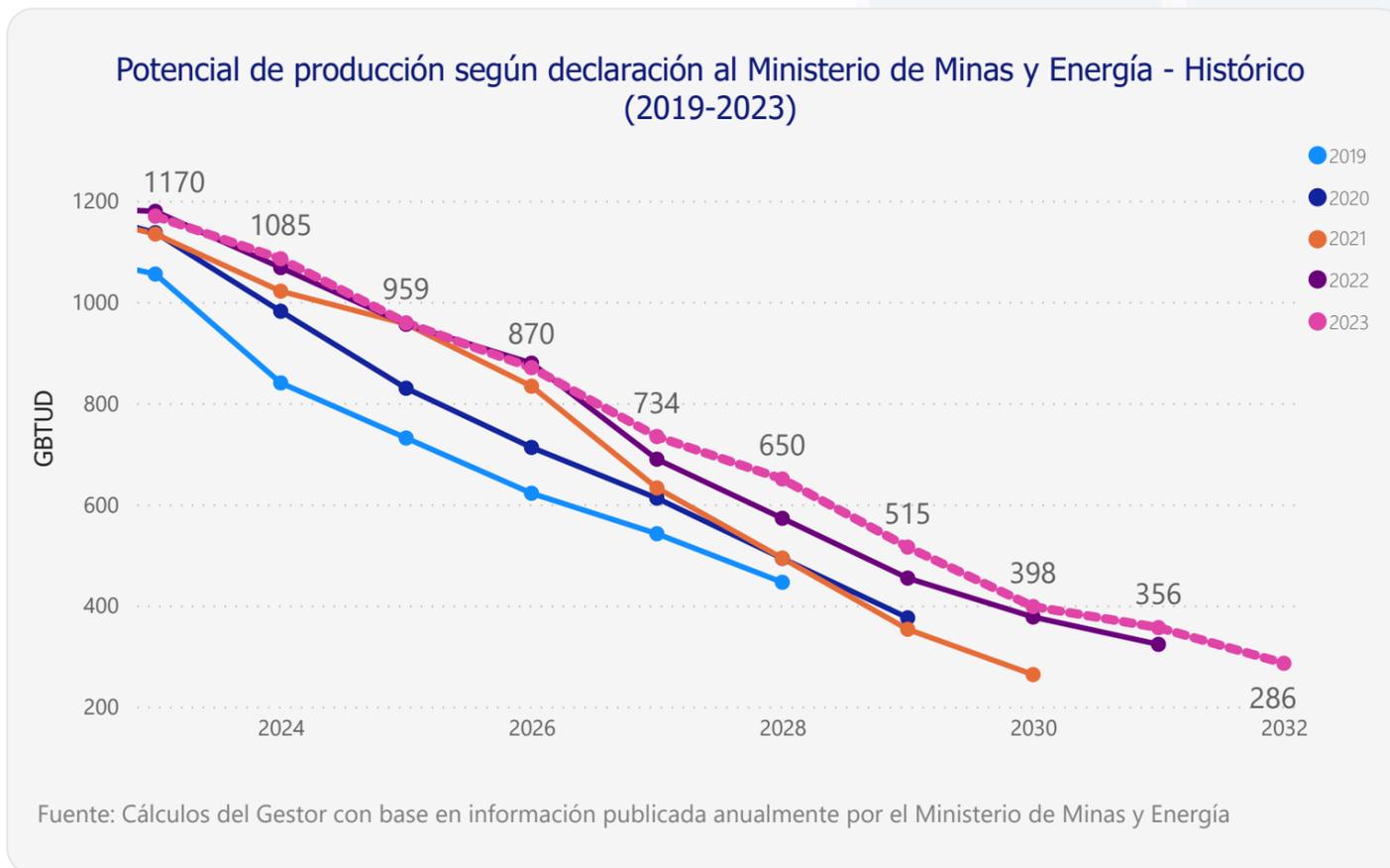
Fuente: Cálculos del Gestor con información publicada por el Ministerio de Minas y Energía, en mayo y diciembre 2023

Si bien la frontera de potencial de producción se viene desplazando hacia la derecha con cada actualización de la declaración al Ministerio de Minas y Energía, es de anotar que la declaración en el 2023 para los siguientes 4 años fue prácticamente la misma del 2022.

La reducción en el potencial de producción es una característica general de todos los campos, según el reporte al Ministerio de Minas y Energía de la declaración durante el periodo de análisis 2023-2032.

Cusiana, Cupiagua, Ballena-Chuchupa y los campos agregados en Otros, son los más importantes en su aporte al potencial de producción y **presentan una reducción agregada en el periodo 2023-2027 de 40%**. Otros campos que le aportan a la reducción de cantidades de gas futuras son Floreña, y Bullerengue, aunque estos campos reducen su expectativa de producción con una menor tasa de aceleración, haciéndolo principalmente hacia el final del periodo 2030-2032.

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



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

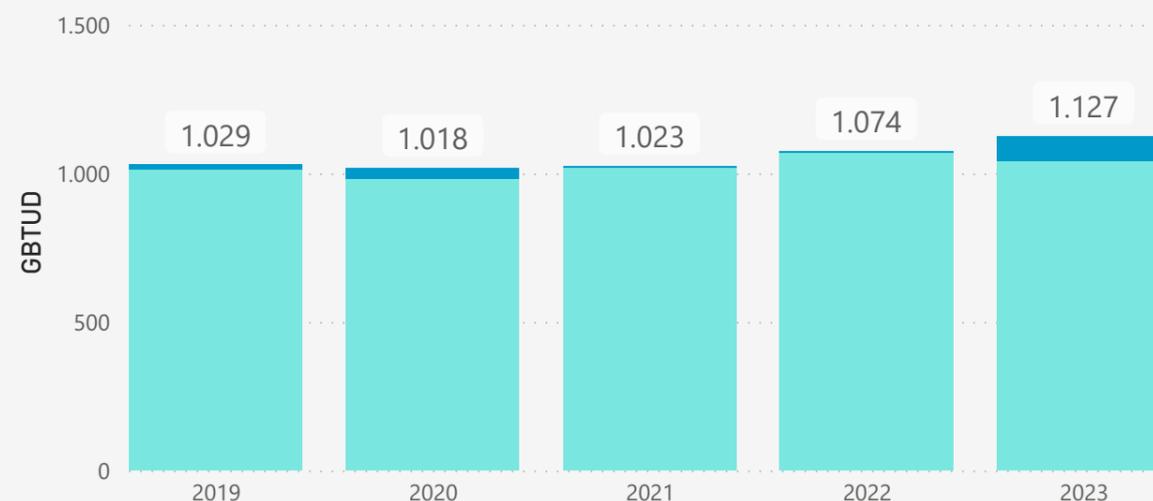
Suministro por origen

Entre 2019 y 2023 se vienen evidenciando importaciones de gas natural; sin embargo, solo a partir del segundo semestre del año 2023 estas comenzaron a ser más relevantes y a superar los registros históricos que se presentaron en el año 2019, cuando se alcanzó un pico de 103 GBTUD en febrero de 2020.

En efecto, a partir del segundo semestre del año 2023 se observaron registros de importación en promedio por encima de los 200 GBTUD como consecuencia de una mayor necesidad de generación por partes de las centrales térmicas en un contexto de Fenómeno de El Niño.

Suministro promedio diario año según origen

Tipo producción ● IMPORTADO ● NACIONAL



Fuente: SEGAS

En diciembre de 2023 se presentó un **pico de demanda de 1.400 GBTUD**. Por su parte, en diciembre 9, se presentó un **pico de importación de 390 GBTUD**.

Los principales países de los cuales Colombia importó gas natural durante el período septiembre - diciembre de 2023 fueron: **Estados Unidos, y Trinidad y Tobago.** (Dane, 2023)

Suministro promedio diario mes según origen (2023)

Tipo producción ● IMPORTADO ● NACIONAL



* 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

En la gráfica de la izquierda se observa cómo se distribuyó el suministro de gas natural por tipo de producción (importado y nacional) durante cada mes del año 2023.

Se evidencia un crecimiento en el suministro a partir de septiembre de 2023, mostrando en el mes de octubre el pico en el suministro con 1,308 gigas. Se evidencia además la presencia de **importantes niveles de importación**, siendo el registro más alto el presentado en **diciembre de 2023 con 265 Gigas, (21% del total del suministro)**

Suministro por fuente

Suministro por fuente y potencial de producción, 2023

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Entregado al SNT (GBTUD)	Entregado a otros (GBTUD)	Total (GBTUD)	Suministro mensual total/Potencial de producción
a. Cusiana/Cupiagua sur	306	274	0	274	99 %
b. Cupiagua	236	242	0	242	103 %
c. Jobo	211	130	28	158	75 %
d. Chuchupa	105	82	0	82	75 %
e. Floreña	73	12	57	69	95 %
f. Bonga/Mamey	37	34	0	34	94 %
g. Gibraltar	41	35	0	35	85 %
h. Bullerengue	38	37	0	37	95 %
i. Ballena	21	17	0	17	81 %
j. Otras Fuentes	103	37	57	94	73 %
k. Potencial Nacional	1171	900	142	1042	89 %
l. Planta Regasificación Cartagena	400	85	0	85	21 %
ll. Potencial Total	1571	985	142	1127	

Fuente: SEGAS

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.

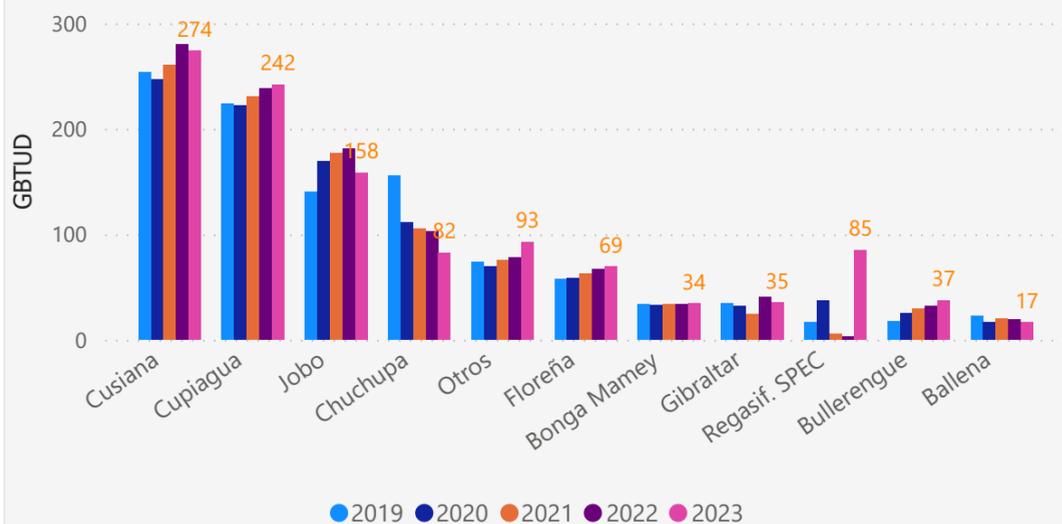
Para el 2023, el **suministro promedio diario** se ubicó en **1,127 GBTUD**, lo cual representa un crecimiento del **4,9 %**, frente al 2022. Esto se traduce en un aumento promedio de **53 GBTUD**, el cual es un incremento similar al que se presentó entre 2021 y 2022.

Cerca del **60% del suministro promedio diario** se concentró en las fuentes de **Cusiana, Cupiagua y Jobo**.

Cusiana presentó una disminución de suministro del **2,3%** frente al 2022, mientras que **Cupiagua** presentó un aumento del **1,6 %** para el mismo periodo.

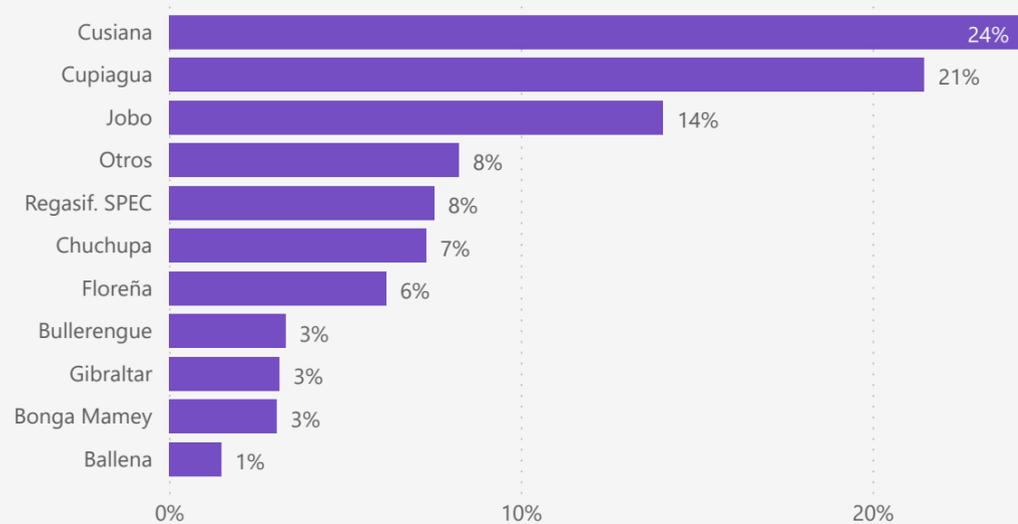
Con respecto a su **Potencial de Producción** declarado en 2023, el **suministro promedio** de **Cusiana** representó el **99%**, mientras que **Cupiagua** representó el **103%*** y **Jobo** el **75%**.

Suministro promedio diario por fuente 2019-2023



Fuente: SEGAS

Distribución del Suministro promedio diario anual 2023 (GBTUD)



Fuente: SEGAS

Resulta relevante destacar el papel que comienzan a desempeñar los **campos menores** que se agrupan en **Jobo** y **Otros**, los cuales representaron cerca del **22 % del suministro promedio diario** de 2023, superando los campos mayores de **Floreña, Bonga Mamey, Gibraltar y Bullerengue**. Dentro de los campos menores se resalta el comportamiento de **Agua Vivas** y **Pandereta** los cuales presentaron un suministro de gas que durante algunos meses logró superar los **20 GBTUD**. Así mismo, se resalta el comportamiento del Campo **María Conchita**, el cual elevó el suministro a más de 15 GBTUD en los meses finales del 2023.

Finalmente, se destaca que los principales aportes a la tasa de crecimiento de 4,92% entre el año 2022 y 2023 fueron realizados en su orden por la planta de regasificación de SPEC y los campos agrupados en "otros", Bullerengue, y Cupiagua.

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.

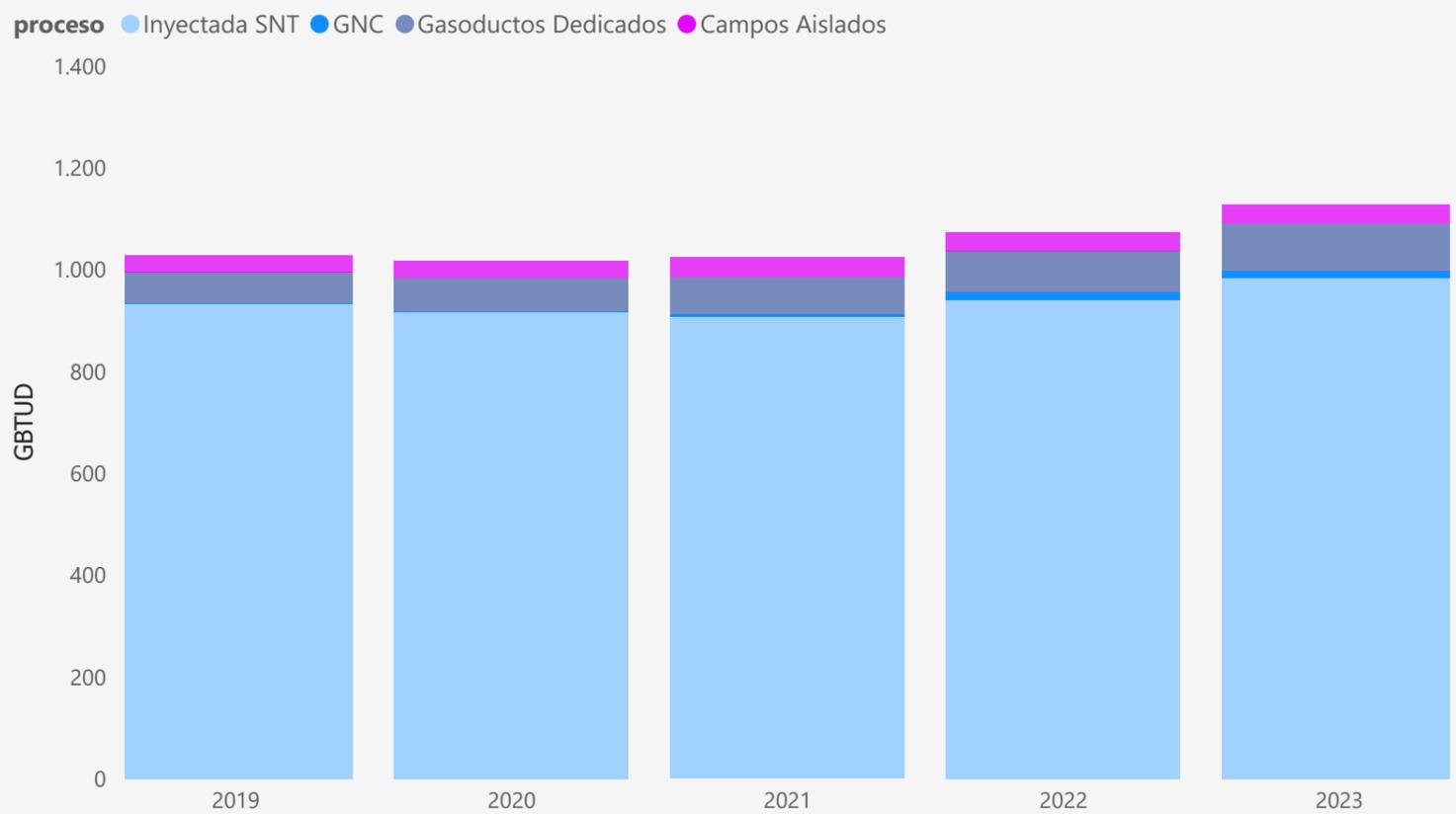
Jobo incluye: Clarinete, Saxofón, Cornamusa, Alboka, Rancho Hermoso, Agua Vivas, Acordeón, Pandereta, Palmer, Cañahuate, Brev-1, Arándala, Toronja, Níspero-Trombón, Katana, Cañaflacha, Arianna, Oboe, Nelson Ciénaga de Oro.

*: Información provisional

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

Suministro por medio de entrega

Suministro promedio diario mensual 2019-2023



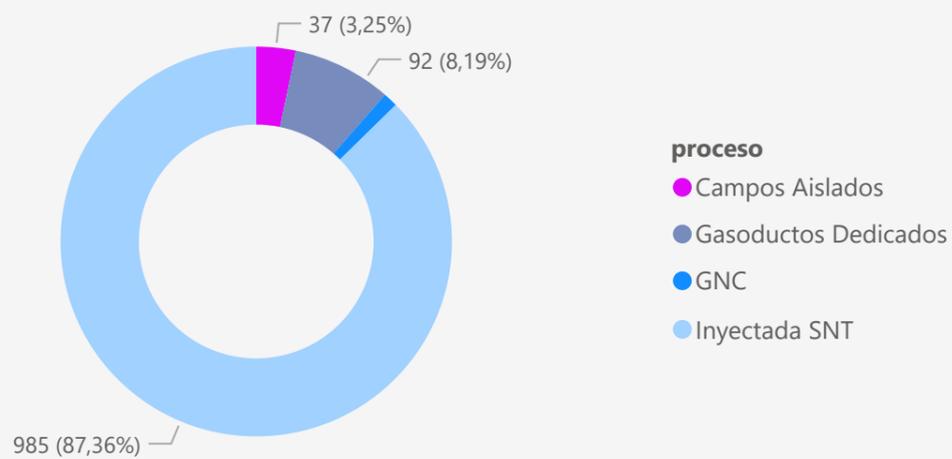
Fuente: SEGAS

La forma más utilizada para entregar el gas es a través del SNT. Durante el 2023 aumentó de manera significativa este suministro por las inyecciones de gas importado que entran al SNT en el punto denominado SPEC.

La entrega desde Campos Aislados mantiene un comportamiento estable a lo largo de los años. La entrega en forma de Gas Natural Comprimido GNC, carrotanques, es pequeña, pero se ha incrementado desde 2022.

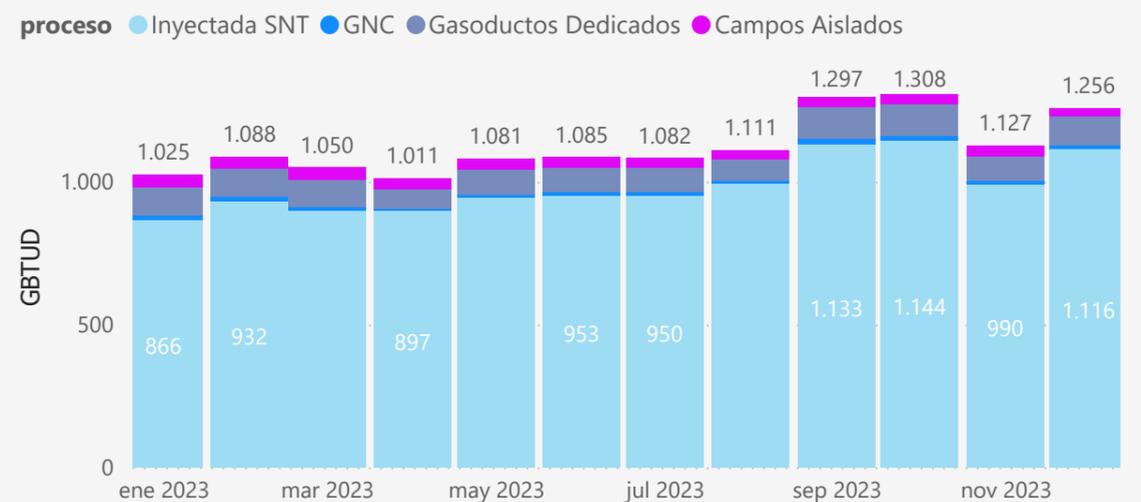
Por su parte, lo suministrado a través de gasoductos dedicados presentó crecimiento en 2023. Es importante resaltar que esta forma de entrega está dirigida a atender principalmente demanda no regulada.

Suministro promedio diario anual 2023 (GBTUD)



Fuente: SEGAS

Suministro promedio diario mensual, 2023



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

Informe Anual

Mercado de Gas Natural

2023

3. Demanda y Consumo

Cifras representativas 2023 vs 2022



Demanda Diaria Promedio tomada del SNT 968 GBTUD ↑ 4%

Térmica 232 GBTUD ↑ 20%

Industrial 277 GBTUD ↓ 3.4%

Residencial 173 GBTUD ↓ 2.2%

Comercial 51 GBTUD ↑ 12%

GNVC 53 GBTUD ↓ 3.6%

Petroquímica 23 GBTUD ↓ 4%

Refinería 145 GBTUD ↑ 6%

Compresoras 8 GBTUD ↑ 6%



La diferencia entre demanda del SNT y suministro nacional corresponden a los consumos atendidos por gasoductos dedicados, campos aislados y GNC (13%), y por las pérdidas, los parqueos y las cuentas de balance del SNT (2%)



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

La demanda de gas natural aumentó entre 2022 y 2023 en 3,9%, cifra ligeramente inferior a la presentada entre 2021 y 2022, cuando fue 4,6%, situación explicada en la reducción del consumo de gas natural de la industria en el año 2023.

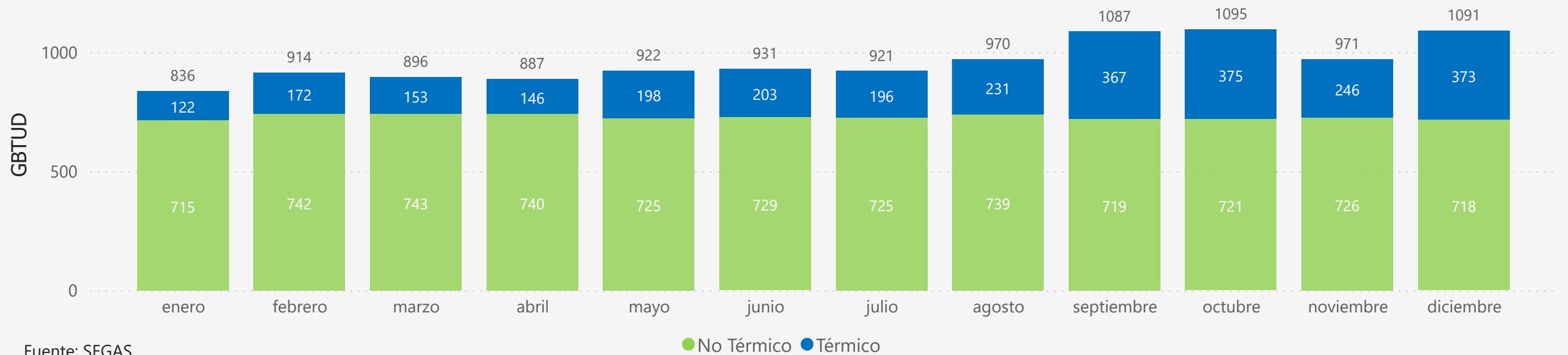
Se destaca que la generación con gas pasó de participar en la oferta eléctrica de un 8% en promedio en el período enero-agosto de 2023 a un 16% entre septiembre y diciembre de 2023.

Es importante mencionar que según información tomada del SUI de la SSPD en el sector industrial existe alta heterogeneidad en los niveles de consumo de gas natural. Al comparar los consumos entre ellas, en efecto se observan industrias con altos consumos tales como aquellas dedicadas a la extracción minera. Se observan también industrias con consumos comparativamente medianos como fabricación de cemento, fabricación de vidrio y productos de vidrio, fabricación de productos de hornos de coque. También aparecen industrias con bajos niveles de consumo de este energético como las dedicadas a la fabricación de plaguicidas, o los alimentos concentrados para animales y otros alimentos y bebidas para humanos.

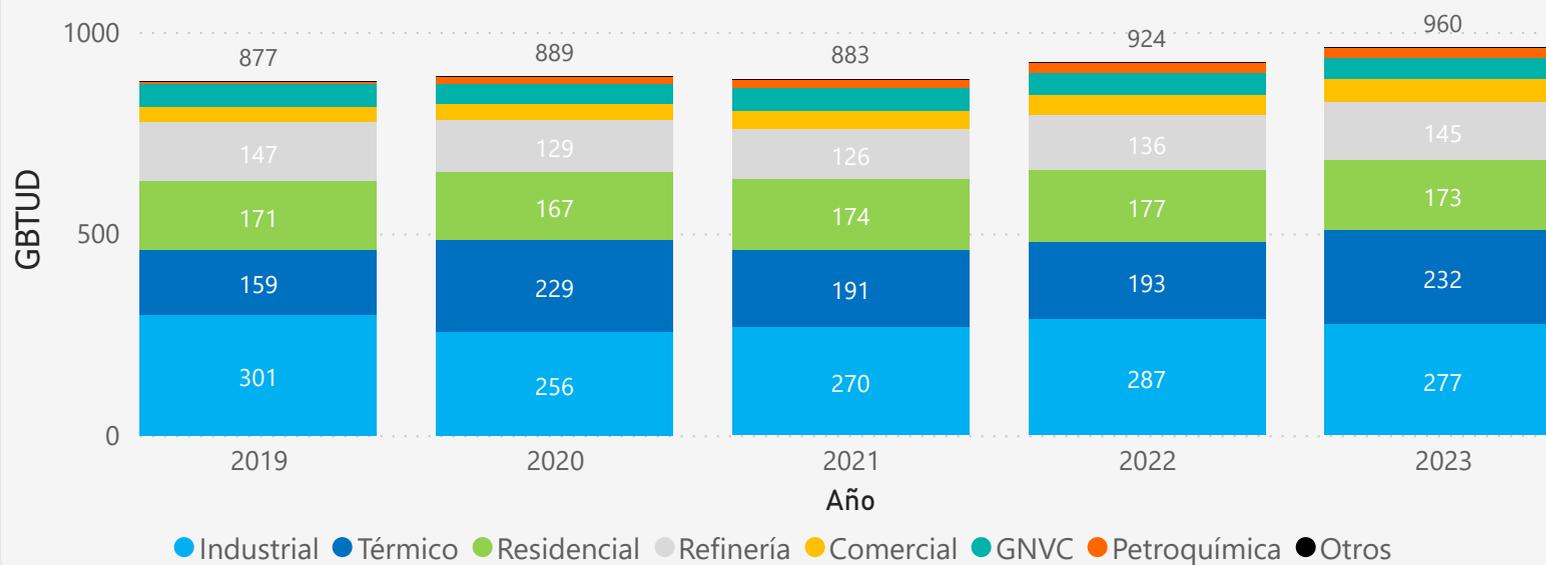
Sin embargo, las industrias de menor consumo de gas natural, aunque son no reguladas, acuden a un comercializador que las represente para la adquisición del energético, en el mercado secundario o en el mercado OTMM, posiblemente porque así esperarían mejores precios dado que su bajo poder de negociación no les permitiría lograr mejores condiciones, así como también se evitarían la operación (nominación) de los contratos, actividad que no hace parte de su negocio principal.

Sectores de consumo SNT

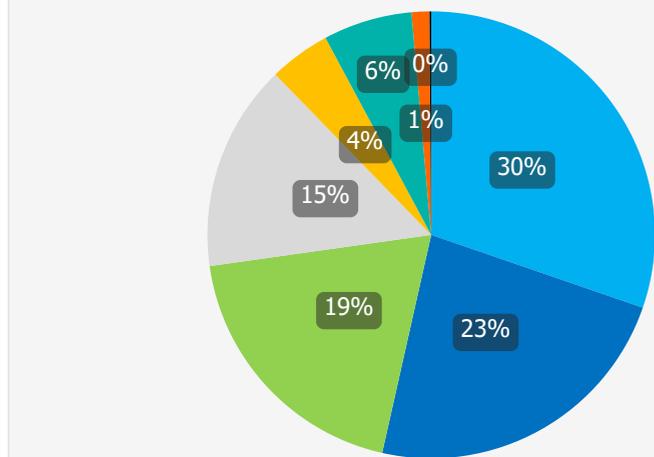
Evolución mensual Demanda Térmica y No Térmica del SNT 2023



Evolución de la cantidad de energía entregada a usuarios finales del SNT por sector de consumo 2019-2023



Participación sectorial en la demanda de gas natural 2023

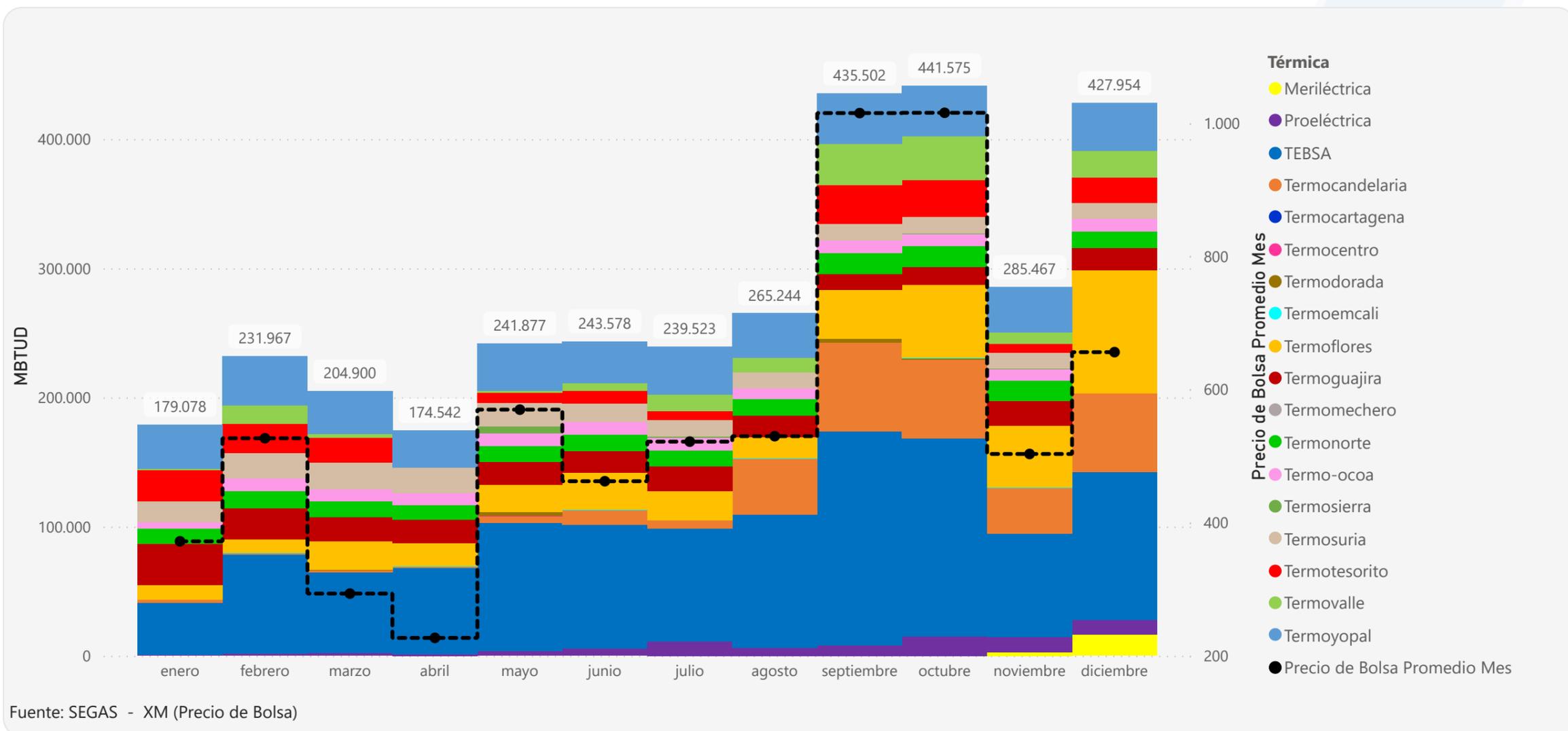


El total de la demanda de gas natural en 2023, inyectada en el SNT, aumentó 3,9% respecto a 2022. Por su parte, la demanda del sector térmico en 2023 se incrementó 20% respecto a 2022, cuyo abastecimiento provino principalmente de la importación de gas utilizado para atender mayor generación térmica por el impacto del Fenómeno de El Niño. La demanda de los sectores no térmicos en 2023 se redujo 0.4% respecto a 2022.

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 de gas generadores térmicos y precio promedio de bolsa



Las plantas de generación térmica no conectadas al SNT durante el 2023 consumieron en promedio 50 GBTUD principalmente por las plantas de Termoyopal y Termotesorito.

La generación con gas pasó de participar en la oferta eléctrica de un 8% en promedio en el período enero-agosto de 2023 a un 16% entre septiembre y diciembre de 2023.

Planta	I semestre 2023	II semestre 2023
Proeléctrica	3 GBTUD	11 GBTUD
Tebsa	73 GBTUD	117 GBTUD
Termocandelaria	4 GBTUD	46 GBTUD
Termoflores	19 GBTUD	46 GBTUD
Termonorte	12 GBTUD	14 GBTUD
Termovalle	4 GBTUD	20 GBTUD

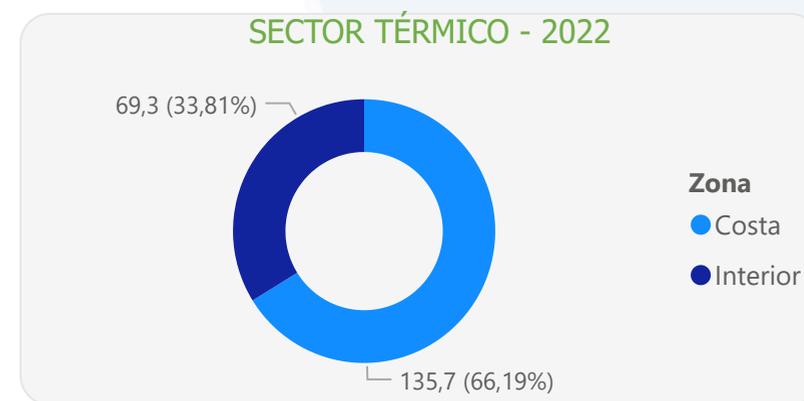
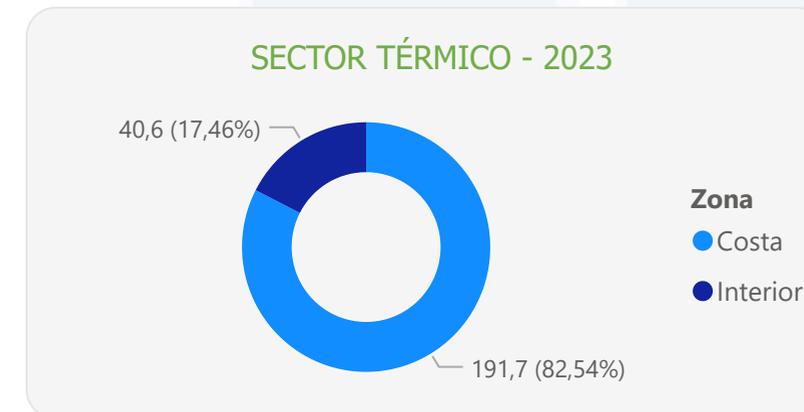
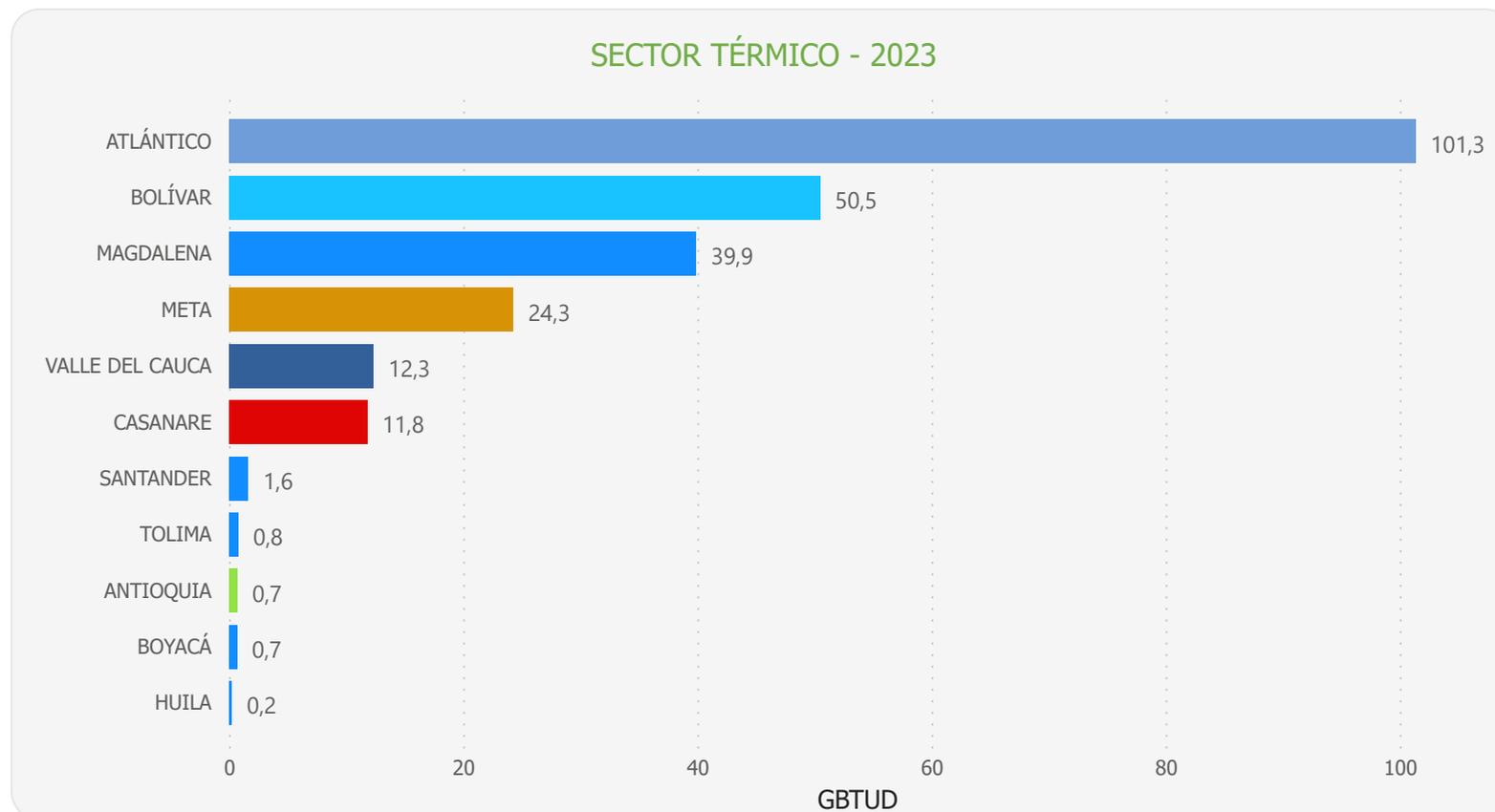
Fuente: SEGAS

- Durante el 2023, el consumo promedio de las plantas de generación térmica fue de 280 GBTUD, registrándose durante el mes de septiembre, octubre y diciembre el mayor consumo.
- Las plantas de generación térmica con mayor participación en la demanda de gas natural en 2023, fueron TEBSA, Termoflores, Termocandelaria y Termoguajira en la región Costa Caribe con 34%, 13%, 9% y 7% respectivamente; y Termoyopal en el interior con un 11%, en relación al total nacional.
- Como consecuencia al evento del Fenómeno de El Niño, durante el segundo semestre de 2023 las siguientes plantas de generación térmica evidenciaron un aumento representativo en los consumos de gas natural con respecto al primero semestre de 2023; Tebsa, Termoflores, Termocandelaria, Termonorte, Termovalle, Proeléctrica

Nota: Datos correspondientes y consolidados de la información declarada por los comercializadores y usuarios no regulados en el reporte de entrega a usuarios finales, así como de los reportes de energía tomada declarada por los Transportadores en cada punto de salida del SNT.

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 térmico por departamento SNT



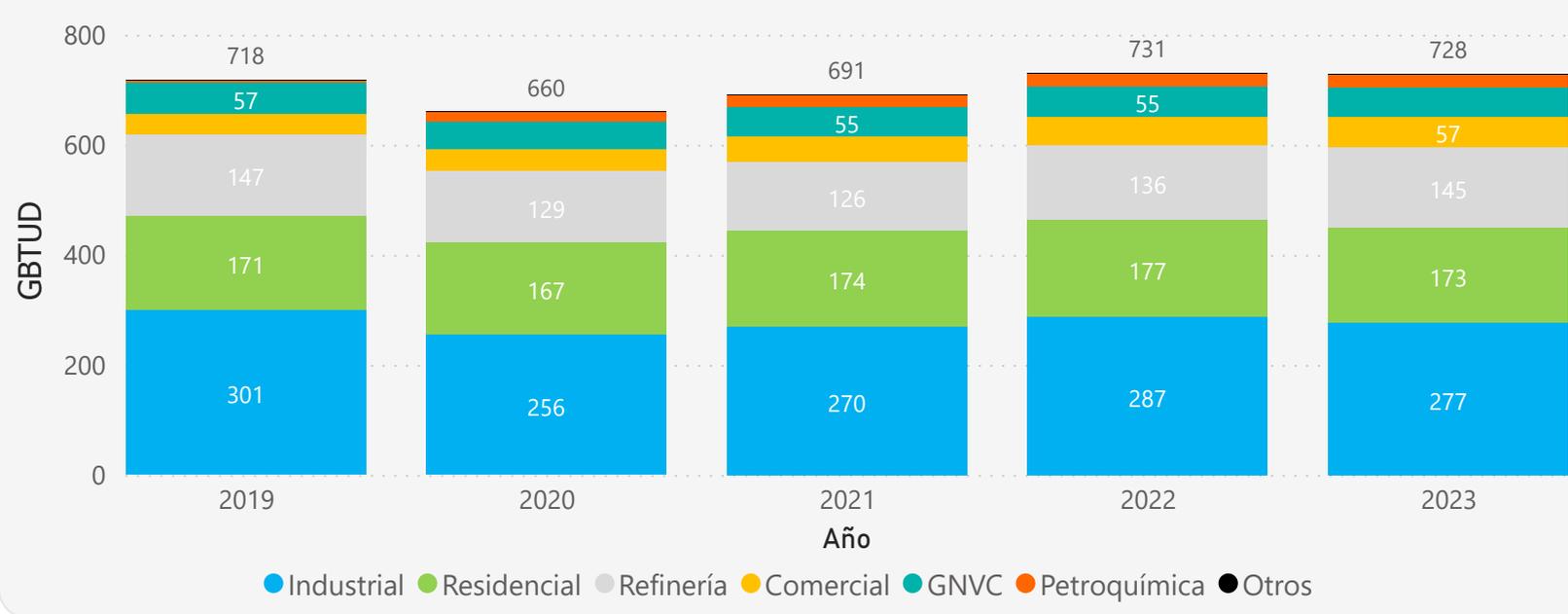
En 2023, **cerca del 83%** del consumo de gas natural en Colombia para la generación térmica está concentrado en la **Costa Atlántica**, principalmente en los Departamentos de **Atlántico, Bolívar y Magdalena**, correspondiente a **191 GBTUD**. Este mismo consumo en el **2022** fue de **136 GBTUD**, cuando representó el **66%**. Por otro lado, en la **Región del Interior** el consumo de gas natural para la generación térmica fue de **41 GBTUD**, con una mayor participación en el departamento del **Meta y Valle del Cauca**. Este consumo fue inferior al del año 2022 en estos mismos dos departamentos, año el cual se consumieron **28 GBTUD**.

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

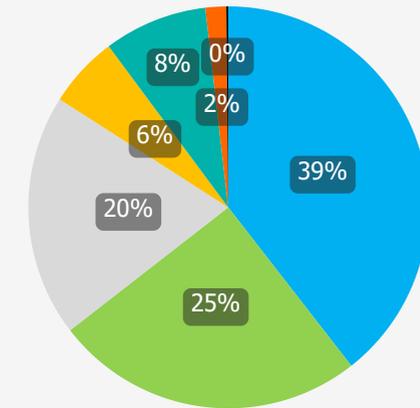
15

Consumo no térmico SNT

Evolución de la cantidad de energía tomada del SNT por sector de consumo 2019-2023



Participación sectorial en la demanda de gas natural 2023



Fuente: SEGAS

La demanda de los sectores no térmicos en 2023 **se redujo 0.4%** respecto a 2022:

- Los sectores Industrial, Residencial, GNVC y Petroquímica redujeron su demanda en 3,7%, 2,3%, 3,6% y 4,2% respectivamente.
- La demanda de refinerías y del sector comercial aumentaron 7,1% y 10,3% respectivamente.

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.

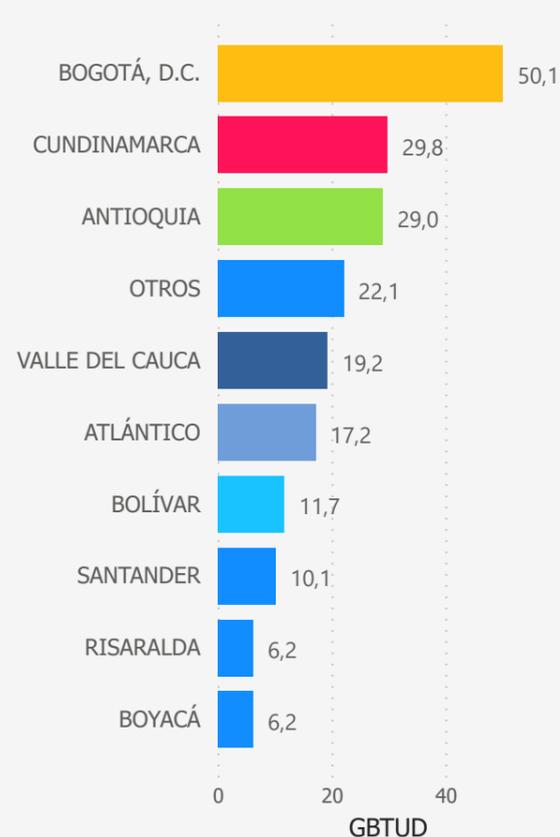
Fuente: Tableros BI- Informe de demanda (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/demanda). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

Consumo no térmico SNT

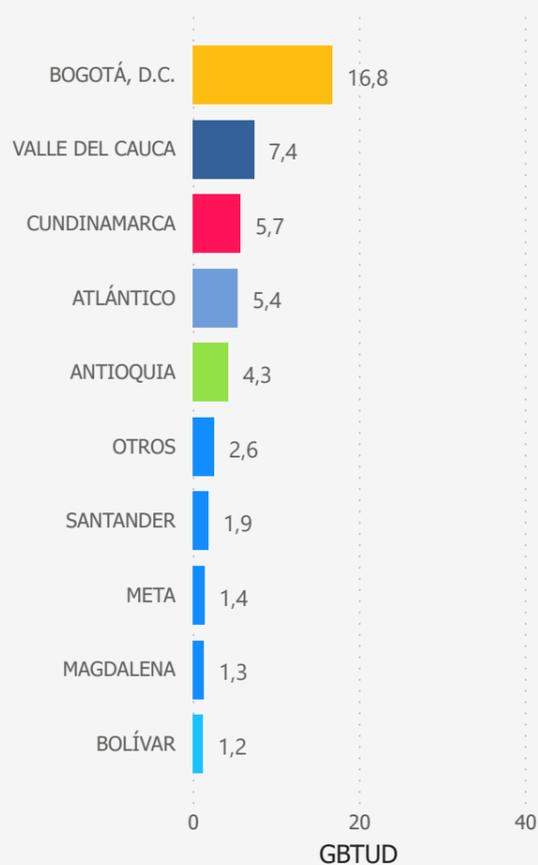
SECTOR COMPRESORAS - 2023



SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL - 2023

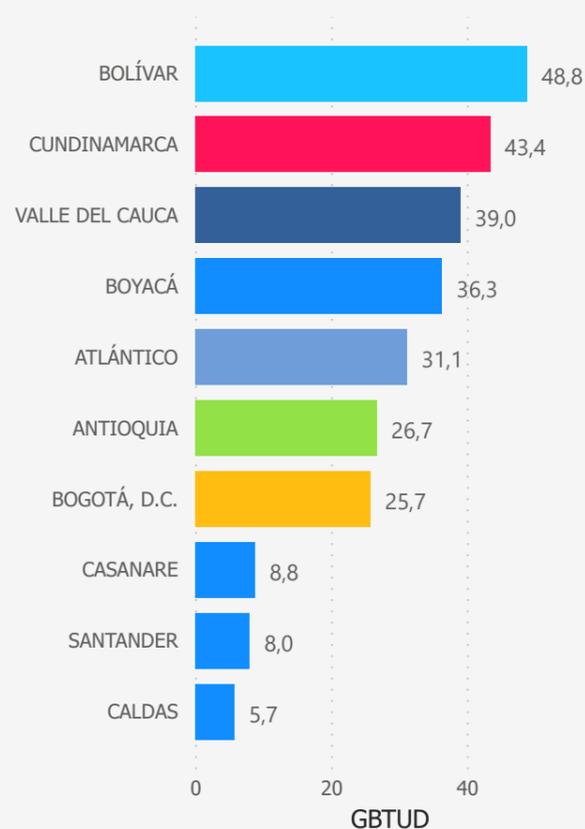


SECTOR GNVC - 2023



Fuente: SEGAS

SECTOR INDUSTRIAL Y PETROQUIMICA- 2023



Fuente: SEGAS

Demanda Esencial: Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNVC, y iv) la demanda de gas natural de las refinерías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional.

Fuente: Decreto 1073 de 2015

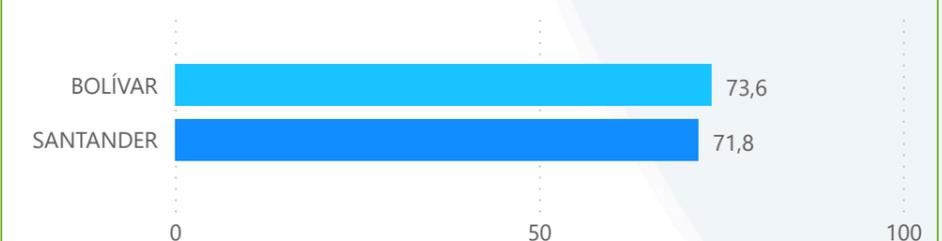
Residencial y Comercial: El 47% de los consumos de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en **Bogotá, Cundinamarca y Antioquia**, correspondiente a **50,1 GBTUD, 29,8 GBTUD y 29,0 GBTUD** respectivamente, sin variaciones significativas al año 2022.

GNVC: El 56% de los consumos de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en **Bogotá, Valle del Cauca y Cundinamarca**, correspondiente a **16,8 GBTUD, 7,4 GBTUD y 5,7 GBTUD** respectivamente, sin variaciones relevantes al año 2022.

INDUSTRIAL Y PETROQUIMICA: El 44% de los consumos de gas natural en Colombia para este sector de consumo está concentrado en los departamentos de **Bolívar, Cundinamarca y Valle del Cauca** correspondiente a **48,8 GBTUD, 43,4 GBTUD y 39,0 GBTUD** respectivamente, con leves variaciones al año 2022.

REFINERIA: La **Refinería de Barrancabermeja** evidenció un incremento en los consumos de gas natural del 23% con respecto del año 2022, ubicándose en **73,6 GBTUD**. Por otro lado, la Refinería de Cartagena evidenció una reducción del consumo de gas natural del 6% con respecto del 2022, ubicándose en **71,8 GBTUD**.

SECTOR REFINERIA - 2023



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

Contratación vigente en 2023:

Total MP: 933 GBTUD en firme / 301 GBTU interrumpible

Total MS: 344 GBTUD en firme / 242 GBTU interrumpible

Total OTMM: 521 GBTUD en firme / 352 GBTU interrumpible

Precio Promedio Ponderado Contratos que garantizan firmeza, vigentes en 2023:

MP US\$4,77 MS USD\$6,57 OTMM USD\$6,89

Porcentaje de ejecución de contratos del MP:

firmeza condicionada (97%), CF95 (93%), firme (94%), Take or Pay (84%).

La regulación define 3 mercados en los cuales se puede transar el gas natural para el consumo nacional; Mercado Primario (MP), Mercado Secundario (MS), y Mercado de Otras Transacciones (OTMM). El mercado primario es un mercado físico mientras los otros dos mercados son mercados de cierre y/o financieros.

En el año 2023 el 52% de las transacciones del mercado correspondió a mercado primario (933 GBTUD), el 19% al mercado secundario (344GBTUD), y 29% al mercado de otras transacciones del mercado mayorista (521 GBTUD).

En cuanto a la dinámica del mercado (negociaciones en el año), la tendencia observada es de corto plazo, contratándose mayoritariamente gas natural en firme con duraciones de 1 día; sin embargo, en cuanto a energía se refiere, se evidencia que la contratación del mercado se da mayoritariamente en firme con duraciones de contratos superiores a los 90 días.

Respecto a las duraciones de los contratos que estuvieron vigentes en 2023, el 87.8% del total de energía disponible se negoció en contratos de más de 90 días

Con relación a los precios promedio ponderados de los contratos vigentes en 2023, se tiene que el valor más alto se da para contratos de contingencia, seguido por contratos de opción de compra y contratos en modalidad firme.

Mercado primario suministro - Precios y cantidades vigentes en 2023

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	142	\$5,05	113	\$5,60			42	N.D.			74	\$5,74	0	\$6,19	230	\$6,40
B. Esperanza PE	18	\$4,54	6	\$6,39							0	\$7,37			85	\$7,79
Ballena			9	\$5,54											2	\$6,10
Bloque VIM 5	89	\$4,93	1	\$12,55							7	\$7,47			58	\$7,09
Bonga Mamey			36	\$4,69											27	\$4,18
Bullerengue	14	\$6,00	19	\$5,46									0	\$6,27	2	\$6,93
Chuchupa	1	N.D.	42	\$6,13									0	\$5,91	5	\$9,97
Otros Costa	19	\$5,41	0	N.D.			42	N.D.			67	\$5,56			50	\$4,11
Interior	61	\$3,66	402	\$4,93	31	\$4,23	5	\$6,77	45	\$4,30					38	\$4,69
Cupiagua			190	\$4,97	6	\$4,15									4	\$3,89
Cupiagua Sur			11	\$5,55	15	\$4,16	3	\$6,66							3	\$3,95
Cusiana	0	N.D.	182	\$4,77	10	\$4,26	2	\$6,96							3	\$5,10
Floreña	57	\$3,75							12	N.D.					2	\$3,85
Gibraltar									33	N.D.						
Otros Interior	4	\$2,37	19	\$5,70	0	N.D.									26	\$4,92
Otros	10	\$3,11	4	\$3,77	2	\$2,84			4	\$8,19					34	\$2,91
Otros C. Aislados	5	\$1,83	4	\$3,77					4	\$8,19					27	\$3,30
Otros C. Aislados- MM	5	\$4,60			2	\$2,84									7	\$1,46
Total	212	\$4,56	519	\$5,06	32	\$4,16	47	\$18,38	49	\$4,61	74	\$5,74	0	\$6,19	301	\$5,80
					Condicionada											
Fuente: SEGAS	17,21%		42,00%		2,63%		3,77%		3,96%		5,99%		0,03%		24,41%	

Para el 2023, la contratación del mercado primario se ubicó en **1,235 GBTUD**. En el agregado de **contratos que garantizan firmeza se registraron 933 GBTUD**. De estos, se observa que **519 GBTUD** correspondieron a contratos registrados bajo la modalidad contractual **CF95**, lo cual representó el **42 %** de la contratación total. Para los campos de la región interior, se encuentra que la contratación bajo esta modalidad fue de **402 GBTUD**, mientras que para la región de la Costa fue de **113 GBTUD**, y en campos aislados **4 GBTUD**

En segundo lugar, la modalidad **con interrupciones** representó el **24,4 %** de la contratación total, con **301 GBTUD**, distribuidos en **230 GBTUD** para la región de la costa, **38 GBTUD** para la región del interior, y **34 GBTUD** en campos aislados. En tercer lugar, se encuentra que la modalidad contractual **firme** representó el **17,2 %** del total de la contratación, ubicándose en **212 GBTUD**, los cuales se distribuyen en **142 GBTUD** para la región de la Costa, **61 GBTUD** para la región de interior, y **10 GBTUD** para campos aislados.

Así las cosas, se encuentra que bajo las modalidades que garantizan firmeza, establecidas en la Resolución CREG 186 de 2020, se contrató cerca del **72 %** del suministro de gas, y **76 %** si se tiene en cuenta los contratos que se encontraron vigentes bajo la modalidad **Take or Pay**. En lo que respecta a la contratación de las principales fuentes de gas, se encuentra que **Cusiana** y **Cupiagua**, para el 2023, se contrataron en más del **90 %** 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 que el **38 %** y **78 %**, respectivamente, del suministro se contrató 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.

Para el 2023, se observó que los precios promedio ponderados de las fuentes de suministro de la Costa son más altos para las modalidades con interrupciones (**6.40 USD/MBTU**), CF95 (**5.60 USD/MBTU**) y firme (**5,05 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 (**6.77 USD/MBTU**).

1 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo 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, 17 Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga

5 Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbé 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.

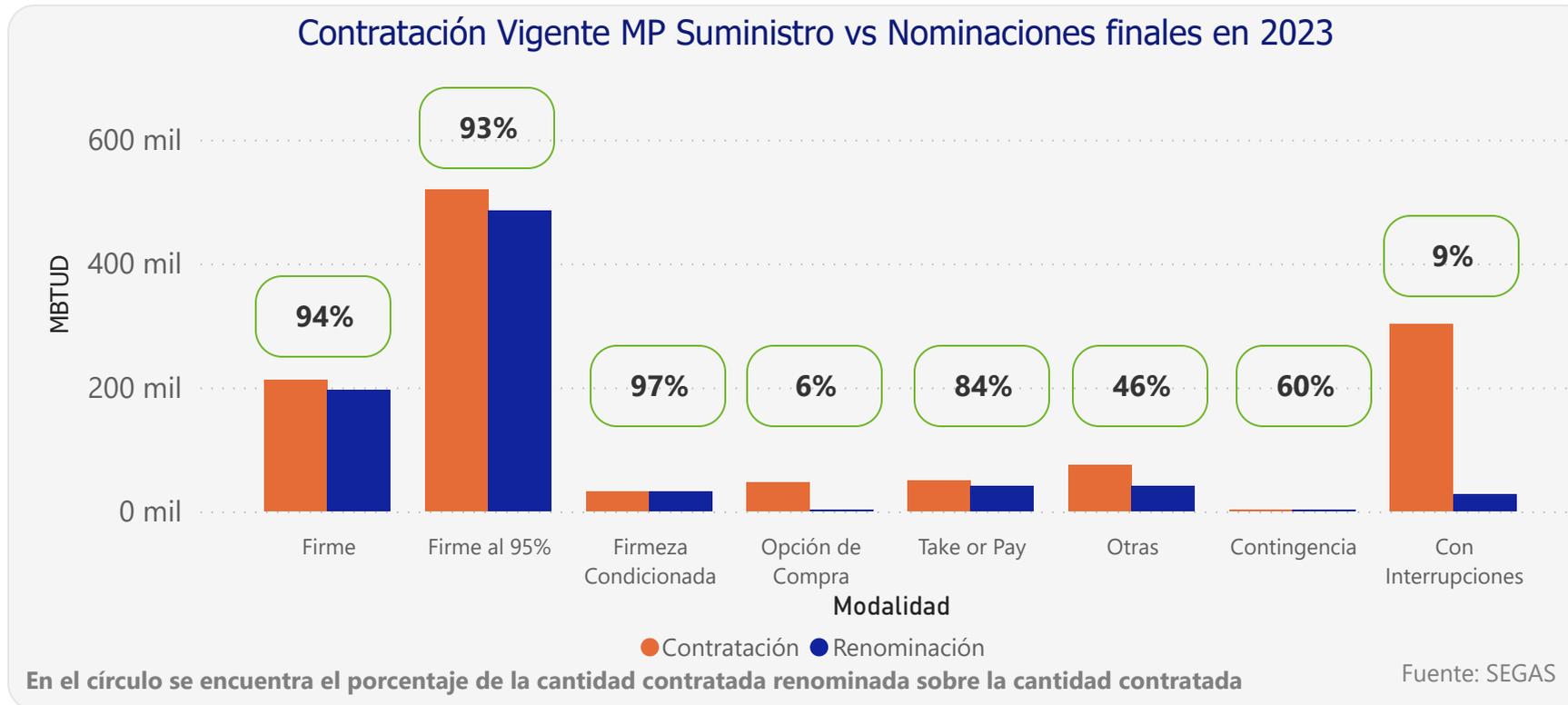
NOTA 5: Los valores corresponden a un promedio de los días del año calendario 2023

NOTA 6: Precios promedio ponderado por cantidad

Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas-BEC). Vinculo: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>.

Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

Ejecución de la contratación del mercado primario de suministro en 2023



La **renominaación** 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 nominaación** del Día -1 de gas. En caso tal de que no se presenten, se toma la nominaación.

Con el objetivo de analizar la ejecución de la contratación se realizó el cálculo de la cantidad **nominaada 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: **firmeza condicionada (97 %)**, **CF95 (93 %)**, **firme (94 %)** y **take or pay (84 %)**. Resulta relevante destacar que, a pesar de que la cantidad contratada bajo la modalidad **con interrupciones** representa el **24,4 %** de la contratación total, esta solo se ejecuta en un **9 %** del total, lo cual representa cerca de **27 GBTUD**. Por otra parte, se encuentra que, en la modalidad de **otras**, solo el **46 %** de lo contratado se ejecuta, lo que deja ver que bajo esta modalidad se enmarcan contratos que no garantizan firmeza.

Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

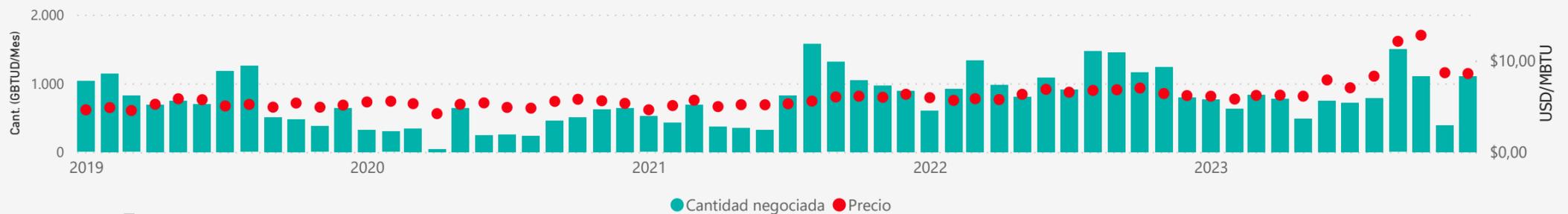
Fuente: Tableros BI- Informe de contratos (Segas-BEC). [Vinculo: https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos](https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos). Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural

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.

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



Fuente: SEGAS

Se destaca el incremento en el precio de las negociaciones desde el segundo semestre de 2023, dado por la coyuntura en el abastecimiento de gas natural, por la declaratoria de inicio del fenómeno de El Niño anunciada por el IDEAM, mediante comunicado especial N.º 58 del 3 de noviembre de 2023 y, en donde da por cumplidas las condiciones para que se presente el fenómeno climático y declara su inicio desde mayo de 2023, luego de "cumplidos 5 trimestres móviles consecutivos con valores del índice oceánico mayores o iguales a 0.5 °C".

De otra parte, octubre de 2023 fue el mes con mayores precios registrados en transacciones, con un promedio ponderado de 12.75 USD/MBTU.

Número de operaciones por duración y modalidad contractual

Modalidades y duración	2019	2020	2021	2022	2023
1. Firme	3629	2625	4843	5839	4743
1 día	3365	2387	4454	5348	4013
2 - 90 días	160	143	280	372	541
Más de 90 días	113	96	109	119	189
3. Firmeza Condicionada		2	1	23	43
1 día				8	31
2 - 90 días				1	2
Más de 90 días		2	1	14	10
4. Opción de Compra	2		1	3	8
1 día	2				
2 - 90 días			1	1	2
Más de 90 días				2	6
7. Contingencia	1	1	25	43	3
1 día		1	23	19	3
2 - 90 días				22	
Más de 90 días	1		2	2	
9. Con Interrupciones	125	86	110	114	118
1 día	1				
2 - 90 días	91	47	39	55	76
Más de 90 días	33	39	71	59	42
Total	3757	2714	4980	6022	4915

Estadísticas agregadas de negociaciones, mercado secundario suministro

Año	2023			
modalidades y duración	Número de Operaciones	% Operaciones	% Valor total suministro	Precio promedio
1. Firme	4743	96,50%	62,52%	\$8,56
1 día	4013	81,65%	5,78%	\$8,65
2 - 90 días	541	11,01%	5,99%	\$8,08
Más de 90 días	189	3,85%	50,75%	\$6,95
3. Firmeza Condicionada	43	0,87%	2,01%	\$4,88
1 día	31	0,63%	0,00%	\$4,37
2 - 90 días	2	0,04%	0,01%	\$5,41
Más de 90 días	10	0,20%	2,00%	\$5,25
4. Opción de Compra	8	0,16%	1,50%	\$8,05
2 - 90 días	2	0,04%	0,33%	\$6,81
Más de 90 días	6	0,12%	1,17%	\$9,25
7. Contingencia	3	0,06%	0,04%	\$16,37
1 día	3	0,06%	0,04%	\$16,37
9. Con Interrupciones	118	2,40%	33,93%	\$6,67
2 - 90 días	76	1,55%	3,56%	\$5,40
Más de 90 días	42	0,85%	30,37%	\$8,36
Total	4915	100,00%	100,00%	\$8,50

En el periodo de tiempo analizado 2019 - 2023, se observó que el comportamiento del mercado secundario de suministro se concentra en gran medida, en transacciones de modalidad firme con duración de un día, representando estas el 81.65% del total de negociaciones realizadas; seguida de la modalidad firme entre 2 y 90 días.

De otra parte, **el número total de negociaciones registradas en 2023 se redujo en 18.40% respecto del año anterior.**

En cuanto a los contratos negociados durante 2023, **se tiene que si bien las operaciones bajo modalidad firme representa en volumen el 96,50%, en valor nominal (precio x cantidad) de los contratos concentran el 62.52%**

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:

- Cantidades negociadas y registradas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2023.
- Las cantidades presentadas en esta sección, no toman en cuenta las vigencias de los contratos registrados.
- 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
- Las modalidades: Con interrupciones, Contingencia, Firme, Firmeza condicionada, Opción de compra; y considera todas las duraciones.
- 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 secundario suministro - Cantidades vigentes 2023

Consideraciones de la sección:

En esta sección se abordan las cantidades de gas natural contratado y vigente en 2023; esto implica que se presenta información de todos los contratos registrados que tenían obligaciones de entrega o ejecución en 2023, indistintamente de su fecha de negociación.

Participación porcentual de cantidades totales vigentes en 2023 por modalidad contractual

Personalizado	2011	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
1. Firme	0,48%	1,25%	3,15%	0,19%	1,46%	7,61%	20,23%	15,10%	49,47%
3. Firmeza Condicionada			2,93%				1,28%	0,20%	4,40%
4. Opción de Compra			2,31%				0,32%	0,53%	3,16%
7. Contingencia						1,25%	0,40%	0,01%	1,66%
8. Con Interrupciones							27,11%	14,20%	41,32%
Total	0,48%	1,25%	8,38%	0,19%	1,46%	8,86%	49,34%	30,04%	100,00%

Fuente: SEGAS

Participación porcentual de cantidades vigentes en 2023 por modalidad contractual y duración

Personalizado	1 día	2 - 90 días	Más de 90 días	Total
1. Firme	3,86%	3,83%	41,77%	49,47%
3. Firmeza Condicionada	0,00%	0,10%	4,30%	4,40%
4. Opción de Compra		0,29%	2,87%	3,16%
7. Contingencia	0,01%		1,65%	1,66%
8. Con Interrupciones		4,13%	37,18%	41,32%
Total	3,88%	8,35%	87,77%	100,00%

Fuente: SEGAS

Participación porcentual de cantidades vigentes en 2023 por Sector de Consumo

descripcion_sector	2011	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Comercial			0,19%	0,05%	0,47%	4,06%	2,40%	0,68%	7,85%
Generación Térmica			5,23%			0,60%	24,16%	8,14%	38,13%
GNVC	0,01%		0,13%			0,07%	1,59%	1,50%	3,30%
Industrial		1,25%	0,94%	0,03%	0,66%	3,67%	15,01%	15,73%	37,29%
Otros							0,01%	0,88%	0,89%
Refinería								0,01%	0,01%
Residencial	0,47%		1,88%	0,11%	0,34%	0,46%	6,17%	2,34%	11,77%
Transportadores de Gas								0,75%	0,75%
Total	0,48%	1,25%	8,38%	0,19%	1,46%	8,86%	49,34%	30,04%	100,00%

Fuente: SEGAS

Precios promedio de cantidades vigentes 2023 por modalidad y sector de consumo

Sector	1. Firme	3. Firmeza Condicionada	4. Opción de Compra	7. Contingencia	8. Con Interrupciones	Total
Comercial	\$5,04	N.D.			\$6,15	\$5,12
Generación Térmica	\$8,53	\$5,99		\$6,22	\$7,33	\$8,09
GNVC	\$6,25	\$5,52		\$10,97	\$5,46	\$6,78
Industrial	\$6,40	\$4,64		N.D.	\$6,85	\$6,67
Otros	\$5,89	\$4,47			\$4,69	\$5,81
Refinería	\$4,92					\$4,92
Residencial	\$10,03	N.D.		\$3,90	\$6,27	\$9,80
Transportadores de Gas	\$7,86				N.D.	\$5,52
Total	\$7,60	\$4,92	\$9,13	\$16,37	\$6,76	\$7,22

Fuente: SEGAS

Del total de gas natural contratado y vigente en 2023, el 58.68% correspondió a modalidades que garantizan firmeza, dentro de las cuales, se destaca que el 49.47% correspondió a contratos en modalidad firme. Es importante resaltar que el gas disponible para ser consumido el año 2023, fue contratado en 20.62% en el mediano plazo (años desde el 2011 y hasta el 2021), el 49.34% se contrató en 2022 y el 30.04% restante se contrató para ejecutarse en el mismo año.

Respecto a las duraciones de los contratos que estuvieron vigentes en 2023, el 87.77% del total de energía disponible se negoció en contratos de duración de más de 90 días.

Los sectores de consumo que más energía tuvieron disponible en el mercado secundario durante 2023 fueron en su orden: el térmico, el sector Industrial y el residencial.

Con relación a los precios promedio ponderados de los contratos vigentes en 2023, se tiene que el valor más alto se da para contratos de contingencia, seguido por contratos de opción de compra y contratos en modalidad firme.

El sector residencial es para el cual se evidenciaron mayores precios promedio en 2023 con 9.80 USD/MBTU, seguido por el sector térmico con 8.09 USD/MBTU y GNVC con 6.78 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

Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) - Negociaciones

El mercado "Otras Transacciones del Mercado Mayorista - OTMM" 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.

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



El mercado OTMM durante la segunda mitad de 2023 alcanzó sus máximos para el periodo presentado, tanto en cantidades de gas natural negociadas, con 2,048 GBTUD en octubre, como en precios promedio ponderado con 13.77 USD/MBTU en septiembre sobrepasando en 142%, el anterior precio tope presentado en noviembre de 2021 con 9.70 USD/MBTU.

El incremento, tanto del precio como de las cantidades negociadas durante el segundo semestre de 2023, se relaciona a la coyuntura en el abastecimiento de gas natural, asociado a la declaratoria de inicio del Fenómeno de El Niño.

Número de operaciones por duración y modalidad contractual

Modalidad y duración	2019	2020	2021	2022	2023
1. Firme	1626	1020	1258	2474	3641
1 día	1604	1000	1214	2407	3500
2 - 90 días	6	6	26	48	120
Más de 90 días	16	16	18	19	21
2. Firme al 95%	2		3		1
1 día			1		1
Más de 90 días	2		2		
3. Firmeza Condicionada			2	3	7
2 - 90 días					1
Más de 90 días			2	3	6
4. Opción de Compra	3			4	5
1 día	1				
2 - 90 días	2				2
Más de 90 días				4	3
6. Otras				1	3
2 - 90 días					2
Más de 90 días				1	1
7. Contingencia			2	11	1
1 día			1	6	1
2 - 90 días			1	5	
9. Con Interrupciones	37	41	47	21	26
1 día	3	3	4		1
2 - 90 días	18	20	10	7	5
Más de 90 días	17	18	33	14	20
Total	1668	1061	1312	2514	3684

Fuente: SEGAS

Estadísticas agregadas de negociaciones, mercado secundario suministro

Modalidad y duración	Año			
	Número de Operación	% Operación	% valor suministro	Precio promedio
1. Firme	3641	98,83%	14,47%	\$10,15
1 día	3500	95,01%	6,20%	\$10,11
2 - 90 días	120	3,26%	2,62%	\$10,98
Más de 90 días	21	0,57%	5,65%	\$10,75
2. Firme al 95%	1	0,03%	0,00%	\$9,90
1 día	1	0,03%	0,00%	\$9,90
3. Firmeza Condicionada	7	0,19%	1,39%	\$5,13
2 - 90 días	1	0,03%	0,00%	\$5,90
Más de 90 días	6	0,16%	1,39%	\$5,09
4. Opción de Compra	5	0,14%	3,33%	\$31,07
2 - 90 días	2	0,05%	0,88%	\$32,89
Más de 90 días	3	0,08%	2,45%	\$29,28
6. Otras	3	0,08%	0,18%	\$6,12
2 - 90 días	2	0,05%	0,02%	\$5,87
Más de 90 días	1	0,03%	0,16%	\$7,40
7. Contingencia	1	0,03%	0,00%	\$8,65
1 día	1	0,03%	0,00%	\$8,65
9. Con Interrupciones	26	0,71%	80,63%	\$14,03
1 día	1	0,03%	0,00%	\$8,95
2 - 90 días	5	0,14%	0,10%	\$10,39
Más de 90 días	20	0,54%	80,53%	\$14,21
Total	3684	100,00%	100,00%	\$10,30

Fuente: SEGAS

Para el periodo 2019 - 2023, se observa que el comportamiento del mercado OTMM se concentra en transacciones de modalidad firme con duración de un día, representando para el periodo un total de 3.500 operaciones equivalentes al 95% del total de negociaciones realizadas durante 2023.

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 2023, se resalta que si bien, la modalidad firme la cantidad de negociaciones es la más representativa (98.83%), esta no lo es en cuanto a valor nominal (precio x cantidad) negociado (14.47%).

Notas aclaratorias:

La información aquí presentada es el consolidado del comportamiento del mercado OTMM 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 2023.
- 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

Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) - Cantidades vigentes 2023

Consideraciones de la sección:

En esta sección se abordan las cantidades de gas natural contratado y vigente en 2023; esto implica que se presenta información de todos los contratos registrados que tenían obligaciones de entrega o ejecución en 2023, indistintamente de su fecha de negociación.

Participación porcentual de cantidades totales vigentes en 2023 por modalidad contractual

Modalidades	2015	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
1. Firme	0,40%	0,63%	0,27%		20,10%	0,26%	3,49%	10,79%	35,95%
2. Firme al 95%				0,39%		0,36%		0,00%	0,75%
3. Firmeza Condicionada			2,93%				0,30%	0,33%	3,56%
4. Opción de Compra			5,85%				0,92%	1,47%	8,24%
5. Take or Pay			0,60%						0,60%
6. Otras							0,03%	0,32%	0,34%
7. Contingencia								0,00%	0,00%
8. Con Interrupciones		0,36%		1,35%	0,09%	0,54%	35,68%	12,28%	50,30%
9. Pague lo Consumido						0,24%			0,24%
Total	0,40%	0,99%	9,65%	1,75%	20,19%	1,40%	40,42%	25,19%	100,00%

Fuente: SEGAS

Con relación al comportamiento del mercado, se puede observar que el mismo se contrató para 2023 mayoritariamente por medio de contratos con interrupciones, representando estos el 50.30% del total de gas natural que estuvo vigente y disponible, es decir, listo para ejecución; seguido de gas en firme con 35.95% del total de la contratación. Se destaca que 2022 fue el año que mayor contratación presentó para ser ejecutada en 2023, con 40.42% del gas disponible para ser consumido en este año.

Respecto a las duraciones de los contratos que estuvieron vigentes en 2023, el 88.22% del total de energía disponible se negoció en contratos de más de 90 días.

Los sectores de consumo que más gas natural contrataron en el mercado OTMM durante 2023 fueron: el térmico y el sector industrial.

En relación con los precios promedio ponderados de los contratos vigentes en 2023, se tiene que el valor agregado más alto se da para contratos con destino al abastecimiento de la generación termoeléctrica (13 USD/MBTU) en la modalidad opción de compra, alcanzando precios de 28.77 USD/MBTU. El sector de consumo "Otros" contó con el segundo precio más alto de 2023 para este mercado, con valor de 11.55 USD/MBTU.

Participación porcentual de cantidades vigentes en 2023 por modalidad contractual y duración

Modalidades	1 día	2 - 90 días	Más de 90 días	Total
1. Firme	7,62%	3,59%	24,74%	35,95%
2. Firme al 95%	0,00%		0,75%	0,75%
3. Firmeza Condicionada		0,01%	3,56%	3,56%
4. Opción de Compra		0,34%	7,89%	8,24%
5. Take or Pay			0,60%	0,60%
6. Otras		0,05%	0,30%	0,34%
7. Contingencia	0,00%			0,00%
8. Con Interrupciones	0,00%	0,17%	50,13%	50,30%
9. Pague lo Consumido			0,24%	0,24%
Total	7,62%	4,15%	88,22%	100,00%

Fuente: SEGAS

Participación porcentual de cantidades vigentes en 2023 por Sector de Consumo

descripcion_sector	2015	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Comercial								0,00%	0,00%
Exportaciones								0,00%	0,00%
Generación Térmica			8,64%	17,93%	0,54%	30,28%	22,80%		80,19%
GNVC	0,27%			1,97%	0,60%	0,84%	0,36%		4,04%
Industrial	0,13%	0,99%	0,16%		0,29%	0,26%	8,86%	0,37%	11,06%
Otros							0,43%	0,23%	0,65%
Petroquímica								0,00%	0,00%
Refinería							0,02%	1,23%	1,25%
Transportadores de Gas			0,85%	1,75%				0,19%	2,79%
Total	0,40%	0,99%	9,65%	1,75%	20,19%	1,40%	40,42%	25,19%	100,00%

Fuente: SEGAS

Precios promedio de cantidades vigentes 2023 por modalidad y sector de consumo

Personalizado	Comercial	Exportaciones	Generación Térmica	GNVC	Industrial	Otros	Petroquímica	Refinería	Transportadores de Gas	Total
1. Firme	N.D.	N.D.	\$10,16	\$6,12	\$8,27	\$10,83	N.D.	\$12,62	\$8,12	\$10,28
2. Firme al 95%			N.D.							N.D.
3. Firmeza Condicionada			N.D.	\$4,54						\$5,88
4. Opción de Compra			\$28,77	N.D.						\$28,76
6. Otras								\$7,20		\$7,20
7. Contingencia			N.D.							N.D.
8. Con Interrupciones			\$13,46	\$9,94	\$11,38	N.D.		\$8,67		\$13,29
Total	N.D.	N.D.	\$13,00	\$8,11	\$10,23	\$11,55	N.D.	\$10,82	\$8,12	\$12,73

Fuente: SEGAS

Consideraciones:

- Valores en N.D. Implican que el dato no está disponible por tratarse de una única operación.

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

Cantidades negociadas (KPCD) por duración y modalidad contractual *

Modalidad y duración	2019	2020	2021	2022	2023
1. Firme	279.943.634	1.448.681.905	4.823.432	1.106.359.604	5.162.408
1 día	4.419	1.730	2.509.743	545.989	377.457
2 - 90 días	49.236.579	68.580.806	1.421.002	2.437.508	2.503.000
Más de 90 días	230.702.636	1.380.099.369	892.687	1.103.376.107	2.281.951
3. Firmeza Condicionada					2.283.100
Más de 90 días					2.283.100
4. Opción de Compra		261.424.000			468.488.800
Más de 90 días		261.424.000			468.488.800
7. Contingencia			1.292.568	2.322.728	27.529
1 día			242.619	259.504	15.484
2 - 90 días			1.049.949	2.063.224	12.045
8. Firme de capacidades trimestrales			188.233.051	119.765.977	229.712.591
2 - 90 días			7.198.620	5.406.390	
Más de 90 días			181.034.431	114.359.587	229.712.591
9. Con Interrupciones	71.041.547	122.492.998	153.099.201	279.428.112	363.371.457
1 día			2.248		
2 - 90 días	71.041.547	122.492.998	70.327.736	78.759.570	1.566.129
Más de 90 días			82.769.217	200.668.542	361.805.328
Total	350.985.181	1.832.598.903	347.448.252	1.507.876.421	1.069.045.885

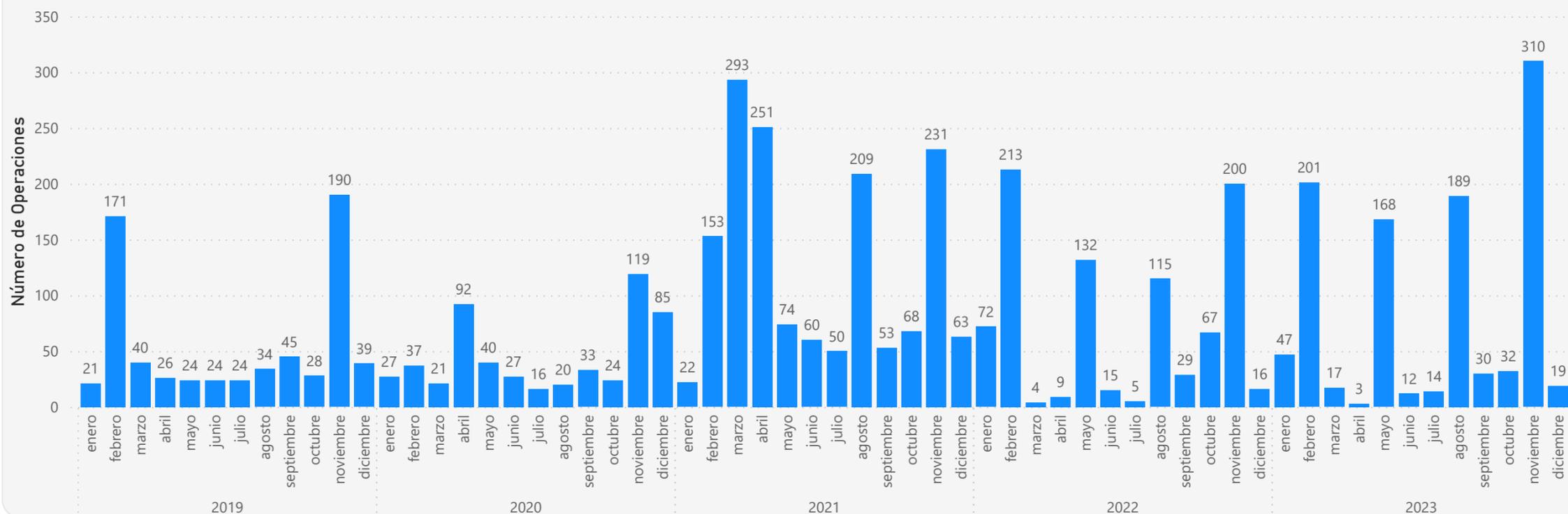
Fuente: SEGAS

* Los valores corresponden a la capacidad diaria por la duración del contrato

En el número de negociaciones de capacidad de transporte en el mercado primario, se observa un comportamiento trimestral alineado al proceso de comercialización establecido en la Resolución CREG 185 de 2020.

En el año 2023 se observó una reducción en las cantidades contratadas que está explicada por una reducción en la CDP o en las necesidades de capacidad de los agentes que ya fueron cubiertas por contratos de períodos anteriores.

Número de negociaciones - Capacidad de transporte mercado primario



Fuente: SEGAS

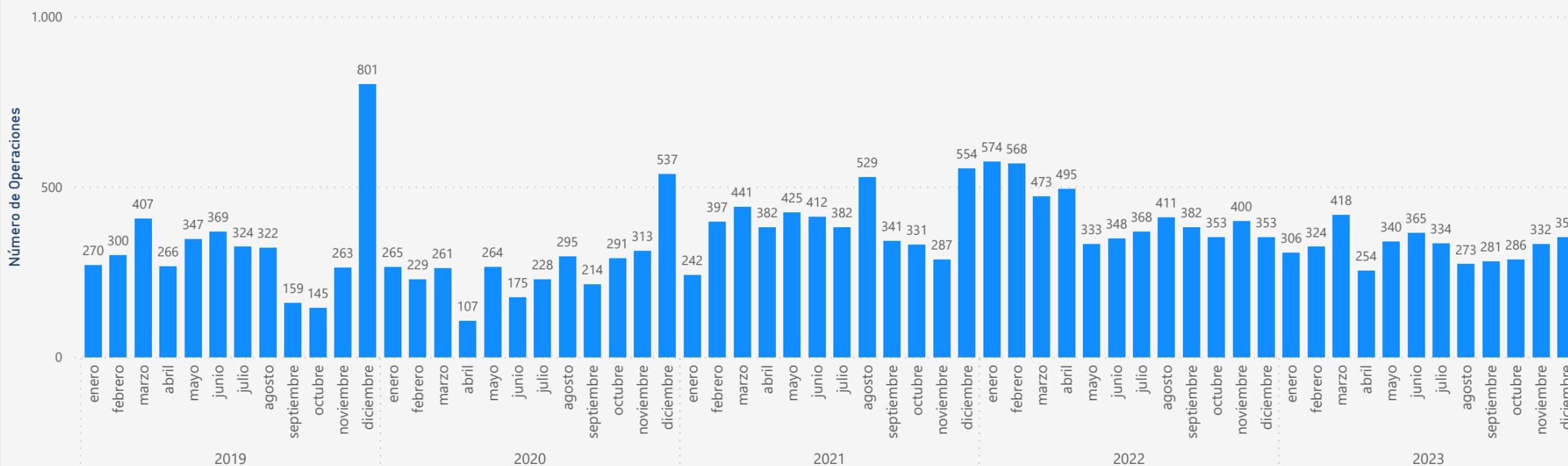
Fuente: SEGAS

* Corresponde al número de contratos vigentes durante el año

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

Mercado secundario de transporte - negociaciones y capacidades

Número de negociaciones - Capacidad de transporte mercado secundario



* Corresponde al número de contratos vigentes durante el año

Fuente: SEGAS

En 2023 la cantidad de negociaciones registradas en el mercado secundario presentaron un comportamiento consistente en comparación con lo evidenciado en años anteriores. Es importante resaltar que a diferencia de las negociaciones en el mercado primario, en este mercado no se evidencia una estacionalidad en las negociaciones, toda vez que no están atadas a un proceso de comercialización trimestral.

En comparación con los años precedentes, en el 2023 se presentó una reducción en las capacidades contratadas. Asimismo, la tendencia a la baja se observa desde el año 2020, que coincide con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 185 de 2020 y la eliminación de oportunidad de arbitraje en los precios del mercado secundario.

Cantidades negociadas 2023 por duración y modalidad contractual *

Modalidad y duración	2019	2020	2021	2022	2023
1. Firme	75.682.010	30.614.185	12.001.167	20.891.758	20.627.068
1 día	2.960.660	1.251.980	3.980.721	2.681.820	2.439.535
2 - 90 días	1.440.160	1.039.808	562.110	925.402	367.092
Más de 90 días	71.281.190	28.322.397	7.458.336	17.284.536	17.820.441
3. Firmeza Condicionada	494.601	67.564	810		589.260
2 - 90 días	290.296	26.499	810		
Más de 90 días	204.305	41.065			589.260
4. Opción de Compra					129.260
Más de 90 días					129.260
9. Con Interrupciones	261.341.548	65.799.745	45.998.887	27.702.892	18.397.427
1 día	23.606		47.472	2.492	222.964
2 - 90 días	254.768.461	65.799.745	12.254.433	1.880.253	822.614
Más de 90 días	6.549.481		33.696.982	25.820.147	17.351.849
Total	337.518.159	96.481.494	58.000.864	48.594.650	39.743.015

Fuente: SEGAS

Número de contratos registrados por rango de duración contractual*

Año	1 día	11 a 30 días	2 a 10 días	31 a 90 días	Más de 90 días	Total
2019	3.093	554	45	807	487	4.984
2020	2.531	635	48	969	529	4.647
2021	5.382	254	269	460	642	7.003
2022	5.184	96	56	345	829	6.509
2023	3.997	97	36	258	1.123	5.511

Fuente: SEGAS

* Los valores corresponden a la capacidad diaria por la duración del contrato

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 Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Cogua tienen un factor de uso real superior al 80%



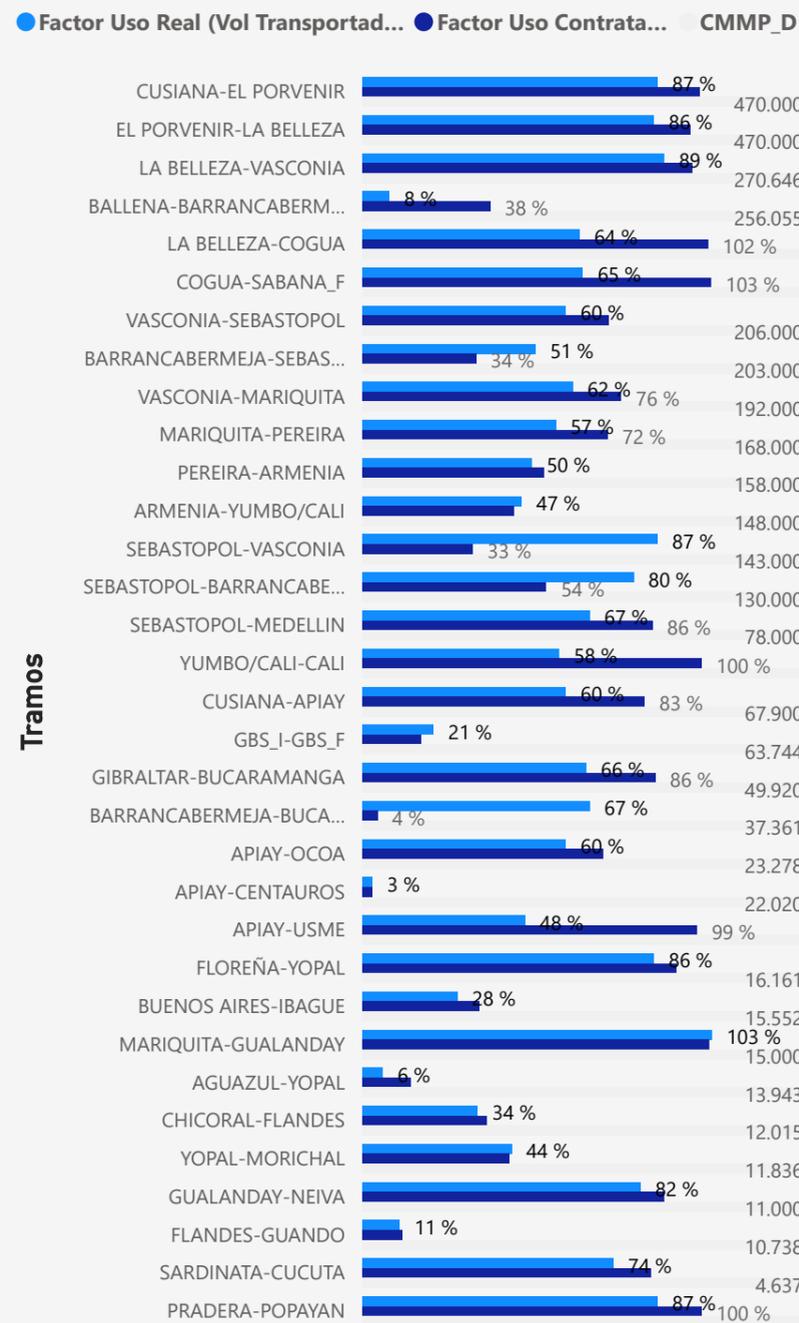
Cusiana, Cupiagua y Pauto son los campos que inyectan el suministro de gas natural que es transportado por los anteriores tramos

Durante los últimos 4 meses del 2023 se observó una reducción en la cantidad de energía inyectada de fuentes nacionales, en virtud de, entre otras cosas, eventos que generaron restricción en los campos de Sucre y Córdoba; esto, acompañado de una reducción en los aportes hídricos, generó un aumento en la necesidad de gas natural importado con destino a la generación térmica.

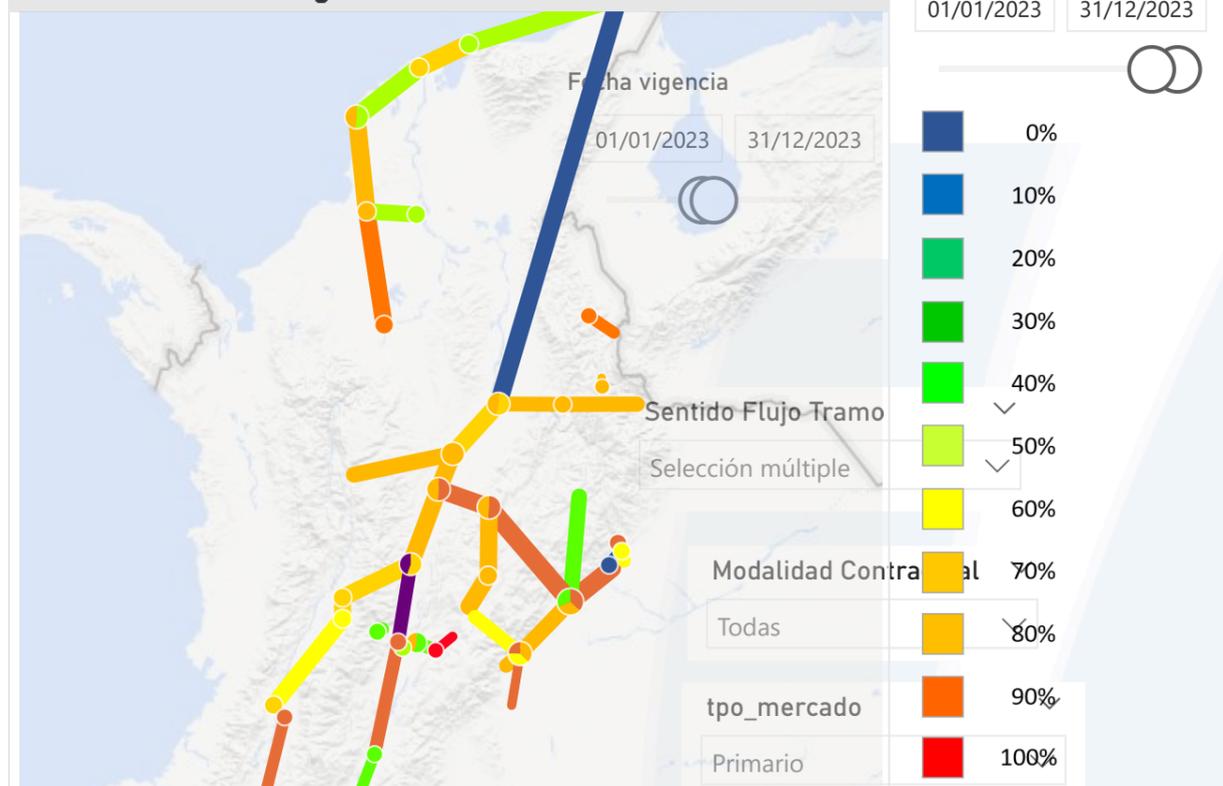
Sobre el impacto que tienen los mantenimientos y los eventos de fuerza mayor en la cadena de prestación del servicio de gas natural, se hace necesario el desarrollo de nueva infraestructura de respaldo basados en mezcla de gases; esto ante eventos que afecten la continuidad del servicio en pequeños mercados con usuarios regulados. Como es el caso de la inyección de gas natural sintético (Resolución CREG 137 de 2013) a las redes de distribución en la ciudad de Pasto, ante eventos que requieren gas combustible de respaldo.

Estado de tramos del SNT en 2023

Factor de Uso - Interior



Factor de Uso de los gasoductos 2023



Nota:

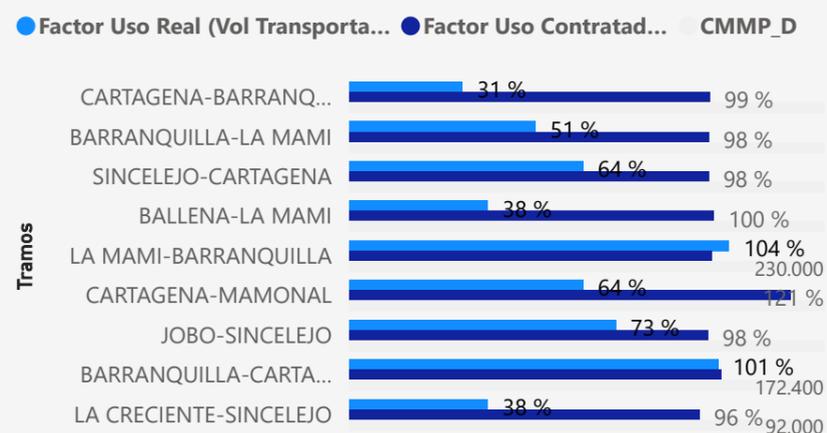
- Rutas con operaciones registradas en SEGAS durante 2023
- Para los tramos que se caracterizan por ser de sentido contraflujo se omitió los valores de volumen transportado, sin incluirse en las gráficas.

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.

Factor de Uso - Costa



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.

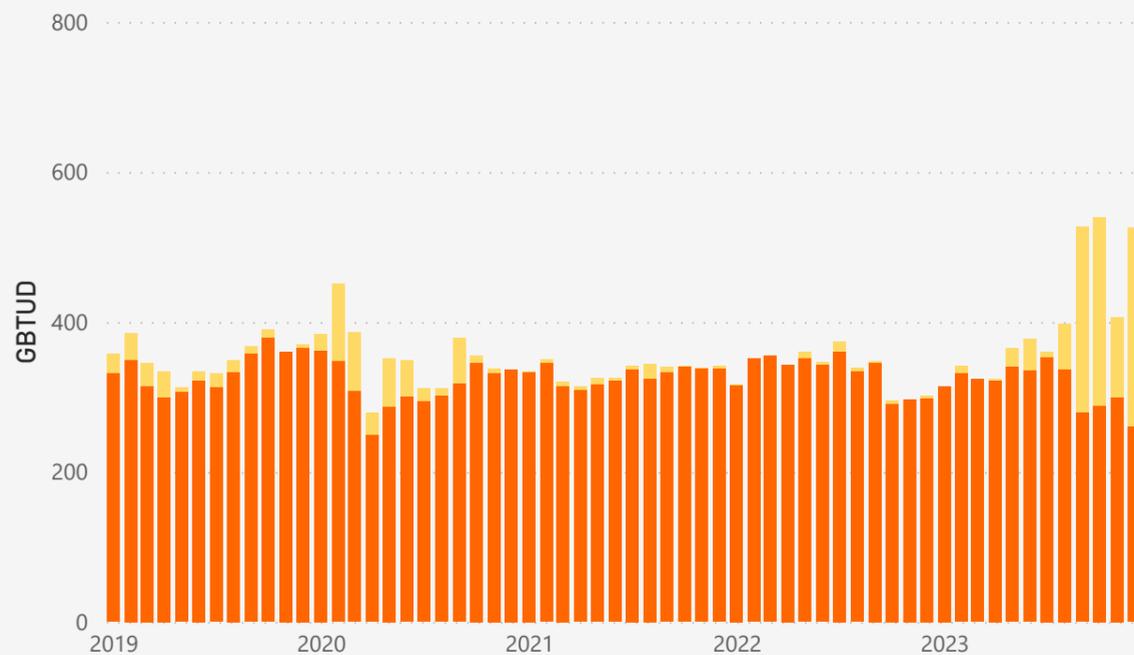
Nota: Tramos ordenados de mayor a menor CMMPS.

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..

Inyección por sistema

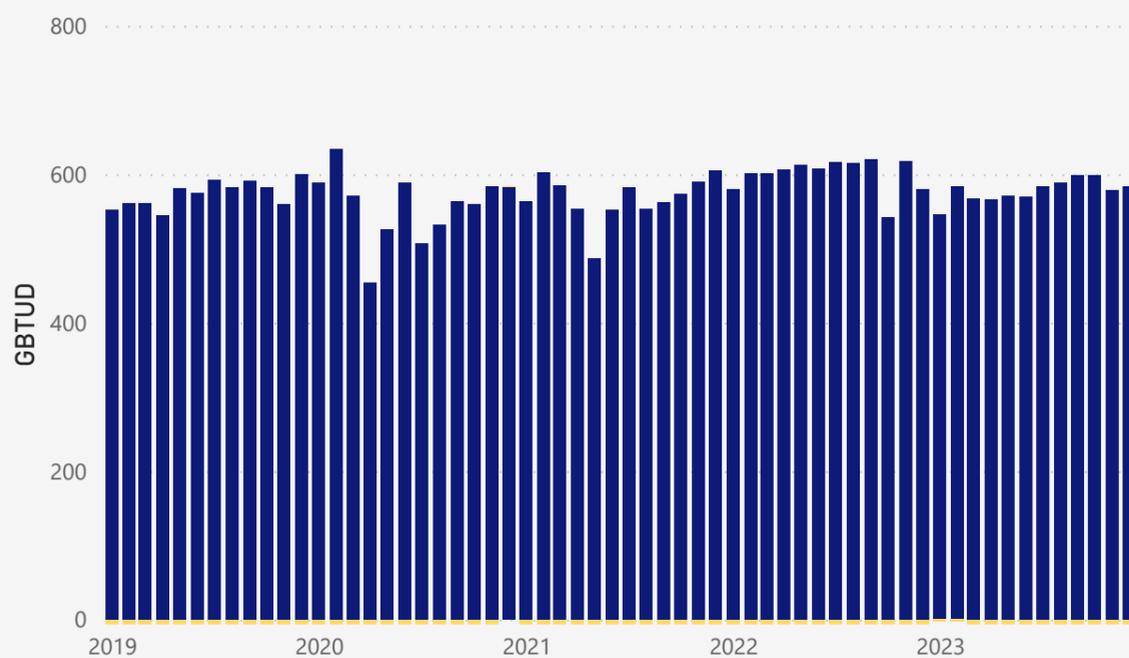
Energía inyectada - Sistema Costa



Fuente: SEGAS

La energía inyectada en el sistema de la Costa tuvo un comportamiento alineado a llegada del Fenómeno de El Niño, donde la reducción en los aportes hídricos generó un aumento en la necesidad de gas natural importado con destino a la generación térmica. De la misma manera, se observa la reducción en la cantidad de energía inyectada de fuentes nacionales, en virtud de, entre otras cosas, eventos que generaron restricción en los campos de Sucre y Córdoba.

Energía inyectada - Sistema Interior



Mantenimientos 2023 (Suministro y transporte)

Mantenimientos durante 2023

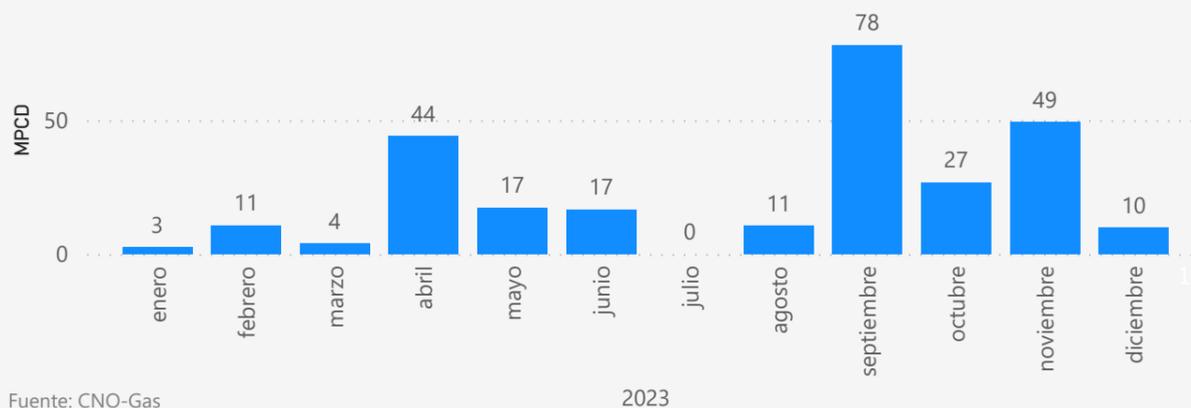
No.	Programacion	Fecha inicio del mantenimiento	Fecha finalización del mantenimiento	Restricción (MPCD)
1	Cupiagua	7 de enero	8 de enero	39,4
2	Cupiagua	10 de febrero	12 de febrero	101
3	Barranca-Bucaramanga	12 de febrero	12 de febrero	10
4	Gibraltar	5 de marzo	6 de marzo	38
5	Gibraltar-Bucaramanga	19 de marzo	19 de marzo	49,9
6	Cusiana	24 de marzo	24 de marzo	44
7	Floreña	9 de abril	10 de abril	61
8	Bonga y Mamey	10 de abril	13 de abril	35,6
9	Guajira	22 de abril	29 de abril	105,7
10	Bonga y Mamey	20 de abril	1 de mayo	17,4
11	Guajira	30 de abril	11 de mayo	15,4
12	Cusiana	19 de mayo	23 de mayo	55
13	Bonga y Mamey	24 de mayo	25 de mayo	22,7
14	Guajira	30 de mayo	31 de mayo	16,7
15	Cupiagua	9 de junio	13 de junio	100
16	Cusiana	5 de agosto	7 de agosto	54
17	Barranca-Bucaramanga	15 de agosto	15 de agosto	10
18	Cusiana	19 de agosto	21 de agosto	54
19	Bonga y Mamey	18 de agosto	31 de agosto	22,2
20	Cusiana	2 de septiembre	4 de septiembre	54
21	Gibraltar	11 de septiembre	17 de septiembre	12
22	Bonga y Mamey	1 de septiembre	18 de septiembre	22,2
23	Jobo	1 de septiembre	30 de septiembre	56,6
24	Jobo	1 de octubre	31 de octubre	26,6
25	Cusiana	31 de octubre	3 de noviembre	55
26	Jobo	1 de noviembre	30 de noviembre	26,6
27	Guajira	4 de noviembre	8 de noviembre	91,7
28	Cusiana	8 de diciembre	10 de diciembre	62
29	Apiay-Usme	16 de diciembre	18 de diciembre	39

Según reportes de los agentes ante el CNO Gas, los registros de mantenimiento de la infraestructura de suministro durante el año 2023 fueron superiores al promedio en los meses de abril, septiembre y noviembre. **En septiembre de 2023 sobresalieron los mantenimientos en Gibraltar, Bonga y Mamey, Cusiana, y de los campos asociados al punto de entrada Jobo.**

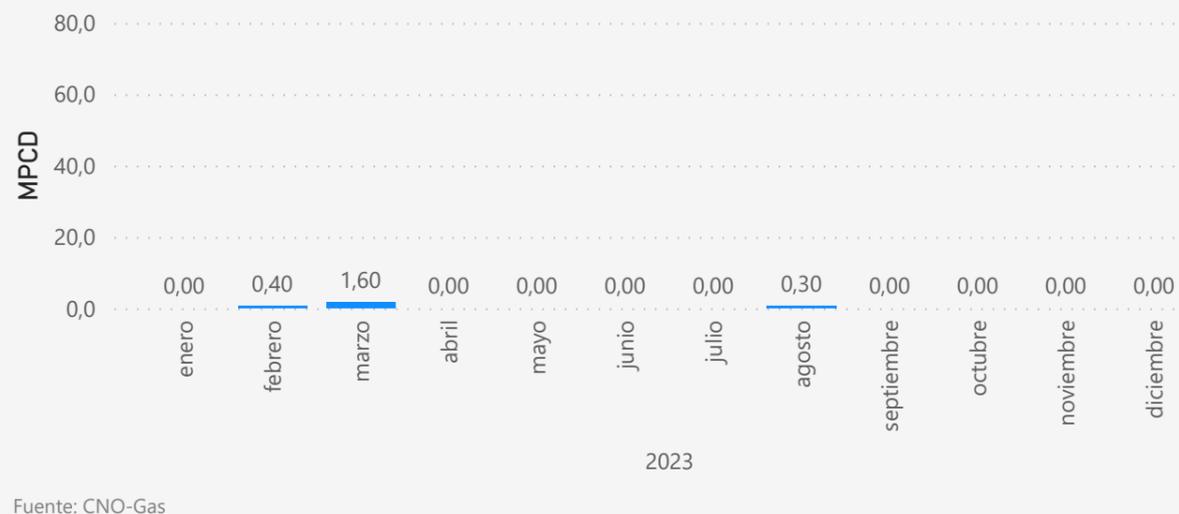
Por su parte, los mantenimientos a la infraestructura de transporte fueron mínimos y solo se destacan aquellos registrados en marzo de 2023 en Gibraltar-Bucaramanga.

Sobre el impacto que tienen los mantenimientos en la cadena de prestación del servicio de gas natural, se hace necesario el desarrollo de nueva infraestructura de respaldo basados en mezcla de gases; esto ante eventos que afecten la continuidad del servicio en pequeños mercados con usuarios regulados. Como es el caso de la inyección de gas natural sintético (Resolución CREG 137 de 2013) a las redes de distribución en la ciudad de Pasto, ante eventos que requieran combustible de respaldo.

Restricciones promedio día-mes por eventos (Suministro)



Restricciones promedio día-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 2023 el 78% de las cantidades ofertadas de manera agregada fueron adjudicadas y registradas, debido a que hubo desistimientos en algunas operaciones por parte de los agentes. En cambio, en 2022 esta relación fue cercana al 100%

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

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

Punto de entrega	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena	108.000	198.812	82.000	55.517	44.596	54.231
Cupiagua	114.693	103.358	98.288	27.312	72.176	22.389
Cusiana	212.470	286.387	168.410	101.396	63.358	67.825
Otros		53.670	96.418	30.439	10.622	30.922
Total	435.163	642.227	445.116	214.664	190.752	175.367

(1)Corresponde al número de subastas para las cuales se declaró oferta.

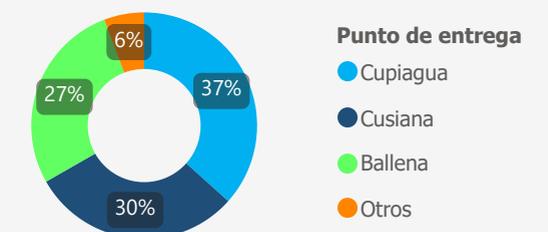
(2)Corresponde al número de adjudicaciones presentadas en las subastas

(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 2023



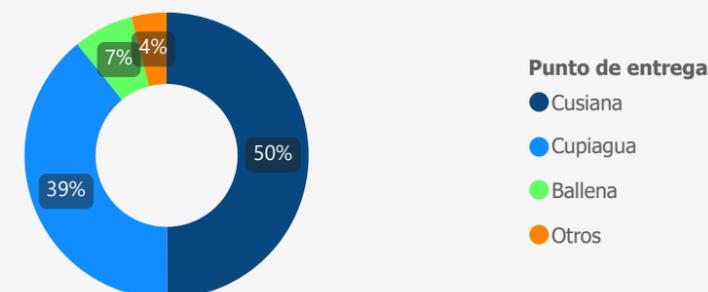
Fuente: SEGAS

Subastas mercado primario - Contratos firmes bimestrales de suministro

La **Subasta de Suministro de Contratos firmes bimestrales** 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 por cada fuente o punto de entrega bajo la modalidad firme para un periodo de dos meses, cuyo precio de reserva es definido por el titular, siguiendo el procedimiento definido en la resolución CREG 136 de 2014. Así mismo, para poder participar en este mecanismo, los Vendedores y Compradores deben constituir garantías de participación conforme a lo definido en las resoluciones CREG 065 de 2015 y CREG 005 de 2017.

En 2023 en este mecanismo de comercialización hubo una disminución significativa en las cantidades ofertadas de manera agregada, comparado con 2022, principalmente para los campos de: i) Ballena, el cual disminuyó en un 73% y ii) Cusiana con una disminución del 65%

Distribución de la cantidad ofrecida en 2023



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

Punto de entrega	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena	3.900	11.000	10.600	2.770	8.083	2.200
Cupiagua		14.924			6.002	7.541
Cusiana	40.740	15.300			16.130	5.681
Otros		6.000		5.000		6.442
Total	44.640	47.224	10.600	7.770	30.215	21.864

Fuente: SEGAS

HISTORICO DE LAS SUBASTAS DE CONTRATOS FIRMES BIMESTRALES

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	2	4	1	1	1	0	0 %	44.640	3.004	3.004
2019	4	4	2	4	4	0	0 %	47.224	6.691	6.691
2020	1	2						10.600	0	
2021	2	1						7.770	0	
2022	3	5	3	5	5	0	0 %	30.215	5.879	5.879
2023	4	2	1	2	2	0	0 %	21.864	3.000	3.000

(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 primario - Contratos C1 y C2 de suministro

Año	Campo	Cantidad ofertada (MBTUD)	Cantidad adjudicada (MBTUD)	Cantidad sin adjudicar (MBTUD)
2018	Cupiagua	17.568	0	17.568
2018	Cusiana	48.901	16.000	32.901
2018	Floreña	15.671	0	15.671
2018	Gibraltar	730	0	730
2018	Guajira	18.800	1.000	17.800
2018	Nelson	20.000	0	20.000
2018	TOTAL	121.670	17.000	104.670
2019	Cupiagua	3.100	0	3.100
2019	Cusiana	1.200	0	1.200
2019	Nelson	6.000	0	6.000
2019	TOTAL	10.300	0	10.300
2020	Cupiagua	5.499	0	5.499
2020	Cusiana	4.800	0	4.800
2020	Nelson	30.234	0	30.234
2020	TOTAL	40.533	0	40.533
2021	Chuchupa	3.811	0	3.811
2021	Gibraltar	320	0	320
2021	Nelson	25.096	0	25.096
2021	TOTAL	29.227	0	29.227
2022	Cusiana	1	0	1
2022	Nelson	24.604	0	24.604
2022	TOTAL	24.605	0	24.605
2023	Bullerengue	19	0	19
2023	TOTAL	19	0	19

Fuente: SEGAS

Las subastas de contratos de suministro de gas natural bajo modalidades **C1 y C2** en el Mercado Primario se han venido desarrollando a partir de 2018; sin embargo, solo se presentaron adjudicaciones en el año 2018 por un total de **17GBTUD (1 GBTUD de la fuente Guajira y 16 GBTUD de la fuente Cusiana)**.

La subasta de los productos C1 y C2 es una subasta de reloj ascendente que se realiza una vez se culminan las negociaciones bilaterales de largo plazo establecidas en el Artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, junto con las Reserva a Usuarios Regulados establecidas en el Artículo 23 de la misma Resolución. El producto C1 es un contrato firme que se compondrá de un 30 % fijo y un 70 % variable, mientras que el producto C2 se compondrá de un firme 75 % fijo y el 25% restante como opción de venta, las dos de duración de un año, restringido a la ejecución de las partes variables de los contratos C1.

Durante el **proceso de comercialización** del 2023, se contrató el **99.9 %** de la PTDVF declarada por los campos mayores, en negociaciones de largo plazo. Esto, dejó una cantidad de **19 MBTUD** remanentes para la **negociación de contratos de un año**, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 23 de la misma Resolución, los cuales no fueron asignados en **reservas a usuarios regulados** y tampoco adjudicados en las **subastas C1 y C2**.

(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 suministro

En el año 2023, la Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro (SUVCP) se destacó por los posturas de oferta, especialmente en los campos de Cusiana y Cupiagua con el 88% y 11% de la cantidades respectivamente. Estos campos declararon cantidades no nominadas de contratos con garantía de firmeza durante 301 días, pero lamentablemente tuvieron una baja adjudicación y no se registraron contratos.

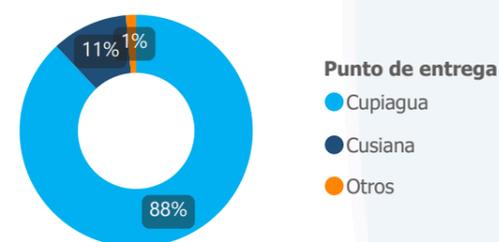
La **Subasta de Úselo o Véndalo de Corto Plazo** (SUVCP) de suministro es una subasta de sobre cerrado donde se pone a disposición del mercado las cantidades de suministro, contratadas en modalidades que garanticen firmeza, que no fueron nominadas para el siguiente día de gas.

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

Punto de entrega	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena	16.950	85.593	14.475	37.456	
Bl. Esperanza PE	183.711	270.560			
Cupiagua		527.732	533.171	324.827	1.272.305
Cusiana	828.184	1.796.715	1.635.225	661.108	153.167
Floreña	39.634	245.308	6.283	738	
Otros		301.259	5.738	25.797	20.340
Total	1.068.479	3.227.167	2.194.892	1.049.926	1.445.812

Fuente: SEGAS

Distribución de la cantidad ofrecida en 2023



Fuente: SEGAS

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

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	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

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

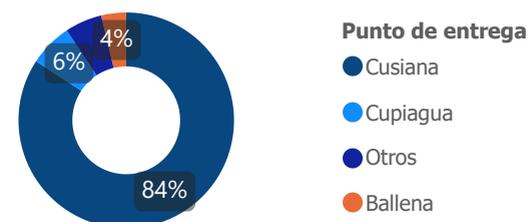
Año	N° puntos de entrega ofrecidos	N° subastas (1)	N° subastas adjudicadas	N° operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	N° contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Cantidad ofrecida agregada (MBTUD)	Cantidad adjudicada (MBTUD)	Cantidad registrada (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

Fuente: SEGAS

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

Punto de entrega	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena	30.053					
Cupiagua		13.000	4.700		1.000	9.375
Cusiana	18.500	37.200	6.000	3.500	1.000	36.200
Otros					3.722	10.888
Total	48.553	50.200	10.700	3.500	5.722	56.463

Distribución de la cantidad ofrecida en 2023



En este mecanismo de comercialización para el año 2023, se evidencia que el 60% de las cantidades ofertadas de manera agregada fueron adjudicadas y 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 - Suministro contratos firmes bimestrales

La **Subasta de Suministro de Contratos firmes bimestrales** 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 por cada fuente o punto de entrega bajo la modalidad firme para un periodo de dos meses, cuyo precio de reserva es definido por el titular, siguiendo el procedimiento definido en la resolución CREG 136 de 2014. Así mismo, para poder participar en este mecanismo los Vendedores y Compradores deben constituir garantías de participación conforme a lo definido en la resolución CREG 065 de 2015 y CREG 005 de 2017.

HISTORICO DE LAS SUBASTAS DE CONTRATOS FIRMES BIMESTRALES

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	1	1						6.553	0	
2021	1	1						1.000	0	
2023	2	2						7.047	0	

Fuente: SEGAS

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

Punto de entrega	2018	2021	2023
Ballena	6.553		
Cusiana		1.000	4.325
Otros			2.722
Total	6.553	1.000	7.047

Fuente: SEGAS

Las subastas de este mecanismo solo se han ejecutado en 4 ocasiones desde 2018. Para este mecanismo de comercialización se evidencia un aumento significativo en las cantidades ofertadas de manera agregada, principalmente para el punto de entrega de Cusiana con respecto al 2021.

33

(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.

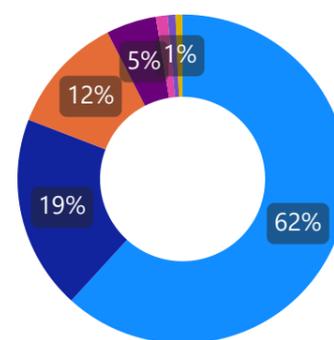
Subastas mercado secundario - Úselo o véndalo de largo plazo de capacidad de transporte (rutas)

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 42% en 2023** comparadas con 2022, llegando a un total de **87,989 KPCD**. Las rutas con las mayores capacidades ofrecidas fueron *Yumbo-Cali*, *La Belleza-Sabana* y *Vasconia-Pereira*, representando el **58% del total**.

Distribución de la capacidad ofrecida en 2023



Ruta

- Otros
- Yumbo-Cali
- La Belleza-Sabana
- Cusiana-Usme
- Ballena-Armenia
- Aguazul-Yopal
- Vasconia-Pereira

Fuente: SEGAS

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR RUTA (KPCD)

Ruta	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Aguazul-Yopal					3.342	5.480
Ballena-Armenia					6.160	6.799
Cusiana-Usme		12.505	12.629	12.712	7.237	7.206
La Belleza-Sabana		21.493	24.451	25.616	23.637	20.243
Otros	130.476	85.468	40.589	57.444	53.240	17.154
Vasconia-Pereira				539		7.247
Yumbo-Cali	14.720	23.649	14.142	36.741	58.880	23.860
Total	145.196	143.115	91.811	133.052	152.496	87.989

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)
2018	11	1	1	3	3	0	0 %	145.196	588	588
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	

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 comprador, 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.

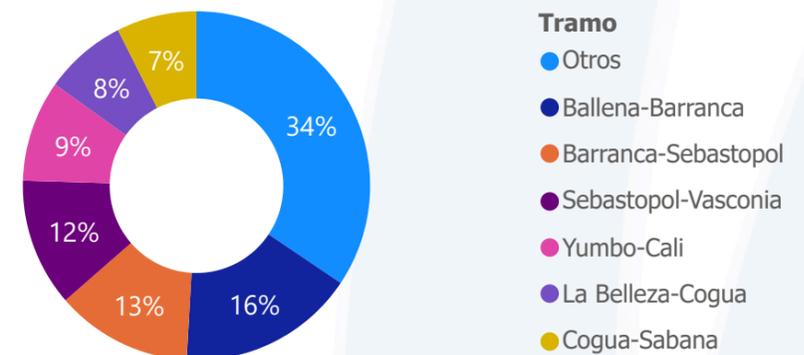
(5) Corresponde al agregado de las cantidades asociadas a registros de contratos producto de estas subastas en el año.

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

El escenario de las dos subastas de UVLP de transporte refleja la necesidad de establecer una estrategia de ajuste en función de las condiciones necesarias para la participación de los agentes en el mecanismo y/o algunas disposiciones regulatorias del momento. Estas capacidades disponibles pueden ser un reflejo de una contratación excesiva en comparación con lo necesitado por parte de algunos agentes; falta de suministro de gas disponible para utilizar dichas capacidades contratadas y/o una planificación inadecuada por parte de los agentes. **Adicionalmente, estos mecanismos se pudiesen ver beneficiados con la implementación de los mecanismos propuestos por las nuevas regulaciones.**

Para el caso de la **subasta Úselo o Véndalo de Largo plazo de capacidad de transporte por tramos**, se identifica un comportamiento similar al de la subasta por rutas. Se presentan capacidades ofrecidas para varios tramos del Sistema Nacional de Transporte, no obstante, desde 2021 no se presenta participación de posibles compradores resultando en ausencia de adjudicaciones.

Distribución de la capacidad ofrecida en 2023



Fuente: SEGAS

Por su parte, esta subasta registró una **disminución del 48%** en el año **2023** con respecto al año anterior, sumando un total de **178,775 KPCD**. Las rutas con mayores capacidades ofrecidas fueron **Yumbo-Cali, La Belleza-Cogua y Cogua-Sabana**, representando el **37% del total**.

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR TRAMO (KPCD)

Tramo	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena-Barranca	111.596	58.427		5.120	8.000	6.799
Barranca-Sebastopol	47.015	71.298	16.043	20.043	8.000	6.799
Cogua-Sabana		21.493	24.451	37.801	40.836	20.243
La Belleza-Cogua		21.719	25.331	38.823	41.837	22.170
Otros	30.433	85.687	89.543	101.469	174.951	92.105
Sebastopol-Vasconia	44.565	60.380	16.043	24.043	8.100	6.799
Yumbo-Cali	14.720	23.649	14.142	36.741	58.880	23.860
Total	248.329	342.653	185.553	264.040	340.604	178.775

Fuente: SEGAS

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

Año	Nº tramos 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	Capacidad ofrecida agregada (KPCD/Año)	Capacidad adjudicada (KPCD/Año)	Capacidad registrada (5) (KPCD/Año)
2018	14	1	1	6	5	1	17 %	248.329	644	0
2019	23	1						342.653	0	
2020	18	1	1	1	1	0	0 %	185.553	800	0
2021	21	1						264.040	0	
2022	23	1						340.604	0	
2023	18	1						178.775	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)

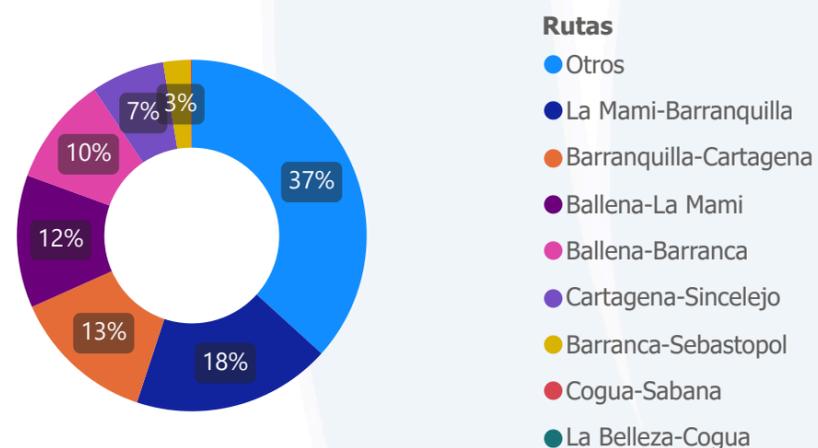
Año	N° rutas ofrecidas	N° subastas (1)	N° subastas adjudicadas	N° operaciones resultantes de adjudicaciones (2)	N° contratos registrados (3)	Desistimientos (Contratos sin registro o pendientes) (4)	% desistimientos	Capacidad ofrecida agregada (KPCD/Año)	Capacidad adjudicada (KPCD/Año)	Capacidad registrada (5) (KPCD/Año)
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	1677	161	9 %	193.053.743	376.508	309.054
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

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 2023 se adjudicó un total de **778,257 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 **690,020 KPCD/Año** y representando el **89%** de las capacidades adjudicadas. Además, las capacidades registradas en estos contratos experimentaron un **aumento del 12%** respecto al año anterior.

Distribución de la capacidad ofrecida en 2023



Fuente: SEGAS

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

Rutas	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ballena-Barranca	29.304.981	28.367.056	32.517.540	4.581.462	6.188.799	12.168.054
Ballena-La Mami	23.023.153	21.474.034	17.117.945	4.180.918	2.463.204	833.792
Barranca-Sebastopol	3.603.982	990.205	1.208.001	6.401.614	7.584.864	10.632.098
Barranquilla-Cartagena	25.174.870	24.546.545	25.915.006	8.968.692	16.491.551	26.250.497
Cartagena-Sincelejo	6.930.266	11.701.530	13.851.634	12.739.513	20.083.900	20.892.301
Cogua-Sabana	14.162	1.430	1.913			
La Belleza-Cogua			31		1.039	6.526
La Mami-Barranquilla	29.450.737	26.748.146	28.511.833	12.316.075	22.866.921	38.494.028
Otros	65.455.739	56.695.693	73.929.840	68.792.921	57.974.520	61.099.403
Total	182.957.890	170.524.639	193.053.743	117.981.195	133.654.798	170.376.699

Fuente: SEGAS

En cuanto a las rutas, *La Mami-Barranquilla*, *Barranquilla-Cartagena* y *Cartagena-Sincelejo* lideraron en capacidad ofrecida durante el 2023 para esta subasta, sumando un total de **85,636,826 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

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 2023, el mecanismo tuvo un **aumento del 10%** en relación con las **capacidades ofrecidas agregadas** respecto al año anterior, agregando un total de **228.082.955 KPCD/Año**. Las **capacidades adjudicadas** fueron de **287.988 KPCD/Año**, presentando una reducción del 70% respecto al año 2022. Por su parte los desistimientos y contratos sin registrar representaron un total del 40% de las operaciones adjudicadas. Sin embargo, de las capacidades adjudicadas aproximadamente el 91% fueron consolidadas en contratos registrados en el SEGAS. Los **261.017 KPCD/Año** adjudicados se distribuyeron en 786 contratos registrados.

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD OFRECIDA POR TRAMO (KPCD)

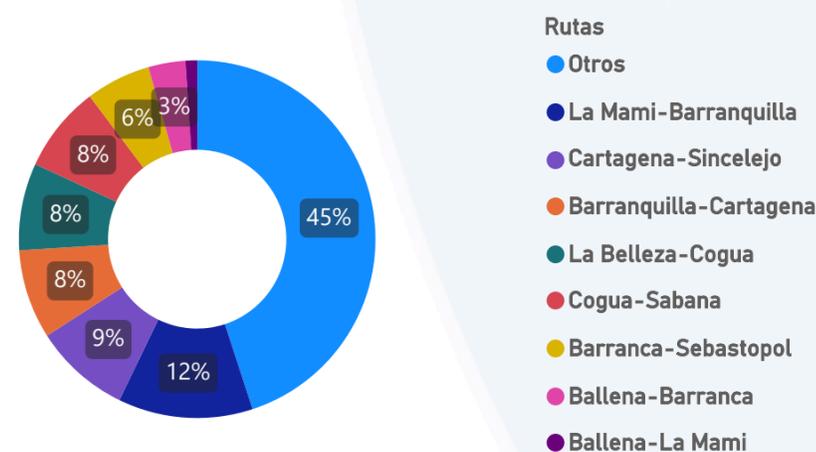
Rutas	2021	2022	2023
Ballena-Barranca	4.809.485	6.236.288	12.054.959
Ballena-La Mami	4.165.870	2.463.204	833.792
Barranca-Sebastopol	10.695.183	12.997.031	14.728.739
Barranquilla-Cartagena	8.968.692	16.491.551	26.250.497
Cartagena-Sincelejo	12.736.163	20.083.900	20.892.301
Cogua-Sabana	17.662.474	18.234.164	13.941.296
La Belleza-Cogua	17.689.994	18.320.824	14.070.902
La Mami-Barranquilla	12.316.075	22.866.921	38.494.028
Otros	107.733.467	88.963.178	86.816.441
Total	196.777.403	206.657.061	228.082.955

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 2023



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.

Churn Ratio

b.

IGas

c.

Indicadores del mercado primario

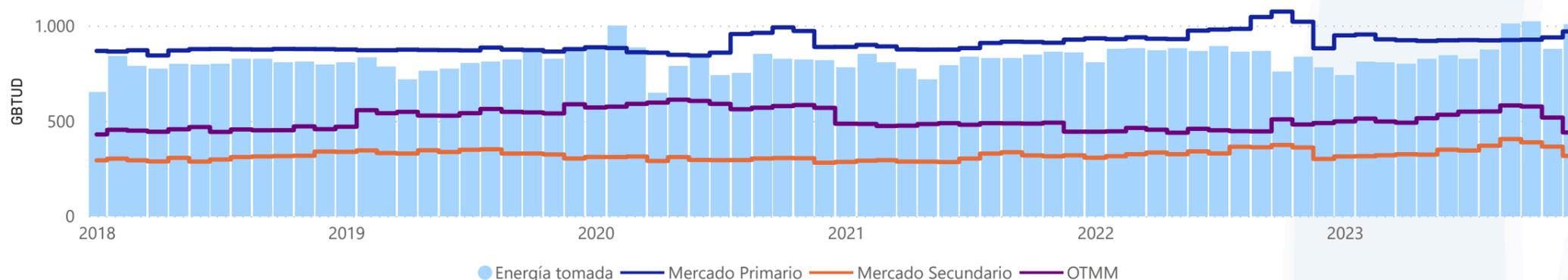
Churn rate

El **Churn Ratio** es el número de veces que una fracción del gas es transado entre su venta inicial por el productor y la compra por el cliente final.

El **Churn Ratio** es considerado un indicador de liquidez del mercado de gas natural que relaciona el volumen de operaciones respecto al volumen físico de gas.

En el Gestor de Gas Natural este indicador es calculado como la suma de la **cantidad contratada diariamente en modalidades que garantizan firmeza** de los mercados primario, secundario y otras transacciones del mercado mayorista **con relación a la energía tomada**. A esta última se le descuenta la energía tomada por las refinerías, la cual no es objeto de registro contractual en el SEGAS.

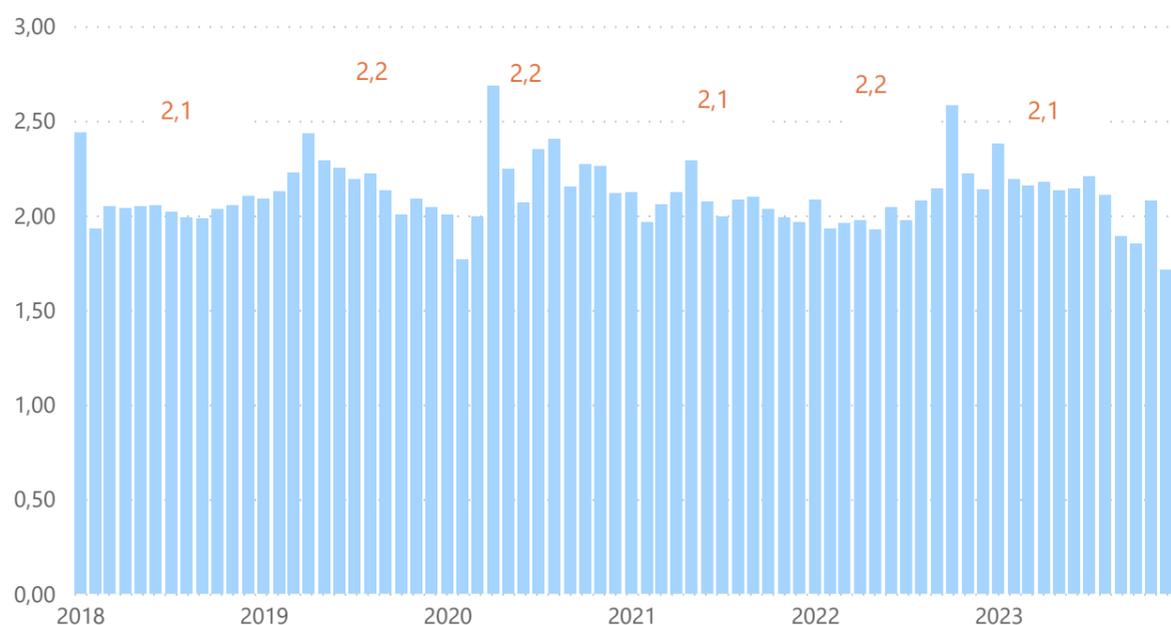
Contratación vigente por mercados y energía tomada (Sin refinerías)



Al observar el comportamiento del mercado desde el año 2018 hasta el año 2023 se observan niveles crecientes en el agregado de la contratación del mercado. Sin embargo, esta situación no ha sido homogénea en los tres tipos de mercado. En efecto, ha existido una mayor contratación en el mercado primario y en el secundario, mientras que se evidencian tasas de crecimiento menores en las llamadas "otras transacciones del mercado" o mercado minorista.

Por su parte, el volumen físico de gas (demanda o gas entregado al usuario) ha mostrado tasas de crecimiento positivas desde 2018 hasta 2023, aunque estas han crecido por debajo de lo que lo ha hecho la tasa del agregado de contratación.

Churn Ratio Mercado de Gas Colombia - 2018 - 2023



Desde el año 2018 se han observado cambios moderados en el indicador de liquidez del mercado (Churn Rate) de gas colombiano, oscilando anualmente alrededor de 2,1.

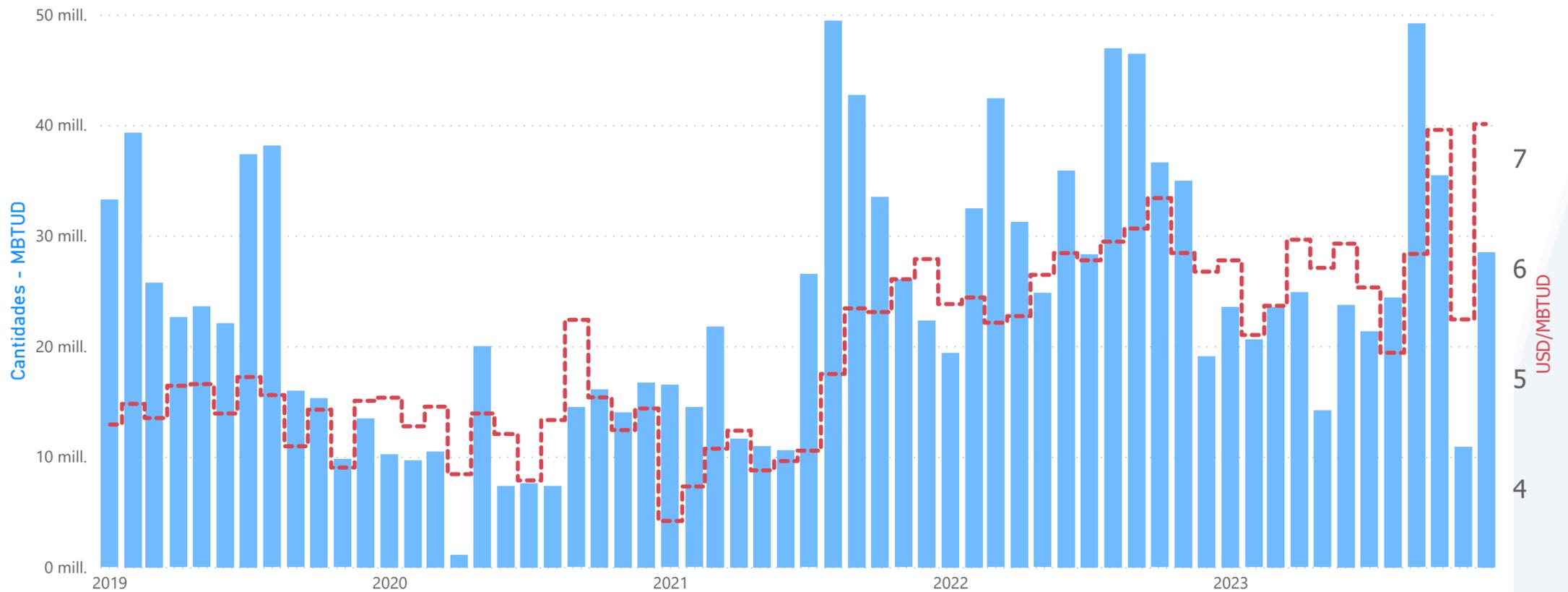
La liquidez del mercado de gas natural en Colombia se encuentra por debajo de lo que internacionalmente se considera para que un mercado sea considerado líquido (por encima de 10)

Mercado	Churn Rate
Colombia 2023	2,08
MIBGAS - España	0,40
NBP - Inglaterra	11,20
PSV - Italia	1,90
TTF - Países Bajos	60,00

Fuente: SEGAS - Cálculos BMC
Oxford Institute for Energy Studies
* última información disponible

b. iGas

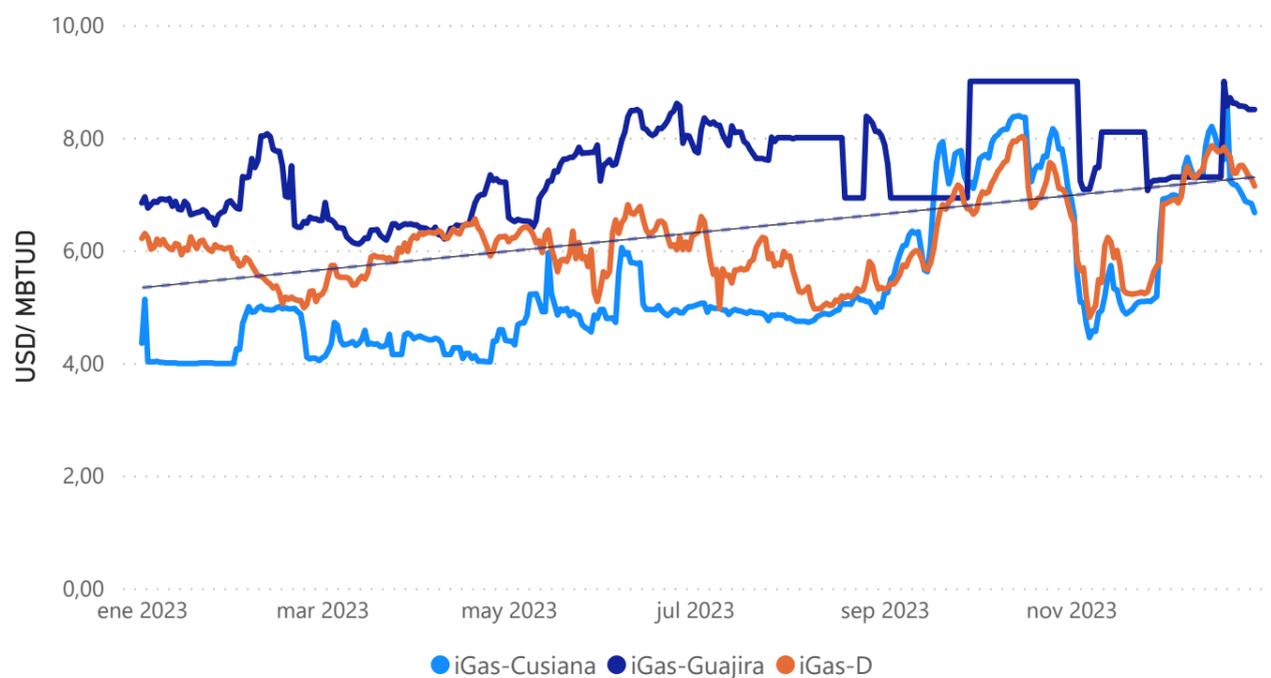
iGas mensual 2019-2023



El **iGas es un indicador de precios** diario sobre el 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 mensual 2023

IGas mensual - 2023



Las cantidades de gas natural de energía transadas en el mercado secundario durante el año 2023, que incluyen contratos en firmes e inferiores a 30 días, se ubicaron en promedio en 25 gigas promedio mes, con un pico en septiembre donde se alcanzaron las 49 gigas.

Por su parte, los precios spot del Mercado Secundario de suministro de gas natural, se ubicó en promedio durante 2023 en 6.1 USD/MBTU, evidenciando los mayores niveles en diciembre de 2023 alcanzando 7,3 USD/MBTU

El índice de precios en 2023 del punto de entrega Guajira fue en promedio superior al del punto de entrega de Cusiana.

c. Indicadores del mercado primario - Resolución CREG 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 CREG 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)	Antes del proceso de comercialización del año 2023, se tenía registrado que para diciembre de 2023 el 13,98% (158.536 MBTUD) del potencial de producción (1.134.146 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)	Antes del proceso de comercialización del año 2023, se tenía registrado que para diciembre de 2023 la producción en firme total (PTDVF+CIDVF) representaba el 30,4% de la producción disponible para la venta total (PTDV+CIDV).
MP3	Producción total disponible para la venta en firme PTDVF con el potencial de producción PP. (PTDVF/PP)	Antes del proceso de comercialización del año 2023, se tenía registrado que para diciembre de 2023 el 5,69% (63.399 MBTUD) del potencial de producción (1.134.146 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)	Después del proceso de comercialización del año 2023 se observó un inicio del año gas 2024 con una demanda regulada de contratos en firmes mayor a la demanda regulada total (281.647 MBTUD vs 258.233 MBTUD), generando un indicador de 109,07%.
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 contratado firme Dda Regulada/Oferata comprometida)	Después del proceso de comercialización del año 2023, la participación de la demanda regulada para el promedio del siguiente año gas fue de 38% dentro del total de la oferta comprometida.
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 contratado firme Dda No Regulada/Oferata comprometida)	Después del proceso de comercialización del año 2023, la participación de la demanda no regulada para el promedio del siguiente año gas fue de 61% dentro del total de la oferta comprometida.
MP23	Precios promedio de los contratos	El precio promedio ponderado de los contratos negociados de suministro de gas natural suscritos durante el proceso de comercialización del año 2023 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 CREG 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 2023, la oferta comprometida fue 10,9 veces mayor a la producción e importaciones para la venta en firme (PTDFV y CIDVF).
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 2023, la oferta comprometida representó el 62,23% 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 2023 para el primer mes del siguiente año gas (diciembre de 2023), se evidenció una participación de la modalidad Firme al 95% (28,6%), de la modalidad Firme (13,2%), Con Interrupciones (33,5%), Firmeza Condicionada (4,4%), Opción de Compra (7,2%) y la modalidad ToP (1,2%).
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 2023 para el primer mes del siguiente año gas (diciembre de 2023), se evidenció una participación de la modalidad Firme al 95% (78,2%), de la modalidad Firme (6,3%), Con Interrupciones (0.2%) y la modalidad ToP (11,5%).

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>

Informe Anual

Mercado de Gas Natural

2023

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

servicioalcliente@bolsamercantil.com.co



@GestorDeGas



@Gestor del Mercado de Gas Natural