



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

## MARZO 2023 A MAYO DE 2023

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe trimestral de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia.

## CONTENIDO

1

**Hechos destacados del trimestre**

2

**Información transaccional**

3

**Resultados de los mecanismos de comercialización -  
Subastas**

4

**Reporte de información Cuentas de  
Balance**

5

**Indicadores CREG del Mercado Primario**

6

**Convenciones y terminología**

## 1

## Hechos destacados del trimestre

Con la **implementación del esquema de comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario** establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021, en el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2023 **se registraron en total 30 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza.

En cuanto a la aplicación de la Res. CREG 001 de 2021, dado que no se determinó congestión contractual en ninguno de los tramos del SNT, no se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los casos en las que las solicitudes de los remitentes superan la Capacidad Disponible Primaria (CDP).

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 116%; **el 98% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron**. La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 47% para el trimestre II del año gas 2023 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 93% de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron**.

El sector con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos para el trimestre II del año gas 2023 es el **industrial, con el 68%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el segundo trimestre del año gas 2023 **disminuyeron 15,332 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2022, **ubicándose en 4,893 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$3.82 y \$8.04 USD/MBTU**.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el segundo trimestre del año gas 2023 **disminuyeron 11,294 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2022, **ubicándose en 22,576 MBTUD**.

En las subastas de **Suministro con Interrupciones (SSCI)** para el segundo trimestre del año gas 2023, fueron adjudicados un total de 56,510 MBTUD producto de 17 operaciones. Los precios de adjudicación fluctuaron entre 4.55 y 8.07 USD/MBTUD.

2

## Información transaccional

### 2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

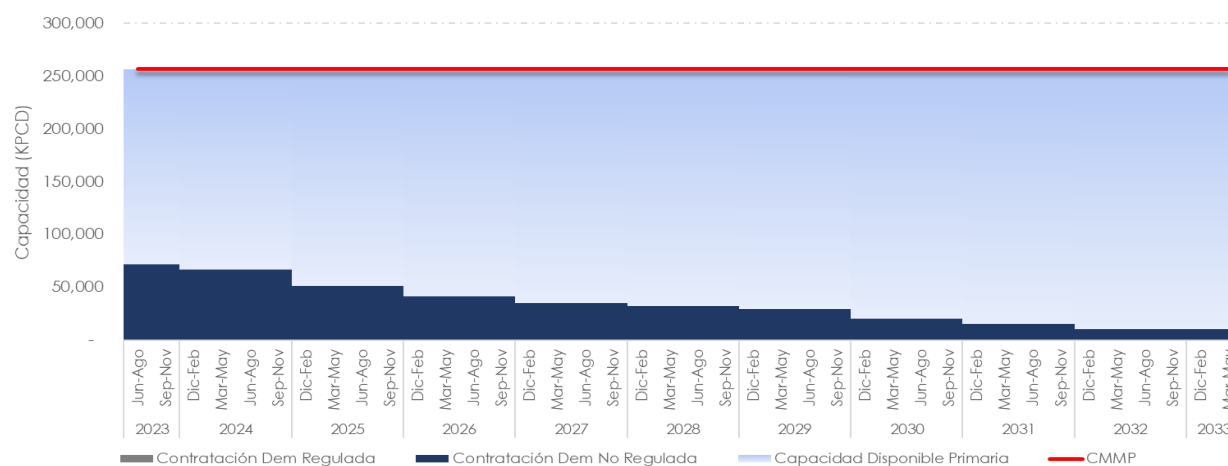
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2023, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron treinta (30) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Opción de Compra).

A continuación, se presenta el resultado por transportador, de la contratación trimestral para los tramos en los que ingresa el gas de las principales fuentes de producción y para los tramos que representan la llegada a los principales centros de consumo. De igual manera, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

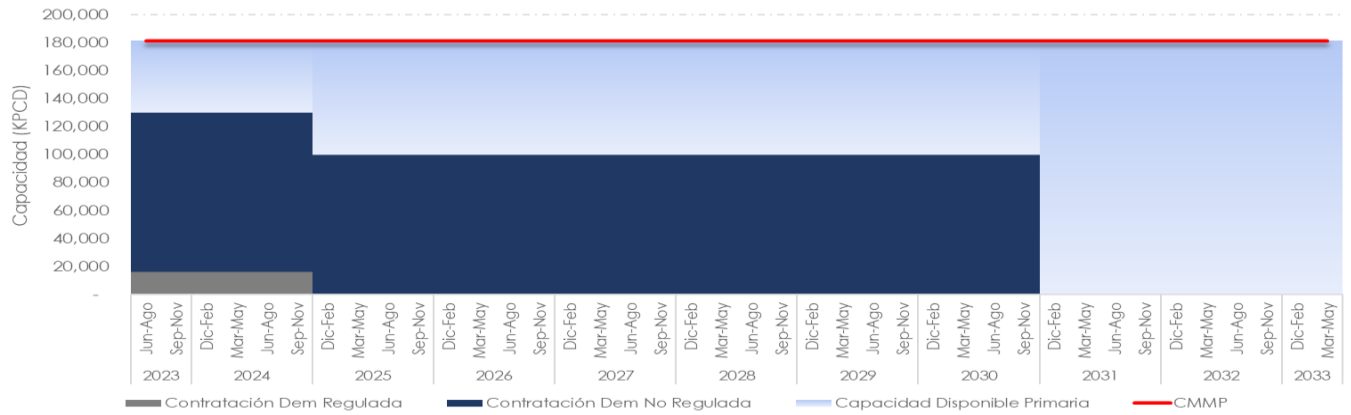
#### 2.1.1 Promigas

##### Ballena – La Mami



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	183,433	188,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	45,026	245,026
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	21,386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074
<b>Contratación en Firme</b>	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074
<b>Cont. con Interrupciones</b>	181,932										
<b>CMMP</b>	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
<b>Contratación firme/CMMP</b>	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	4%

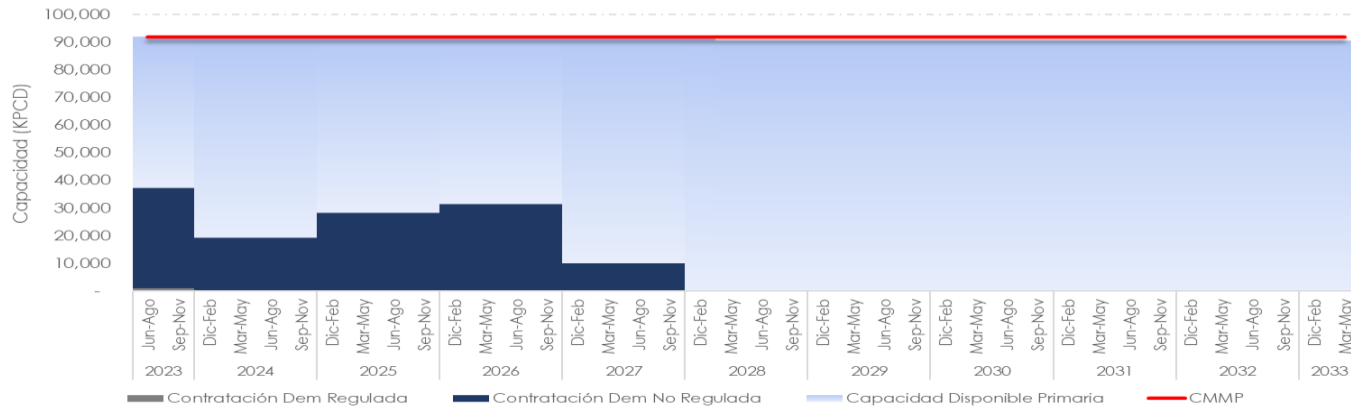
### Jobo – Sincelajo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	42,295	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	3,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	15,951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	42,750										
<b>CMMP</b>	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
<b>Contratación firme/CMMP</b>	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

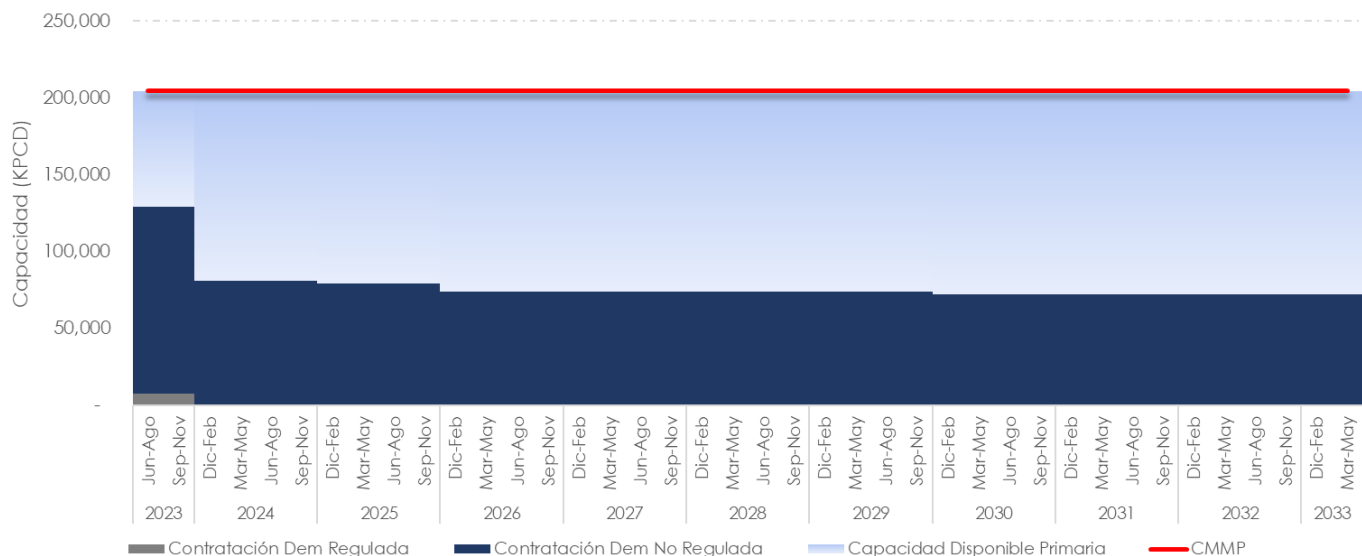
### La Creciente – Sincelajo



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	53,048	64,223	58,065	56,458	77,757	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	11,577	11,577	6,461	2,600	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	22%	18%	11%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	19,157	19,157	28,285	10,143	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	19,157	19,157	28,285	10,143	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	49,144										
<b>CMMP</b>	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	21%	21%	31%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

### Cartagena – Mamonal



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	75,579	121,139	124,166	130,509	130,509	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	8,441	8,441	3,714	2,000	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	15%	9%	5%	4%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
<b>Contratación en Firme</b>	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	136,925										
<b>CMMP</b>	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
<b>Contratación firme/CMMP</b>	40%	39%	36%	36%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

**Nota:** Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

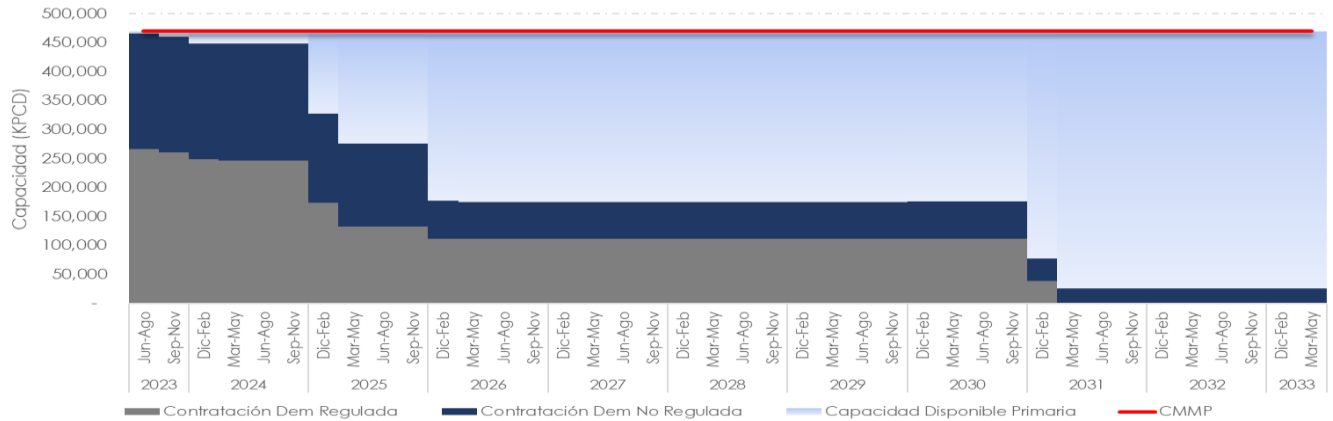
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

**(3)** Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

## 2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

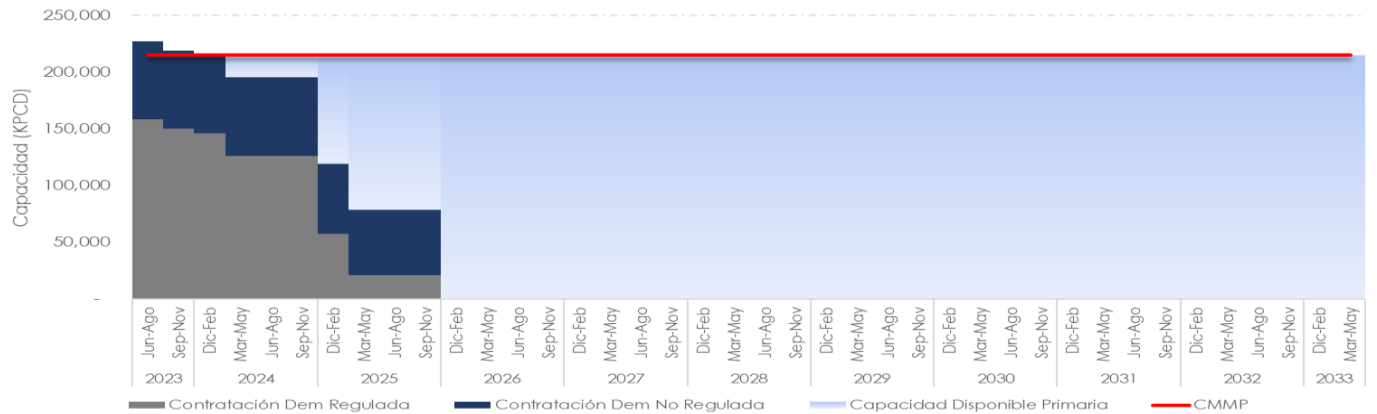
### Cusiana – El Porvenir



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	5,850	11,854	184,831	284,901	284,896	284,973	284,408	284,418	434,856	434,856	435,078
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	4,293	1,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	255	255	80	80	80	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	78%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	248,384	172,989	111,791	111,783	111,787	111,790	111,366	38,733	217	222	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	200,191	154,465	65,110	63,300	63,300	63,301	63,300	38,192	25,000	25,000	25,000
<b>Contratación en Firme</b>	448,575	327,454	176,901	175,083	175,087	175,091	174,666	76,925	25,217	25,222	25,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	5,000										
<b>CMMP</b>	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	95%	70%	38%	37%	37%	37%	37%	16%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

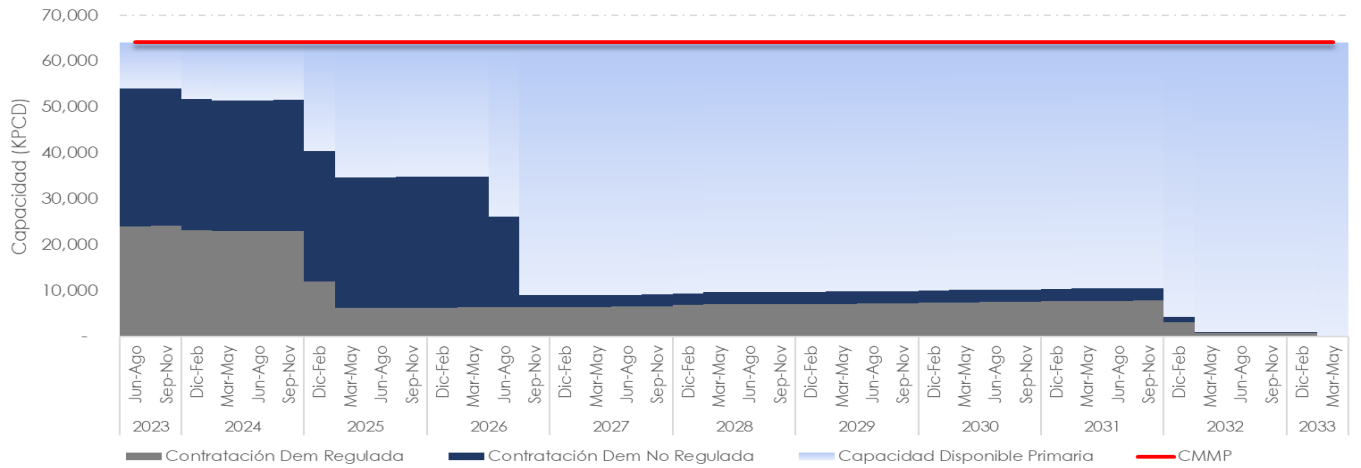
### Cogua – Sabana



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	-	19,664	136,397	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	146,186	57,185	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	68,715	61,622	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	214,901	118,807	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	-										
<b>CMMP</b>	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	100%	55%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

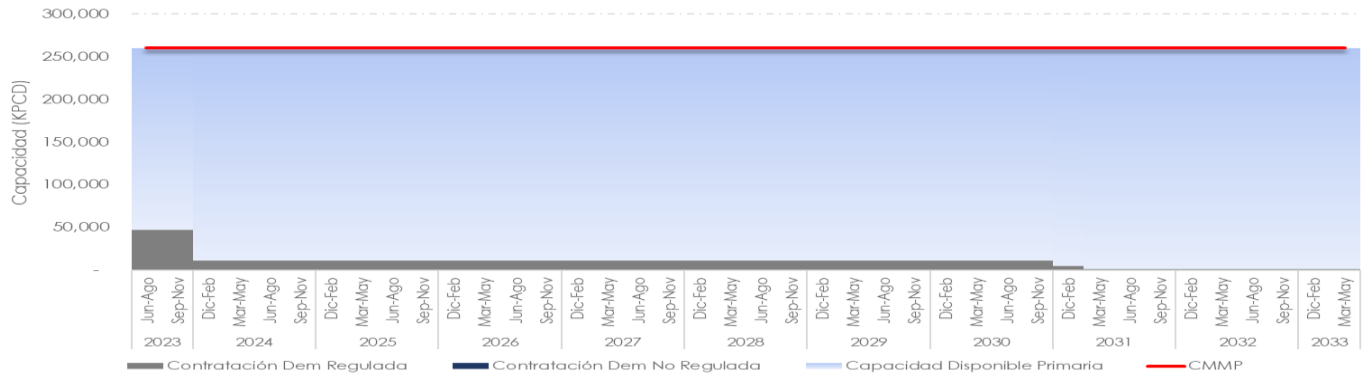
### Cusiana – Apiay



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	7,888	11,240	28,019	28,022	53,296	53,381	53,062	52,730	52,634	62,176	63,159
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	870	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	267	267	267	267	267	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	14%	2%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	23,141	11,953	6,169	6,310	6,451	6,986	7,107	7,436	3,124	735	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	28,637	28,523	28,537	2,559	2,582	2,606	2,660	2,657	1,078	248	-
<b>Contratación en Firme</b>	51,778	40,476	34,706	8,869	9,033	9,592	9,767	10,093	4,202	983	-
<b>Conf. con Interrupciones</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
<b>Contratación firme/CMMP</b>	81%	63%	54%	14%	14%	15%	15%	16%	7%	2%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

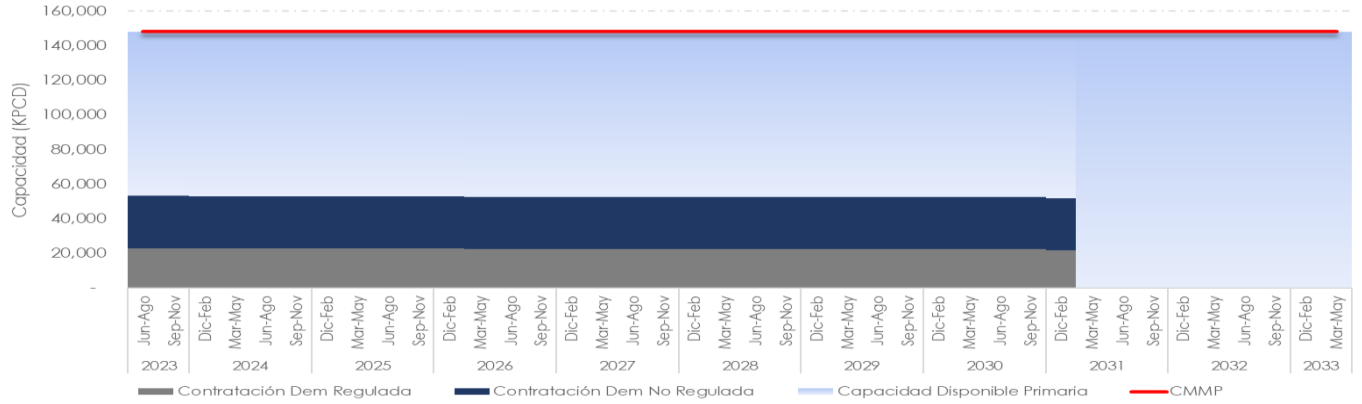
### Ballena – Barrancabermeja



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	203,203	240,350	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	20,000	550	250	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	1,580	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
<b>Conf. con Interrupciones</b>	45,158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	94,744	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000	148,000	148,000
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	10,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	22,688	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	21,600	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	30,088	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	52,776	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	35%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

**Nota:** Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

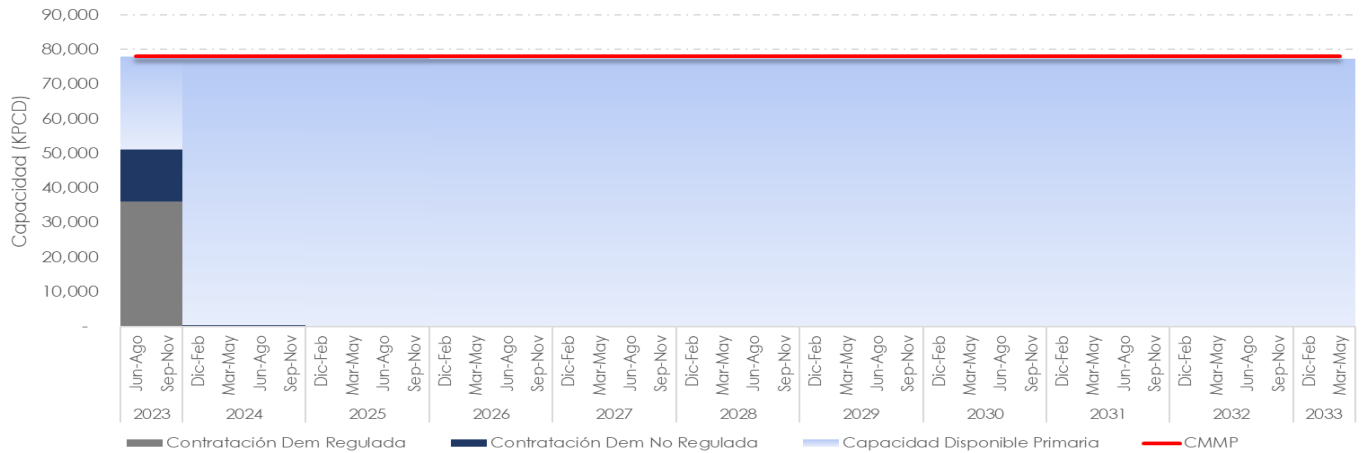
**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

**(3)** Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado



### 2.1.3 Transmetano

#### Sebastopol – Medellín



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>CDP (1)</b>	24,044	75,210	75,472	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	6,244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	27%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	180	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	262	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	442	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	9,670										
<b>CMMP</b>	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

**Nota:** Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

### 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

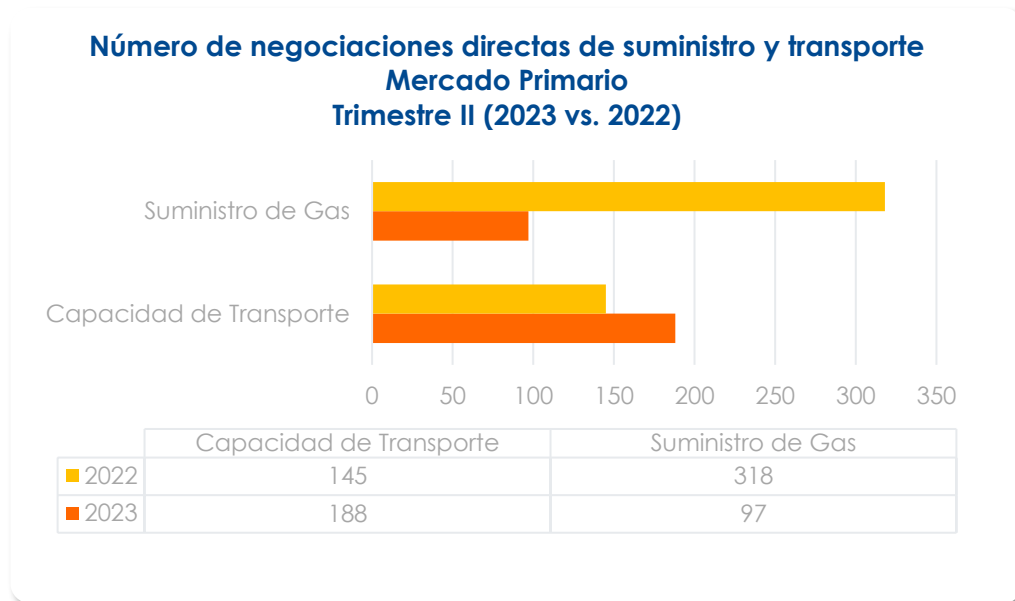
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2023 se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en el tramo La Mami-Barranquilla del Sistema Nacional de Transporte – SNT; sin embargo, los agentes declarantes decidieron desistir de la capacidad de transporte solicitada por tal razón, no se

<sup>1</sup> La congestión contractual es definida como la condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

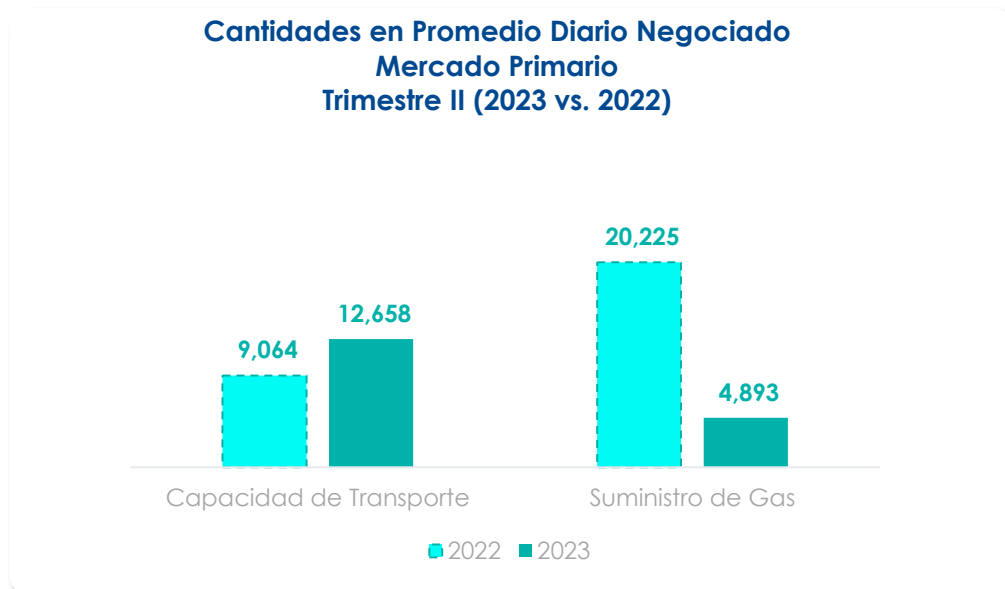
## 2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario para el trimestre estándar II de 2023.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado primario.

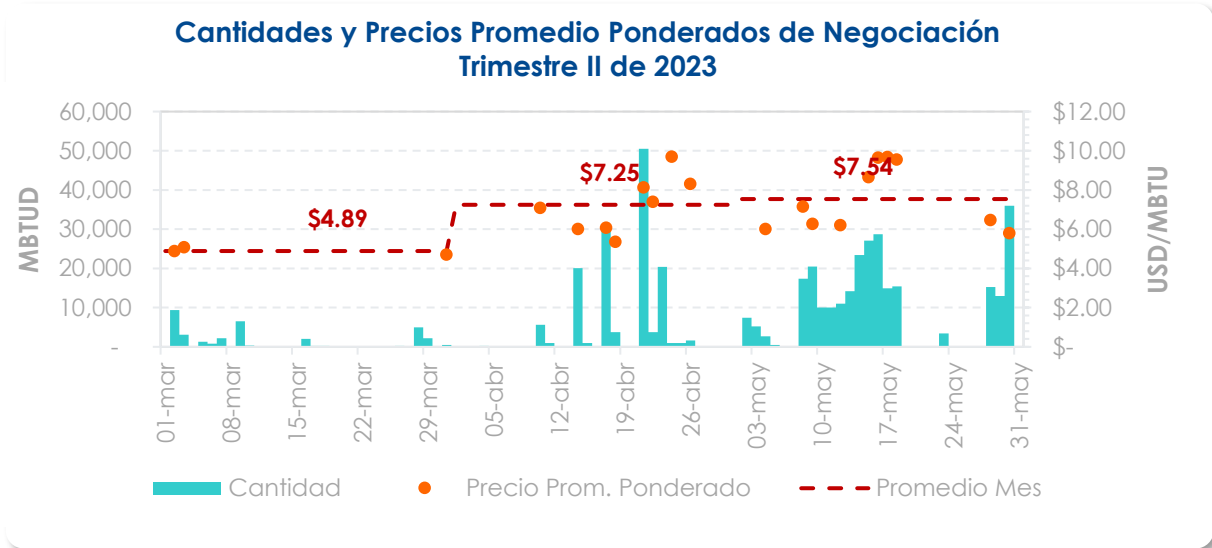


Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

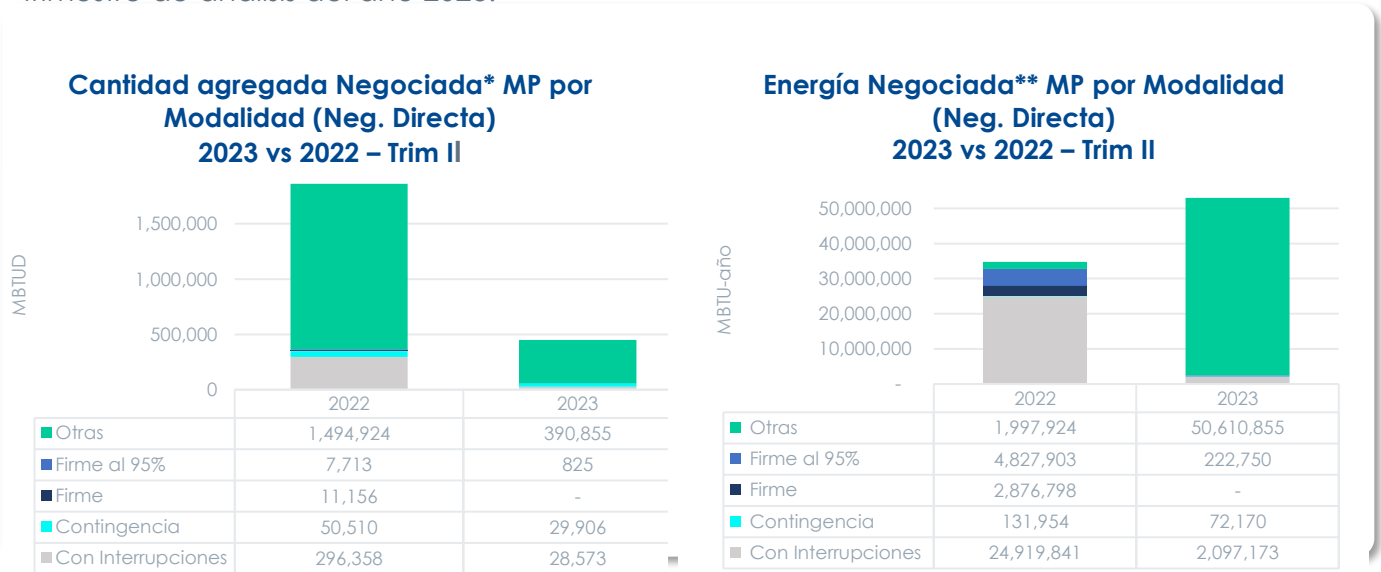
La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 20,225 a 4,893 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 30% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 40% de las capacidades al pasar de 9,064 a 12,658 KPCD en promedio diario transado.

**Suministro**



Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar II de los años 2022 y 2023<sup>2</sup>. Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades "Otras" la disminución de la energía negociada de las modalidades "Firme al 95%" y "Con Interrupciones" para el trimestre de análisis del año 2023.



Fuente: SEGAS

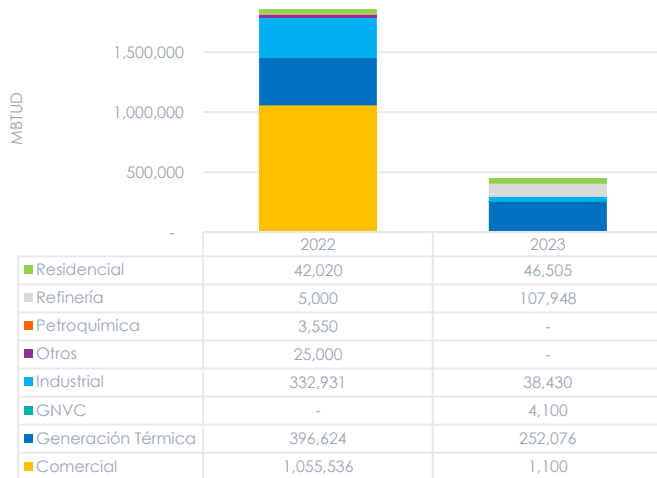
\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

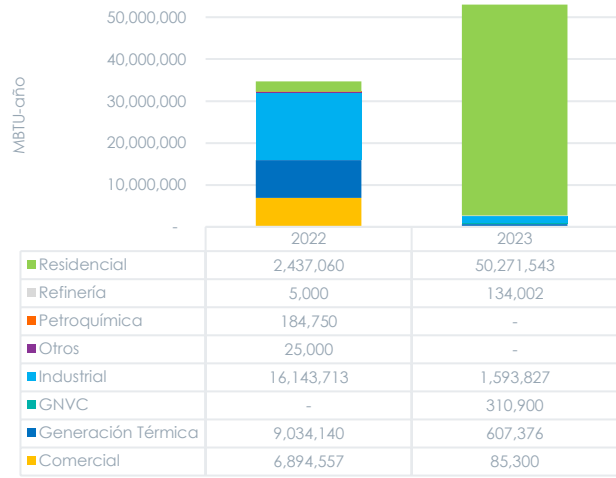
<sup>2</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores Residencial e Industrial.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim II**



**Energía Negociada\*\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim II**



Fuente: SEGAS

\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo.

\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo.

\*\*\***Importante:** La información contenida en el presente documento corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas natural al Gestor del Mercado de Gas; los datos operativos podrán surtir actualizaciones conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020.

**Precios del mercado primario**

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$3.82 y \$8.04 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)**

Punto de Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	ND	NA
ANDINA	ND	NA
ARRECIFE	\$ 3.80	ND
BALLENA	\$ 5.37	\$ 6.11
Bloque VIM 5	NA	ND
Bonga Mamey	ND	\$ 4.50
BREMEN JOBO	NA	ND
BULLERENGUE	\$ 4.60	\$ 6.00
CAMPO LA BELLEZA	\$ 3.60	NA

Punto de Entrega	2022	2023
CAPACHOS	ND	NA
CARTAGENA	\$ 5.97	\$ 8.04
CHUCHUPA	\$ 3.65	NA
CORRALES	NA	\$ 4.60
Cupiagua Sur	NA	\$ 3.95
FLOREÑA	\$ 3.87	NA
HOCOL	\$ 3.81	NA
JOBO	\$ 7.10	\$ 7.46
LA MAMI	\$ 6.97	\$ 7.06
MAMONAL	\$ 6.75	NA
MARÍA CONCHITA PK 33+130	NA	ND
RECETOR WEST	NA	\$ 3.82
SAN ROQUE	ND	NA
SARDINATA	ND	NA
TISQUIRAMA	ND	NA

Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 4.01	\$ 4.64
Contingencia	\$ 5.49	\$ 5.98
Firme	\$ 3.81	NA
Firme al 95%	\$ 4.57	ND
Otras	\$ 6.10	\$ 7.56

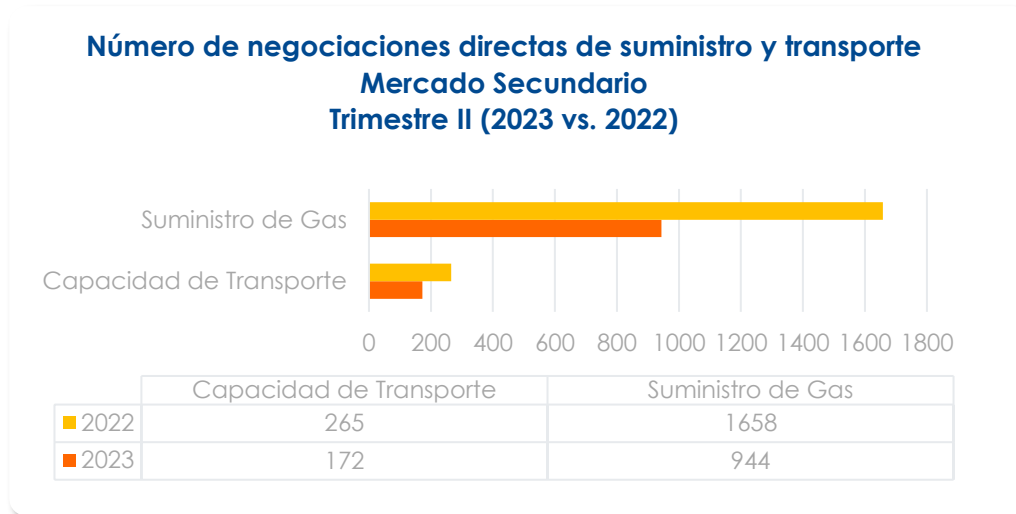
Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

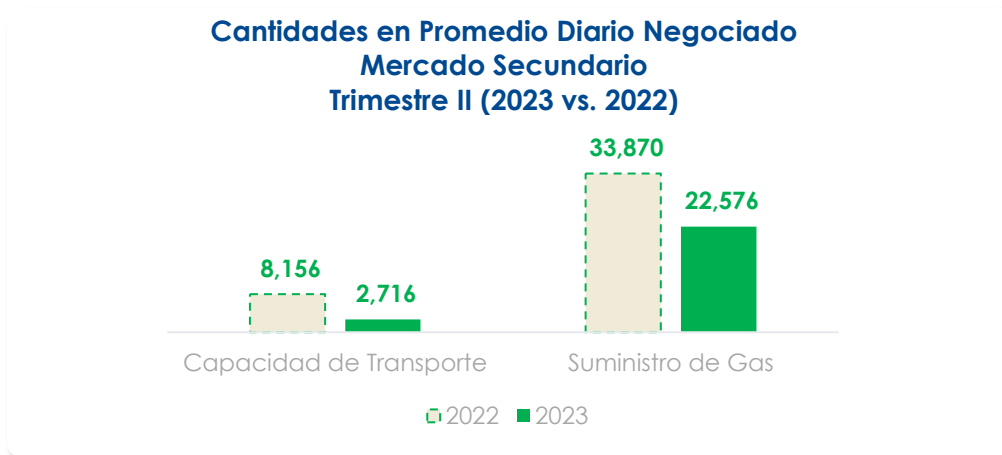
## 2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar II de 2023.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado secundario.



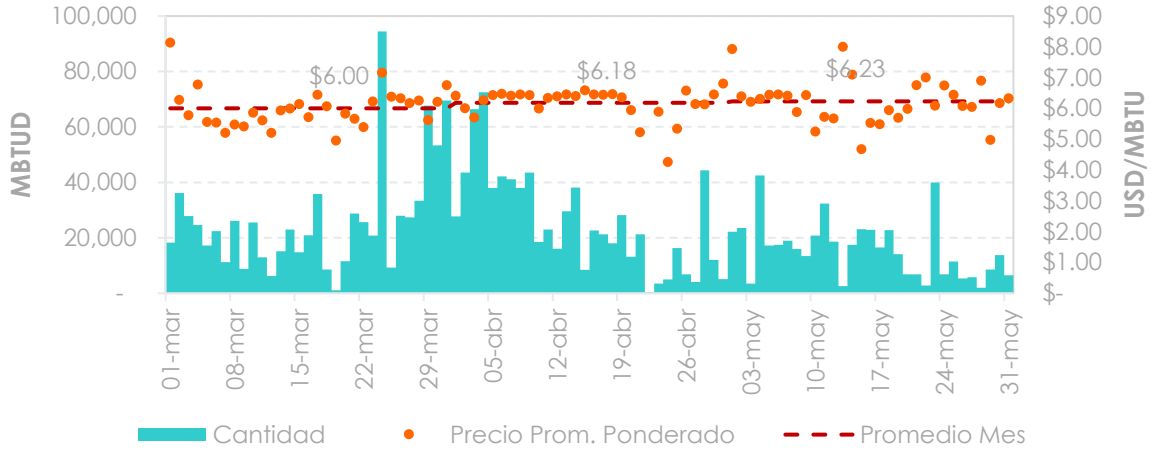
Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Secundario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 33%, pasando de 33,870 a 22,576 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución equivalente al 67% al pasar de 8,156 a 2,716 KPCD.

Suministro

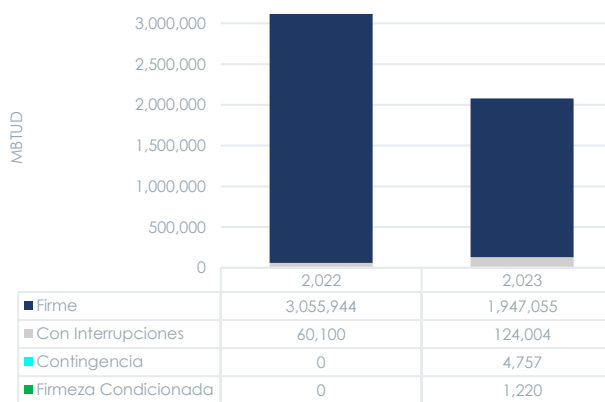
**Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre II de 2023**



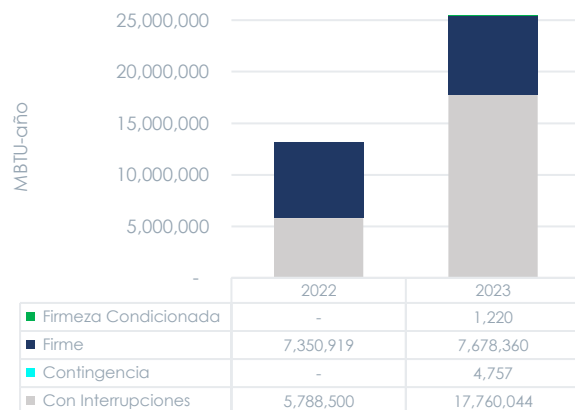
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar II de los años 2022 y 2023. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo las modalidades “Con Interrupciones” y “Firme”.

**Cantidad agregada Negociada\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim II**



**Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim II**



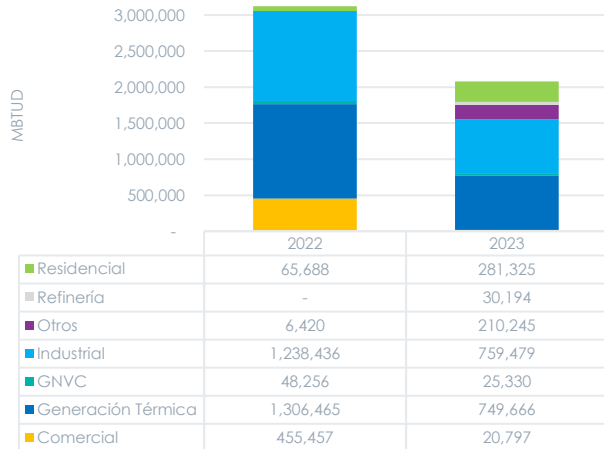
Fuente: SEGAS

\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

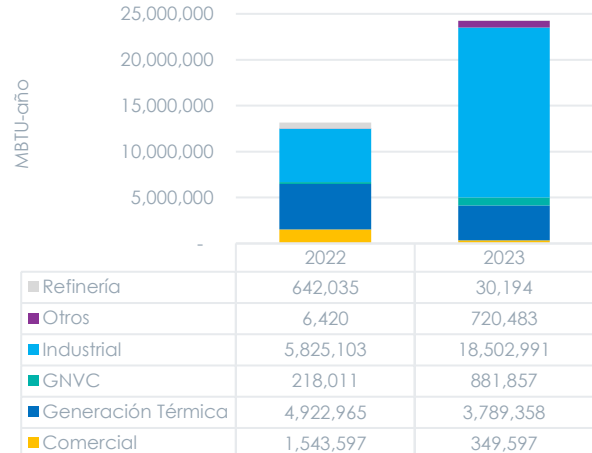
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores Industrial y Generación Térmica.

**Cantidad agregada Negociada\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trimestre II**



**Energía Negociada\*\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trimestre II**



Fuente: SEGAS

\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo

\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo

**Precios del mercado secundario**

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$3.39 y \$12.68 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2022	2023
ARJONA	ND	NA
BALLENA	\$ 5.82	\$ 6.54
BARRANCABERMEJA	\$ 5.54	\$ 6.07
BULLERENGUE	\$ 5.62	\$ 7.47
CARAMELO	NA	ND
CUSIANA	\$ 4.17	\$ 4.67
EL DIFICIL	\$ 6.45	NA
FLOREÑA	NA	\$ 3.39



Punto Entrega	2022	2023
GIBRALTAR	NA	ND
JOBO	\$ 13.08	ND
MAMONAL	\$ 6.37	\$ 6.34
SEBASTOPOL	\$ 5.10	\$ 5.06
TUCURINCA	\$ 7.39	\$ 7.92
VASCONIA	\$ 5.86	\$ 5.63
NO SNT	\$ 12.90	\$12.68

Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Secundario – Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 5.44	\$ 6.28
Contingencia	NA	\$ 3.90
Firme	\$ 5.92	\$ 6.19
Firmeza Condicionada	NA	\$ 4.20

Fuente: SEGAS

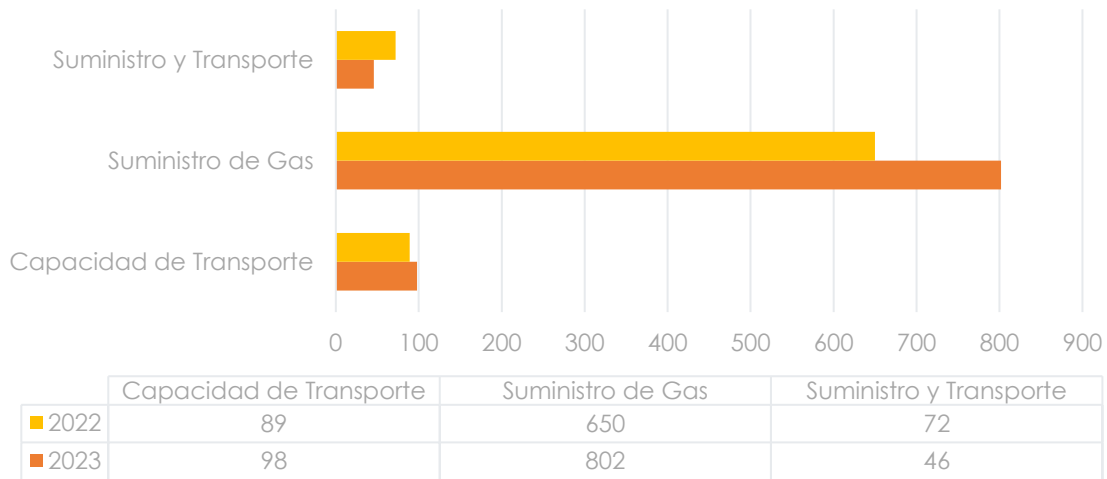
**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

## 2.4 Mercado OTMM

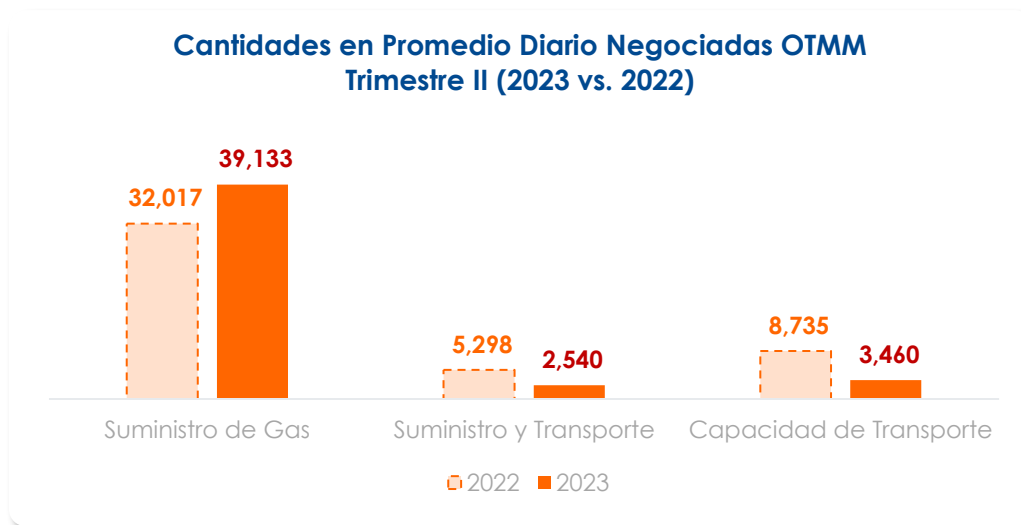
Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar II de 2023 con respecto al mismo periodo de 2022, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto “suministro” y “capacidad de transporte”, mientras en el producto de “suministro y transporte” se redujo la cantidad de negociaciones.

### Número de negociaciones OTMM Trimestre II (2023 vs. 2022)



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en OTMM.



Fuente: SEGAS

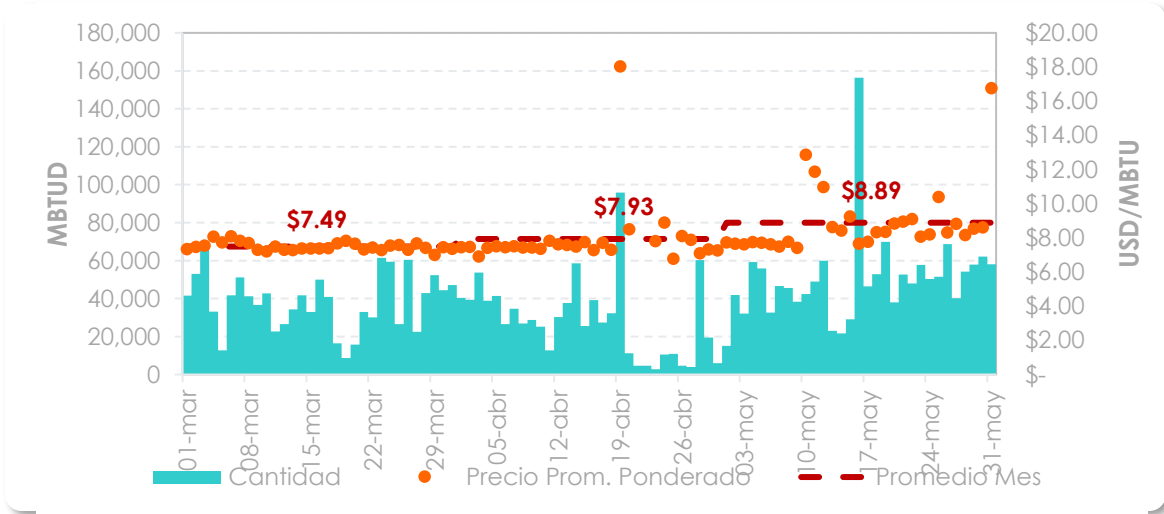
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 22%, pasando de 32,017 a 39,133 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diaria negociada disminuyó en un 60% pasando de 8,735 a 3,460 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte disminuyó en un 52% pasando de 5,298 a 2,540 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

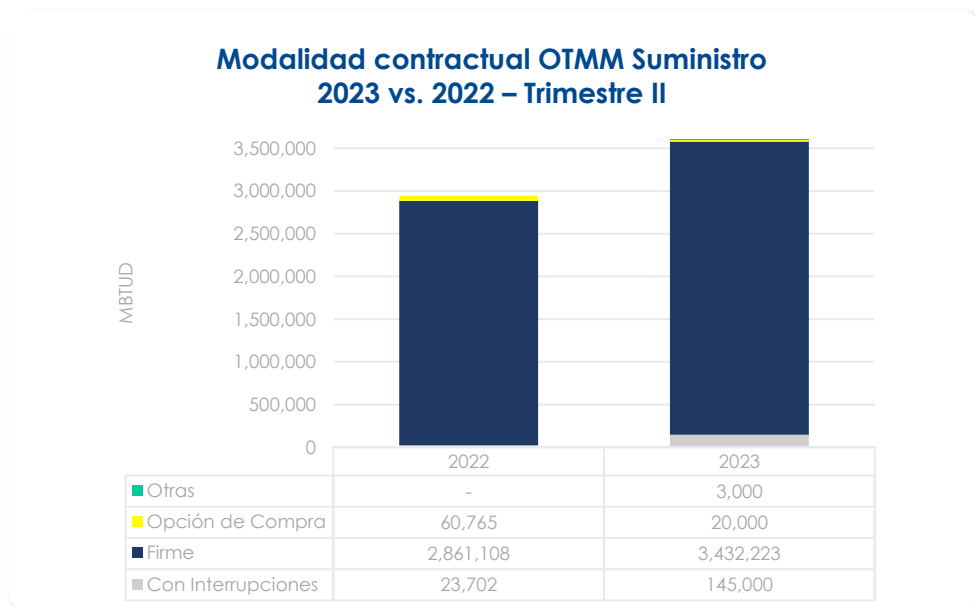
Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM  
Trimestre II de 2023



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar II de 2023 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 95.3% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Opción de Compra” que agregaron el 4.6% de las cantidades promedio diario negociadas.



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM  
Suministro – Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)**

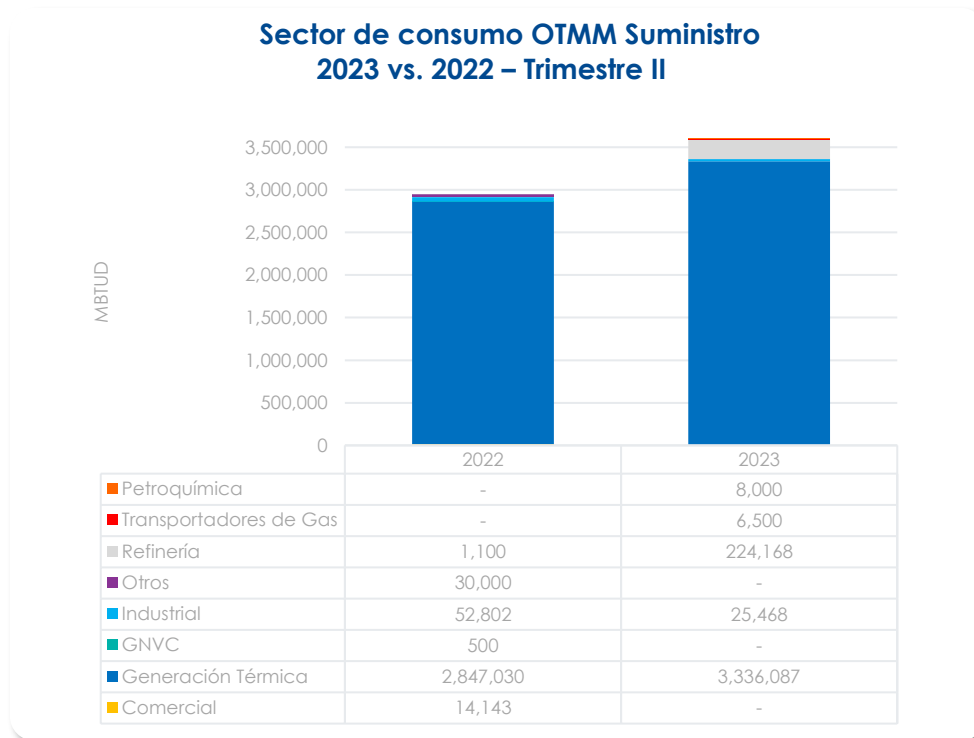
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 7.57
Firme	\$ 8.25
Firmeza Condicionada	ND
Otras	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**c. Sector de consumo OTMM – Suministro**

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar II de 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 93% y el sector refinería con el 6%.



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre estándar II de 2023 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM  
Suministro –Trimestre II de 2023 (USD/MBTU)**

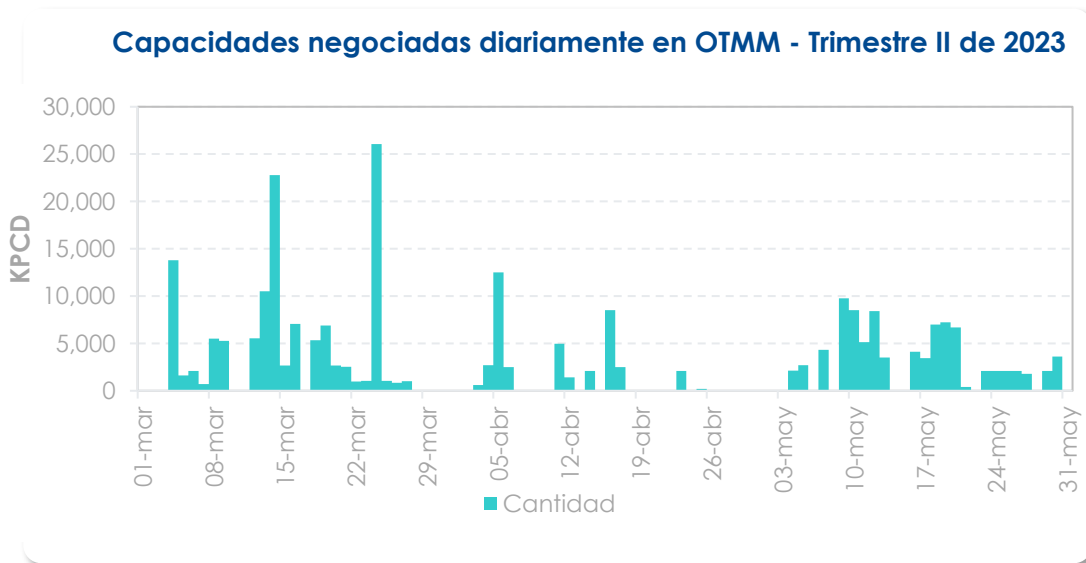
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 7.98
Industrial	\$ 7.11
Refinería	\$ 13.22
Transportadores de Gas	\$ 4.58
Petroquímica	ND
Residencial	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**Transporte – OTMM**

**a. Capacidades OTMM – Transporte**

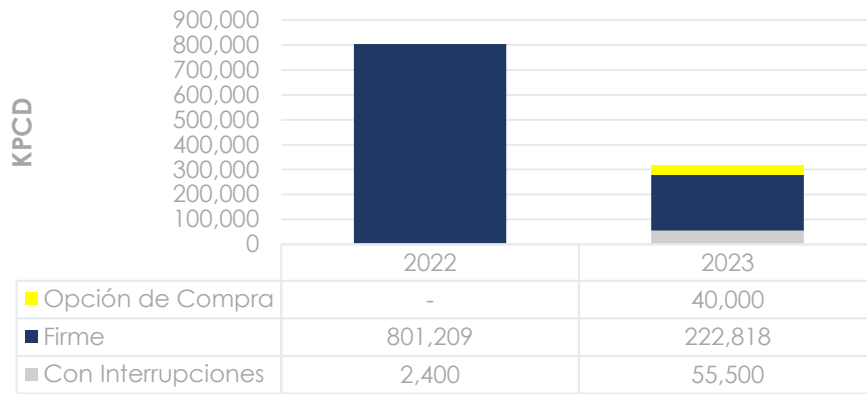


Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Transporte**

Para el trimestre II de 2023, disminuyó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2022; se resalta una disminución del 72% en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Firme”.

**Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre II (2023 vs. 2022)**

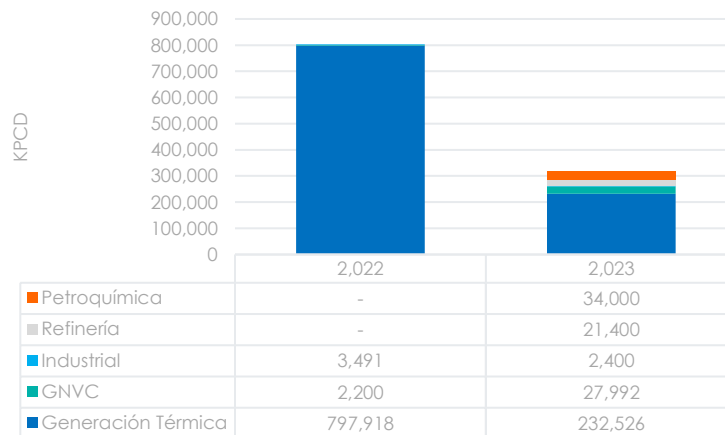


Fuente: SEGAS

**c. Sector de consumo OTMM – Transporte**

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar II de 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 73% y el sector petroquímico con el 11%.

**Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre II (2023 vs. 2022)**



Fuente: SEGAS

**Nota:** La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

3

## Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

**Nota:** La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

A continuación, se presentan los principales resultados de los mecanismos de subasta administrados por el Gestor del Mercado de Gas Natural para los productos de suministro y capacidad de transporte.

### 3.1 SUMINISTRO

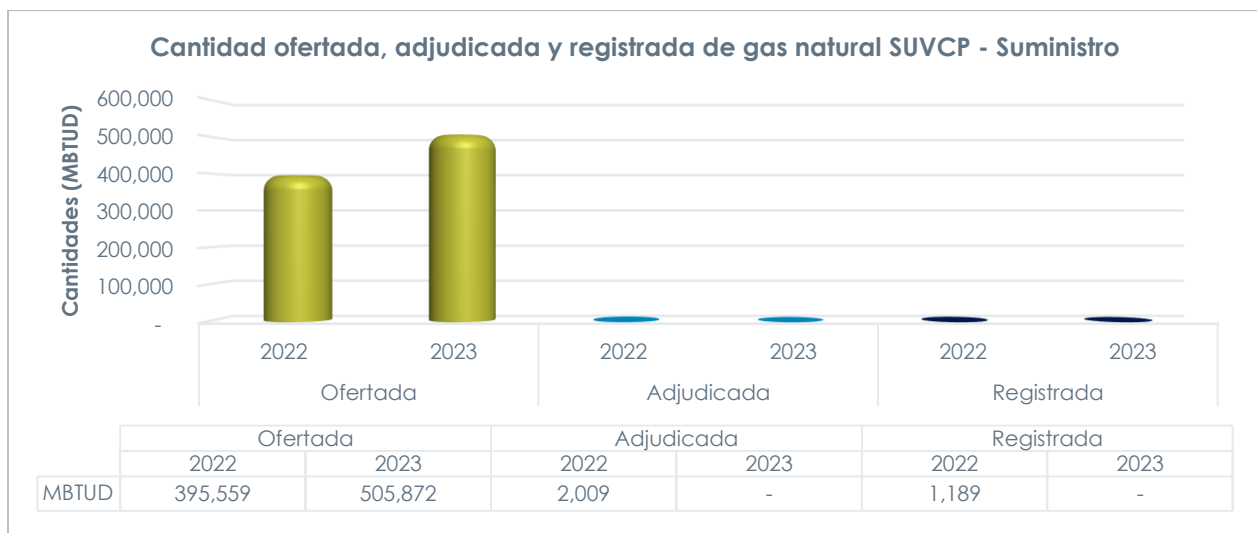
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el II trimestre estándar de gas de 2023 se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 2 Subasta de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

#### 3.1.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP- Suministro)

A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme<sup>3</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el II trimestre de 2023 vs 2022<sup>4</sup>.



Fuente: SEGAS

<sup>3</sup> Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2).

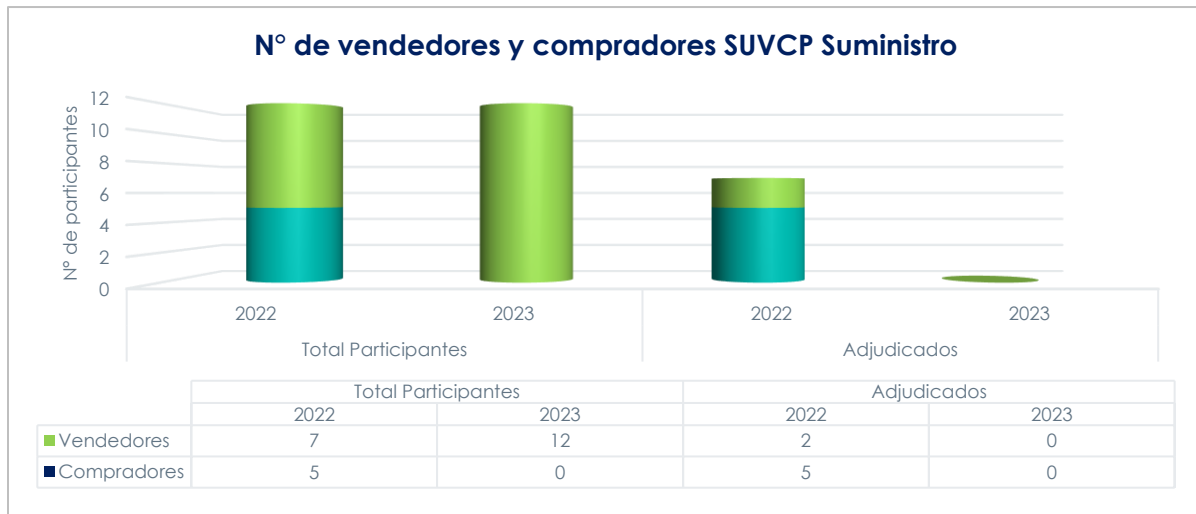
<sup>4</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
BALLENA	950	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	128,218	434,169	-	-	-	-
CUSIANA	265,621	62,773	2,009	-	1,189	-
PROVINCIA	770	-	-	-	-	-
BULLERENGUE	-	950	-	-	-	-
HOCOL	-	7,980	-	-	-	-
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>395,559</b>	<b>505,872</b>	<b>2,009</b>	<b>-</b>	<b>1,189</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

**a. Número de vendedores y compradores SUVCP - Suministro**

A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



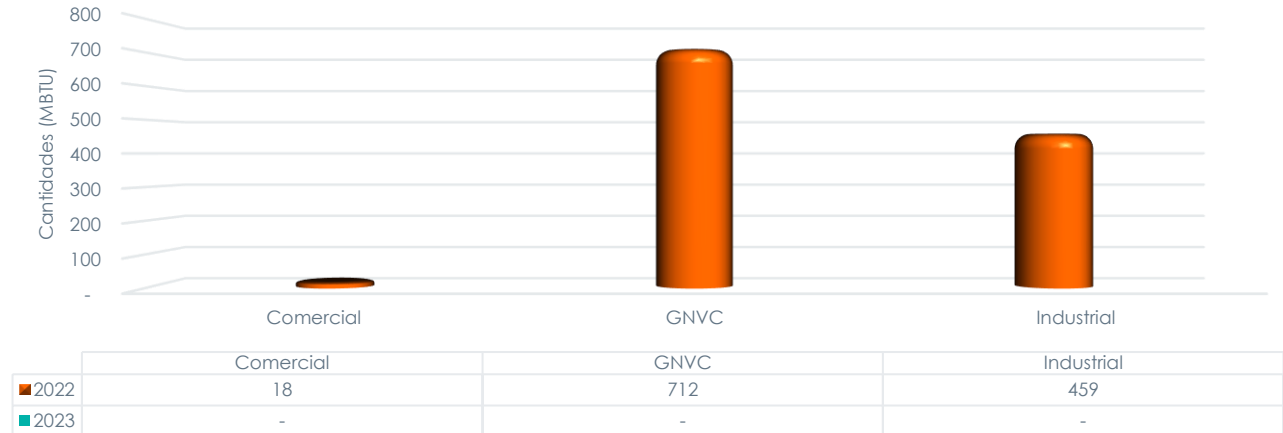
Fuente: SEGAS

**b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro**

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el II trimestre gas de 2022 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores Comercial, GNVC e Industrial; en tanto para el mismo periodo de 2023, no se presentaron adjudicaciones.



### Demanda por Sector de Consumo SUVCP Suministro

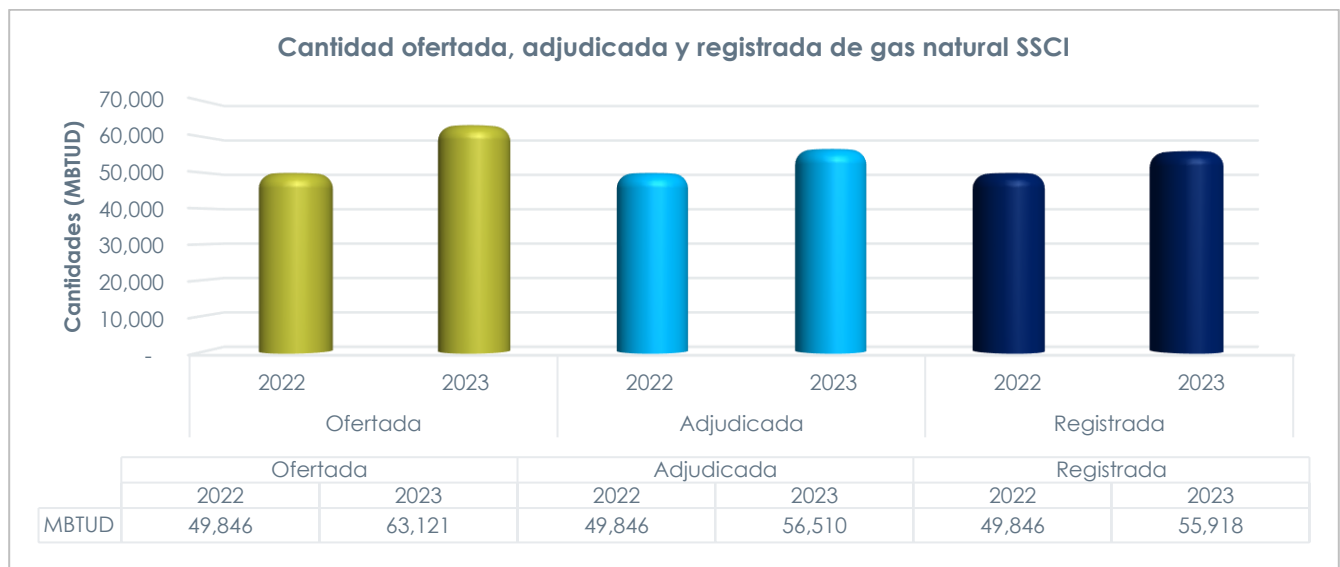


Fuente: SEGAS

### 3.1.2 Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI)

Esta subasta es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución mensual, y contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. El producto que se subasta es cantidad de energía bajo la modalidad de contrato con interrupciones, cuya duración será de un (1) mes, entrega diaria y vigencia desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en la Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el II trimestre gas de 2023 vs 2022.<sup>5</sup>



Fuente: SEGAS

<sup>5</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### a. Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el II trimestre de 2023, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	12,964	14,677
CUPIAGUA	18,302	12,293
CUSIANA	18,580	26,987
BULLERENGUE	-	9,164
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>49,846</b>	<b>63,121</b>

Fuente: SEGAS

### b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el II trimestre de 2023, se presentaron adjudicaciones por un total de 56,510 MBTUD, aumentando frente a lo adjudicado en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	12,964	14,677
CUPIAGUA	18,302	12,293
CUSIANA	18,580	20,376
BULLERENGUE	-	9,164
<b>TOTAL</b>	<b>49,846</b>	<b>56,510</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

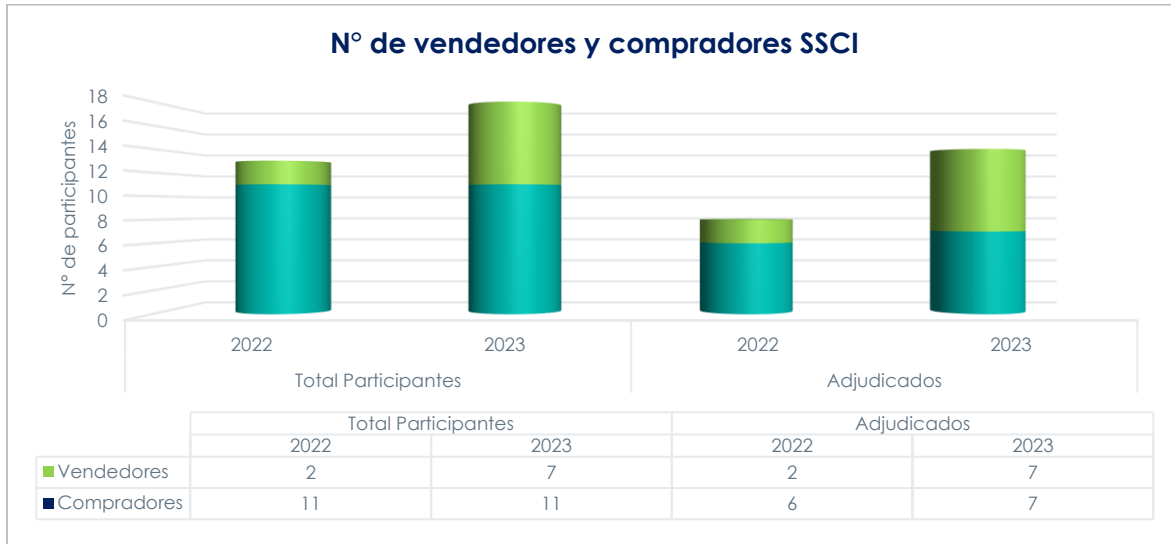
En el II trimestre de 2023 se dejaron de registrar 592 MBTUD producto de las cantidades adjudicadas en las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	12,964	14,677
CUPIAGUA	18,302	11,701
CUSIANA	18,580	20,376
BULLERENGUE	-	9,164
<b>TOTAL</b>	<b>49,846</b>	<b>55,918</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SSCI

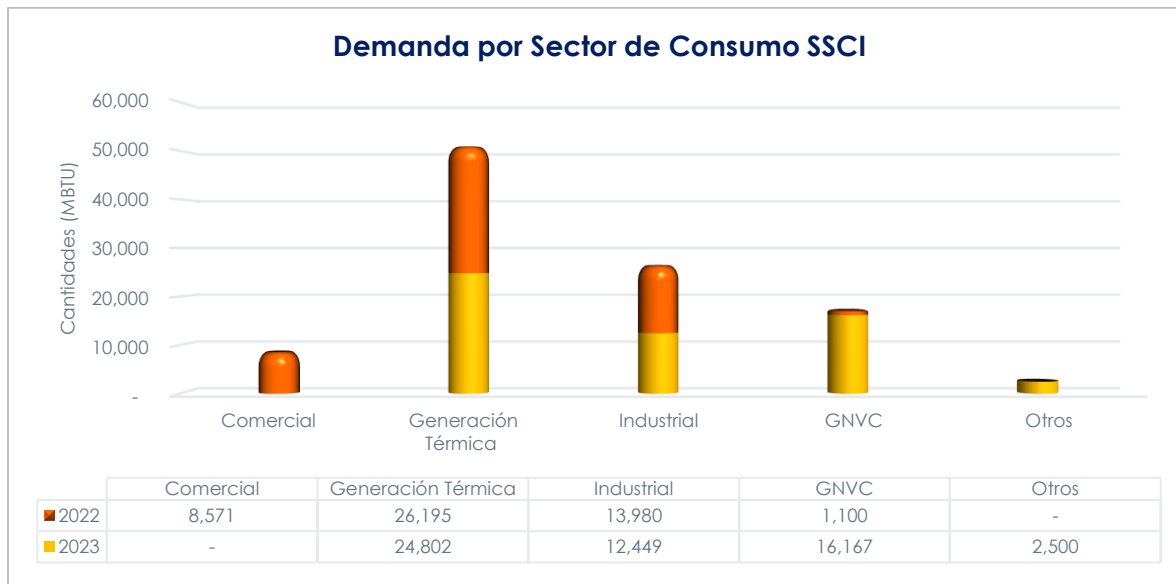
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

### e. Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el II trimestre de 2023 fue registrada con destino a abastecer a los sectores: Generación Térmica, Industrial, GNVC y Otros<sup>6</sup>. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación abasteció a los sectores de Comercial, Generación Térmica, Industrial y GNVC.



Fuente: SEGAS

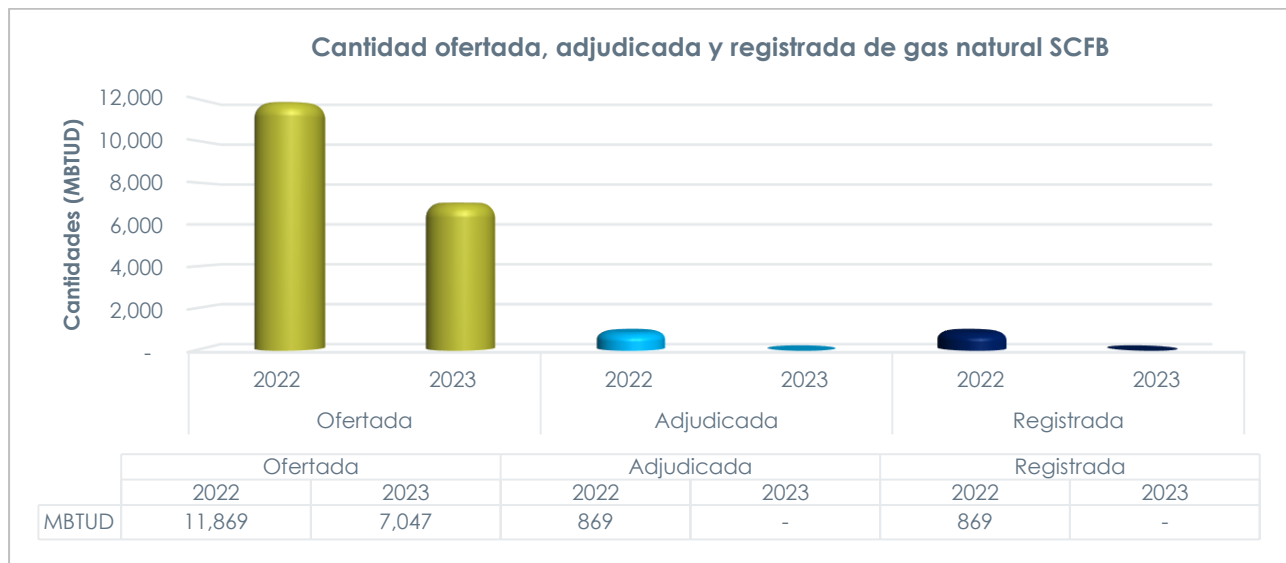
<sup>6</sup> Sector Otros en este caso corresponde a reportes de autoconsumos.

### 3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

La Subasta de Contratos Firmes Bimestrales es un mecanismo de negociación de suministro de gas natural, bajo la modalidad de contrato firme y con duración de dos meses calendario. Es una subasta de sobre cerrado y se realiza el décimo segundo día hábil del mes previo al inicio del bimestre de consumo. Contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en las Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

Para el II trimestre de 2023 se ejecutó el mecanismo en marzo y mayo, en donde fueron puestos a disposición del mercado un total de 7,047 MBTUD, sin embargo, no se presentaron adjudicaciones. En el mismo periodo de 2022 se presentó oferta por un total de 11,869 MBTUD de los cuales fueron adjudicados 869 MBTUD.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el II trimestre de 2023 vs 2022<sup>7</sup>.



Fuente: SEGAS

#### a. Cantidades ofertadas SCFB

La siguiente tabla muestra los puntos de entrega en los cuales se ofertaron las cantidades para este mecanismo en el II trimestre gas de 2023 y de 2022.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	4,000	-
CUSIANA	7,869	4,325
BULLERENGUE	-	2,722
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>11,869</b>	<b>7,047</b>

Fuente: SEGAS

<sup>7</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el II trimestre de 2023, no se presentaron adjudicaciones. En el mismo periodo del año anterior fueron adjudicados 869 MBTUD. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	-	-
CUSIANA	869	-
BULLERENGUE	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>869</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SCFB

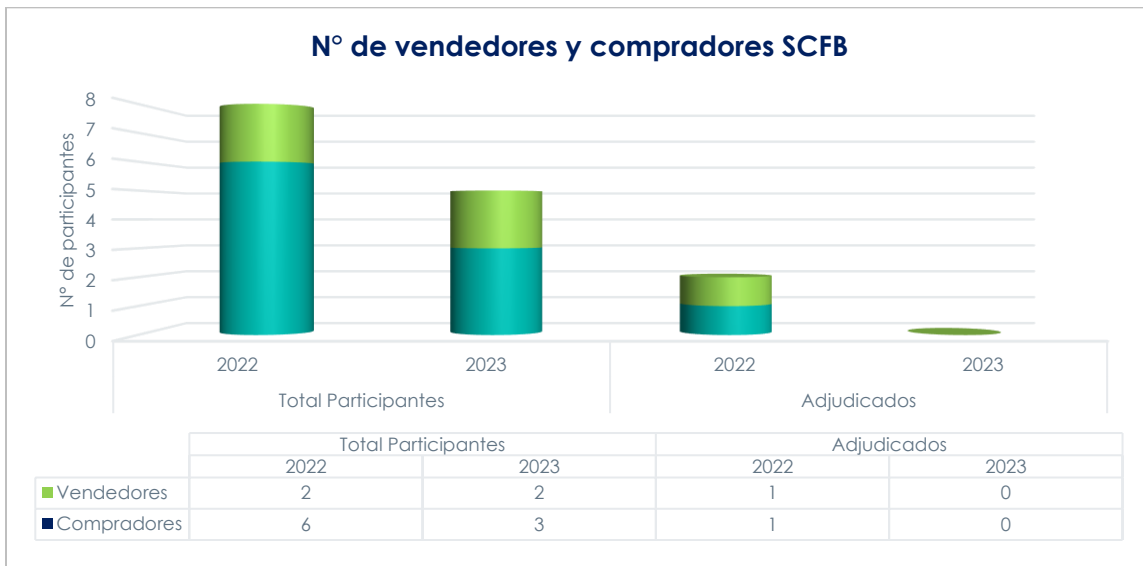
Para el II trimestre de 2023 al no presentarse adjudicaciones, no se presentaron registros de contratos. Para el mismo periodo del año anterior, se registró el total de las cantidades adjudicadas.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	-	-
CUSIANA	869	-
BULLERENGUE	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>869</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SCFB

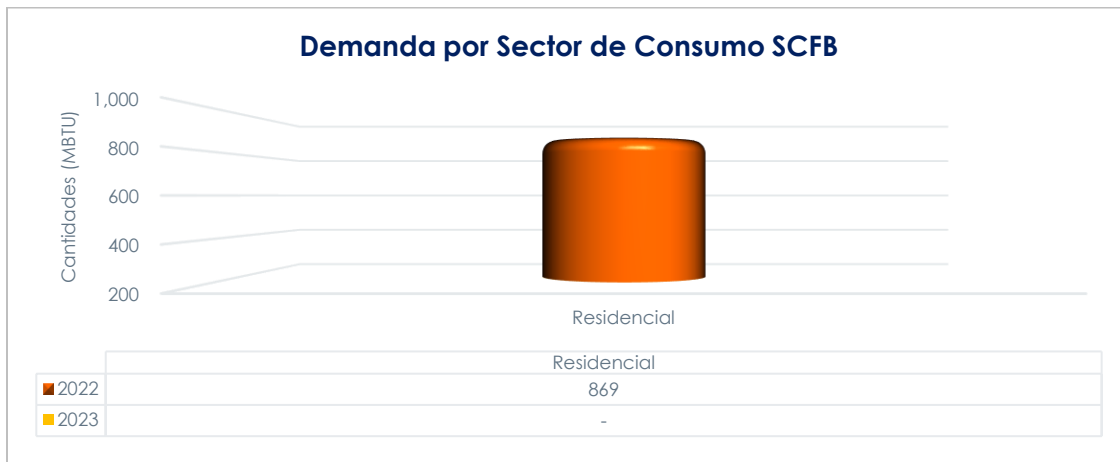
El número de participantes de este mecanismo para el II trimestre gas de 2023 disminuyó. En el mismo periodo del año anterior, se presentó mayor participación por parte de los agentes.



Fuente: SEGAS

#### a. Demanda por sector de consumo SCFB

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB en el II trimestre gas de 2022 fue registrada con destino a abastecer al sector Residencial. Para el mismo periodo de 2023, no se reportó actividad.



Fuente: SEGAS

### 3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el segundo trimestre de estándar de 2023 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2022, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

#### 3.2.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – RUTAS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar II de 2023 vs el mismo periodo de 2022.



Fuente: SEGAS

### a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar II de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumento en un 23% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	4,721,297	8,307,388
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,423,747	5,413,858
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,697,568	3,330,417
CARTAGENA - SINCELEJO	4,703,440	3,216,038
YUMBO/CALI - CALI	2,825,224	3,188,276
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,036,266	2,841,135
CUSIANA - SABANA_F	3,300,871	2,258,416
VASCONIA - PEREIRA	1,671,382	1,589,341
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	1,462,304	1,418,757
SEBASTOPOL - VASCONIA	910,000	910,000
<b>Otras Rutas</b>	3,737,596 (*)	4,963,196(**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>30,489,695</b>	<b>37,436,822</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 41 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 41 rutas.



### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada aumentó en un 116% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	60,217	163,972
CUSIANA - OCOA	23,419	53,846
SEBASTOPOL - VASCONIA	6,842	26,719
CUSIANA - SABANA_F	29,598	23,131
VASCONIA - ARMENIA	-	9,022
VASCONIA - PEREIRA	1,000	5,405
CUSIANA - ARMENIA	-	2,400
<b>Otras Rutas</b>	11,927 (*)	2,877 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>133,003</b>	<b>287,372</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 7 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 4 rutas.

### c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa un aumento en la capacidad registrada del 124% respecto al mismo periodo del año 2022.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	58,457	163,638
CUSIANA - OCOA	23,395	51,274
SEBASTOPOL - VASCONIA	6,736	26,719
CUSIANA - SABANA_F	29,598	22,575
VASCONIA - ARMENIA	-	9,022
VASCONIA - PEREIRA	-	5,403
VASCONIA - MARIQUITA	-	1,212
<b>Otras Rutas</b>	7,293 (*)	1,506 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>125,479</b>	<b>281,349</b>

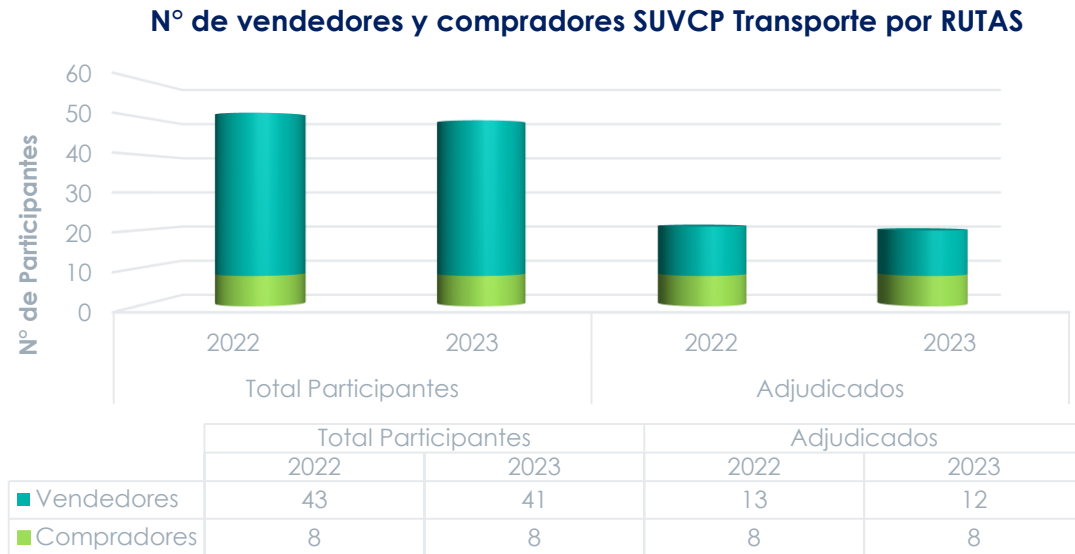
Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 6 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2023. Cantidad 3 rutas.

**d. Número de vendedores y compradores – Rutas**

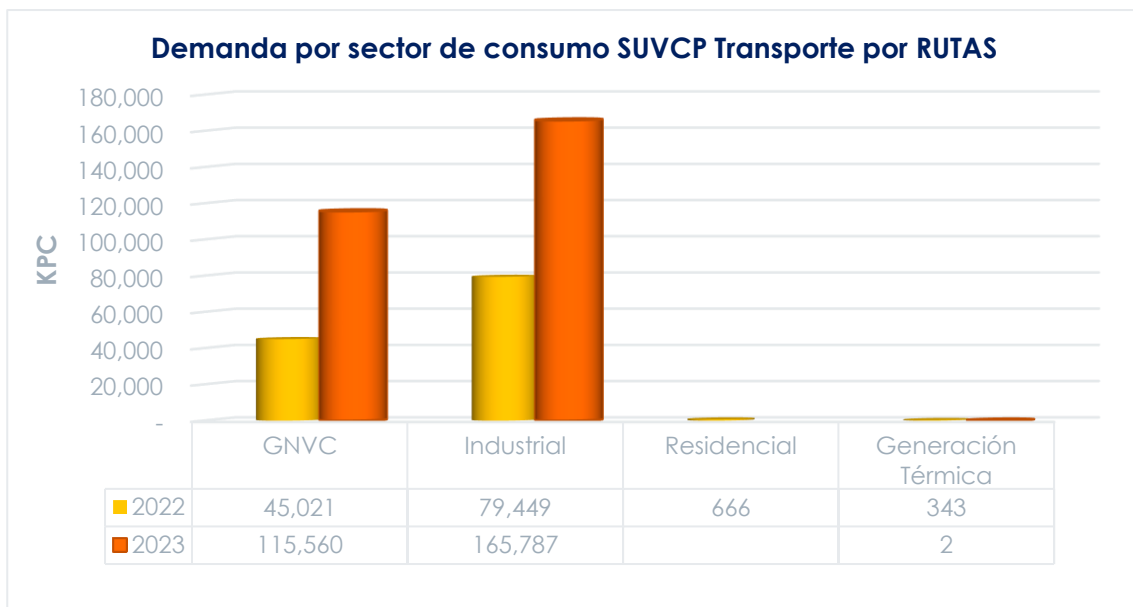
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar II de 2023 vs 2022.



Fuente: SEGAS

**e. Demanda por sector de consumo - Rutas**

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar II de 2023 vs 2022. Para los sectores GNVC e Industrial se presentó un incremento en la demanda de transporte en un 157% y 109% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.



Fuente: SEGAS

### 3.2.2 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – TRAMOS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del trimestre estándar II de 2023.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar II de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 7% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	4,721,297	8,307,388
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,423,747	5,413,858
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	3,498,570	4,259,892
LA BELLEZA - COGUA	4,751,383	3,685,143
COGUA - SABANA_F	4,733,577	3,654,042
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,697,568	3,330,417
CARTAGENA - SINCELEJO	4,703,440	3,216,038
YUMBO/CALI - CALI	2,825,224	3,188,276
CUSIANA - EL PORVENIR	3,747,477	2,942,457
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,637,975	2,885,680
<b>Otros Tramos</b>	11,533,663 (*)	11,999,355 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>49,273,921</b>	<b>52,882,546</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 29 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 28 tramos.

### b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada disminuyó en un 47% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	39,860	36,791
COGUA - SABANA_F	40,116	36,657
CUSIANA - EL PORVENIR	12,180	5,954
VASCONIA - LA BELLEZA	7,110	5,641
EL PORVENIR - LA BELLEZA	12,048	4,057
VASCONIA - MARIQUITA	50,699	520
LA BELLEZA - VASCONIA	4,333	-
<b>Otros Tramos</b>	1,415 (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>167,761</b>	<b>89,620</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

### c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una disminución del 46% en las capacidades registradas respecto al mismo periodo del año 2022.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
COGUA - SABANA_F	40,116	36,657
LA BELLEZA - COGUA	-	36,556
VASCONIA - LA BELLEZA	6,315	3,859
CUSIANA - EL PORVENIR	11,184	3,774
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	2,038
VASCONIA - MARIQUITA	40,503	518
LA BELLEZA - VASCONIA	3,538	-
<b>Otros Tramos</b>	52,374 (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>154,030</b>	<b>83,402</b>

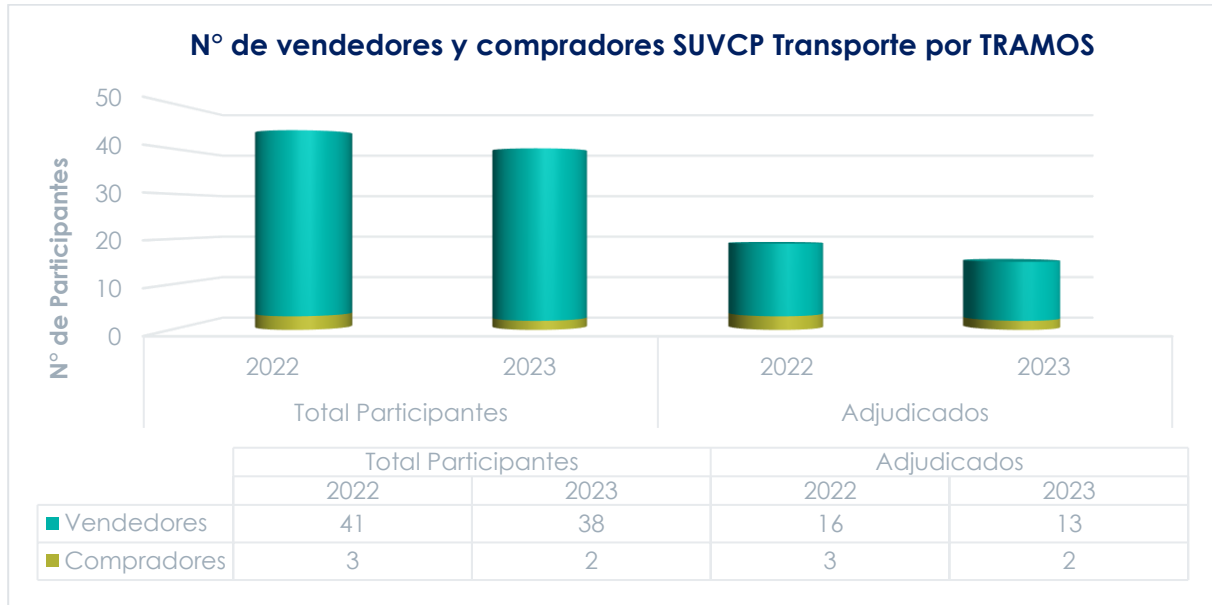
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

**d. Número de vendedores y compradores – Tramos**

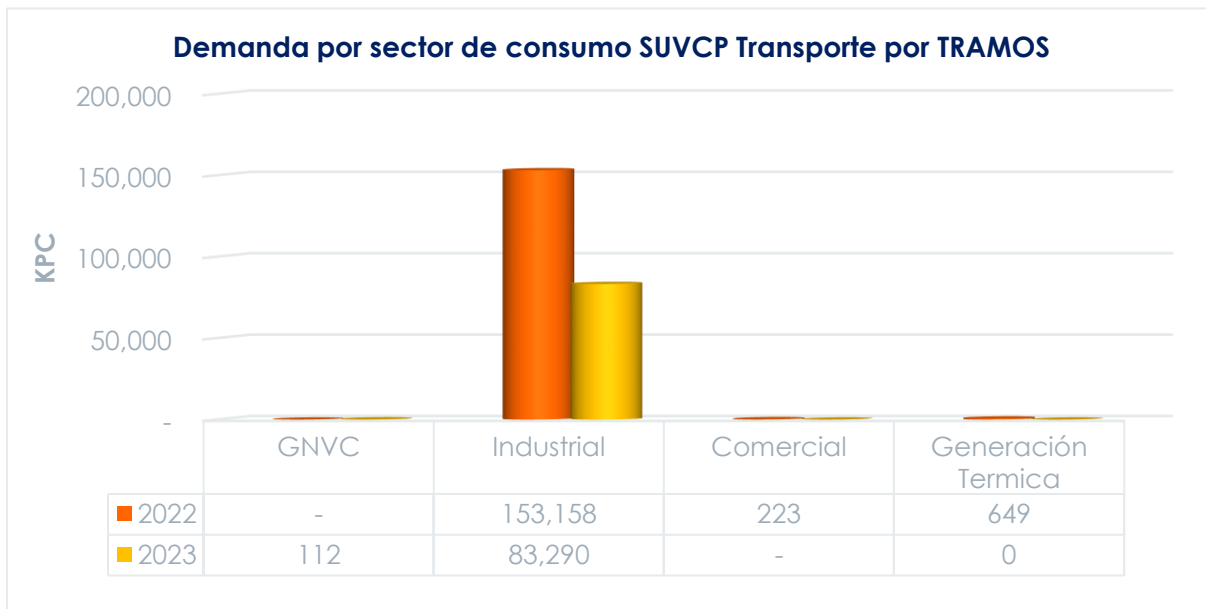
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar II de 2023.



Fuente: SEGAS

**e. Demanda por sector de consumo - Tramos**

Para el trimestre estándar II de 2023, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para los sectores Industrial, GNVC, Comercial y Generación Térmica. El sector Industrial disminuyó en un 46% con respecto al mismo periodo del año anterior.



Fuente: SEGAS

## 4

## Reporte de Información sobre Cuentas de Balance

A partir de la obligación establecida por la Comisión al Gestor del Mercado mediante la Resolución CREG 076 de 2019, de monitorear el mercado mayorista de gas natural, se estableció en el numeral v del Artículo 4.3, realizar “Reportes de información sobre Cuentas de Balance”. Consecuentemente, para la recopilación de esta información, el Gestor desarrolló un reporte bajo el INSTRUCTIVO PARA DECLARACIONES DE INFORMACIÓN DE TRANSPORTADORES – RESOLUCIÓN CREG 076 DE 2019 mediante el cual los transportadores registran las cuentas de balance mensuales como resultado de los desbalances que se presentan en sus sistemas de transporte, contemplando lo establecido en la regulación.

### CONTEXTO REGULATORIO

El concepto asociado al desbalance o variación de salida ha presentado cambios desde su implementación en el Reglamento Único de Transporte -RUT-, como lo son: i) la modificación en la resolución de la medición y ii) la implementación de compensaciones para límite establecidos a los desbalances en los sistemas de transporte. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales conceptos de la regulación vigente.

Por un lado, se definen los **desbalances** y las **variaciones de salida** de la siguiente forma:

- **Desbalance**, se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas<sup>8</sup>.
- **Variación de salida**, se define como diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente, medida de forma horaria o diaria<sup>9</sup>.

Por otro lado, la regulación establece límites para el desbalance acumulado calculado a partir de las cuentas de balance, como también el procedimiento para compensar cuando se supera la condición ( $\pm 5\%$ ), conforme la naturaleza del desbalance, es decir, positivos o negativos:

<sup>8</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

<sup>9</sup> Resolución CREG 185 de 2020 Art. 1. Definiciones. Variación de Salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD).

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes<sup>10</sup>.
- **Desbalance positivo**, se presenta cuando la energía tomada es superior a la energía entregada por un remitente. Se contabiliza según lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2018<sup>11</sup>.
- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020<sup>12</sup>.

De acuerdo con lo estipulado en la regulación y la información reportada y registrada por los Transportadores al Gestor del mercado, para el siguiente análisis de los datos, se contemplan las siguientes consideraciones:

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
  - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ( $\pm 5\%$ ) agregadas de forma mensual.
  - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
  - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
  - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento agregado mensual del trimestre marzo- mayo 2023 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

<sup>10</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes.

<sup>11</sup> CREG 008 de 2018. Art.1. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día (...)"

<sup>12</sup> CREG 185 de 2020. Artículo 36. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución (...)"

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Marzo	-	440,314	-	-	-506,627	-
Abril	-	420,253	-	-	-517,447	-
Mayo	-	911,835	-	-	-621,178	-

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
<b>Transportador - Productor</b>	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
<b>Transportador - Remitente</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 590,801MBTU. Para el mes de mayo se presentó un aumento absoluto de 117.0% respecto a abril.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -548,417 MBTU Para el mes de mayo se presentó un aumento absoluto de 20.0% respecto a abril.
<b>Transportador - Transportador</b>	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.



## 5

## Indicadores CREG del Mercado Primario

La Resolución CREG 089 de 2013, modificada por la Resolución CREG 114 de 2017 y posteriormente, por la Resolución CREG 186 de 2020, estableció los indicadores del mercado primario MP. Para su análisis y publicación, el Gestor los ha clasificado en tres grupos de acuerdo con la temporalidad en el reporte y publicación de la información:

INDICADORES DEL MERCADO PRIMARIO		
1. Anual, antes del proceso de negociación	2. Anual, después del proceso de negociación	3. Mensual
La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes previo al proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte donde existe declaración del PP, PTDV y CIDV.	La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes antes y durante el proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad 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.	La información de este grupo de indicadores contiene los datos vigentes al momento del cálculo, se publica con periodicidad mensual, con un horizonte de 12 meses siguientes al mes de publicación o donde exista oferta comprometida según corresponda.
Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:
MP1, MP2 y MP3	MP7, MP8, MP9, MP10, MP11, MP12, MP13, MP14*, MP15*, MP21*, MP22*, MP23	MP4, MP5, MP6, MP16*, MP17, MP18, MP19* y MP20*

\* De consulta exclusiva para las entidades de vigilancia y control, conforme lo establecido en la regulación.

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre marzo 2023 a mayo 2023. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

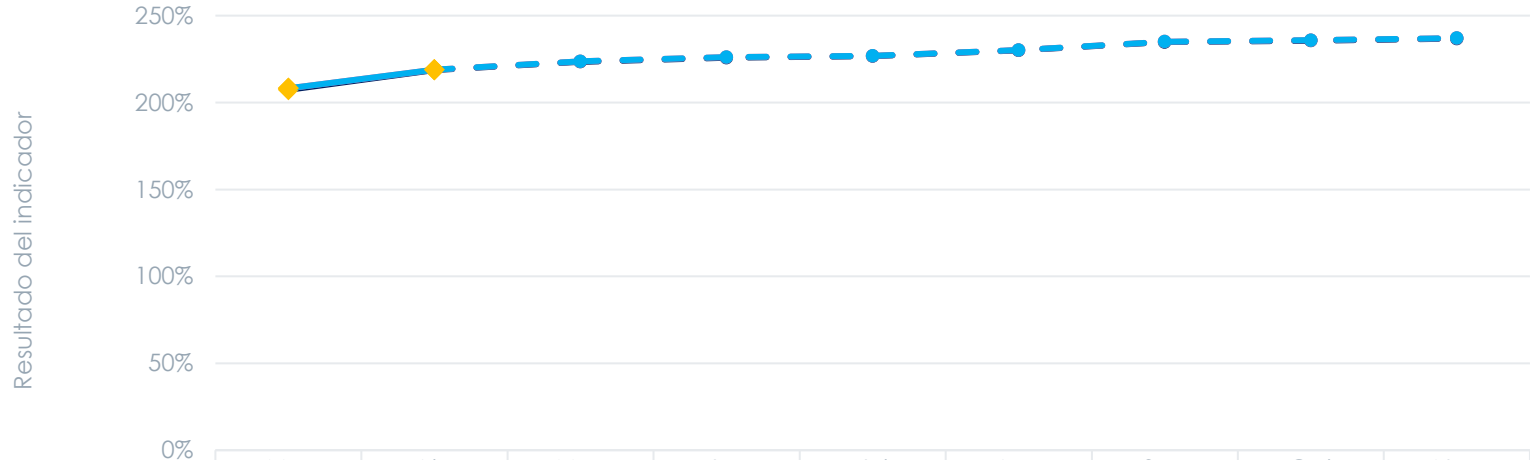
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### Periodicidad de publicación Mensual

**Descripción:** 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 venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV.

$$MP4 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$$

MP4



	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
—●— 2023 Publicación Marzo	207.31 %	218.68 %	223.45 %	225.84 %	226.67 %	229.98 %	234.77 %	235.55 %	236.78 %
—●— 2023 Publicación Abril	208.18 %	218.91 %	223.69 %	226.08 %	226.91 %	230.22 %	235.02 %	235.80 %	237.03 %
—●— 2023 Publicación Mayo	208.18 %	218.91 %	223.69 %	226.08 %	226.91 %	230.22 %	235.02 %	235.80 %	237.03 %

**Análisis:** Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDV y la CIDV. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDV y CIDV representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el periodo marzo a noviembre de 2023, entre las publicaciones de marzo y abril, aumentaron en promedio el 0.14% como consecuencia de un incremento de 3,230 MBTUD en la oferta comprometida en firme de marzo, y 805 MBTUD en la oferta comprometida en firme de abril a noviembre, mientras que las variables PTDV y CIDV no presentaron variación respecto del mes anterior. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo no presentaron variación alguna respecto del mes anterior.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 765,249 MBTUD

**PTDV:** 303,888 MBTUD

**CIDV:** 50.000 MBTUD

El valor de la CIDV corresponde con la cantidad disponible para la venta puesto por el agente comercializador de gas natural importado que para la publicación del periodo a analizar fue de 50.000 MBTUD.

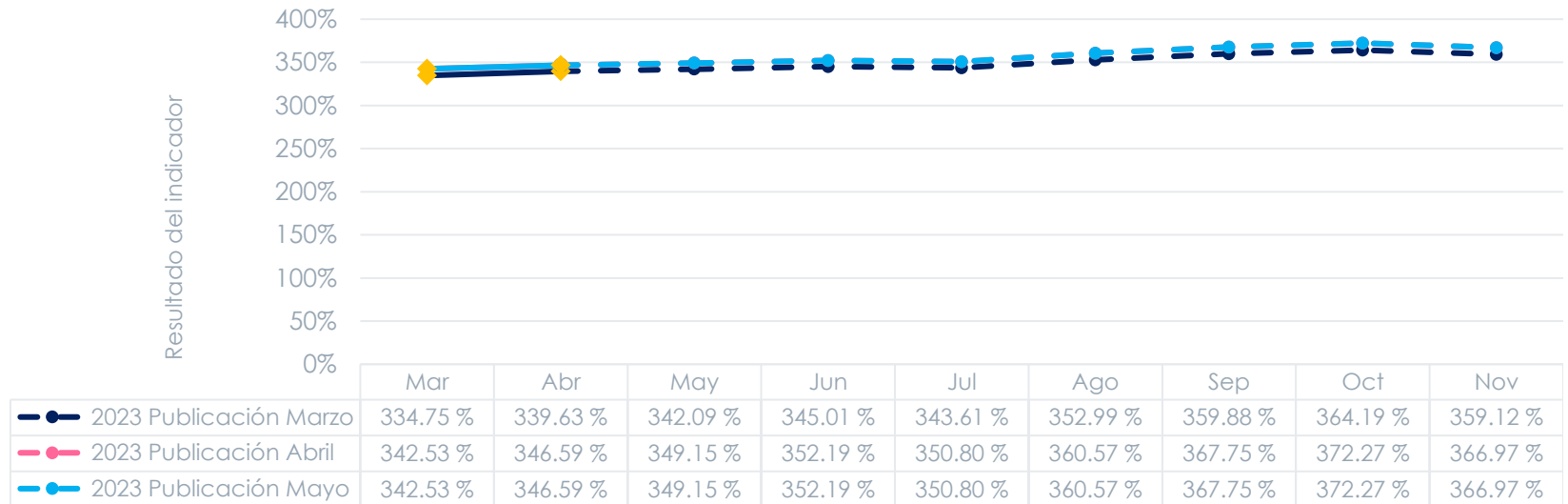
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**MP5**

**Descripción:** 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.

$$MP5 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PTDFV + CIDVF}$$

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



**Análisis:** Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDVF. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDVF y CIDVF representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

Los valores del indicador para el periodo marzo a noviembre de 2023, entre las publicaciones de marzo y abril, aumentaron en promedio el 2.15% como consecuencia de un incremento de 3,230 MBTUD en la oferta comprometida en firme de marzo, y 805 MBTUD en la oferta comprometida en firme de abril a noviembre, mientras que la variable PTDVF disminuyó en 4,278 MBTUD en cada uno de los meses de marzo a noviembre. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo no presentaron variación alguna respecto del mes anterior.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 765,249 MBTUD  
**PTDVF:** 225,880 MBTUD  
**CIDVF:** 0 MBTUD

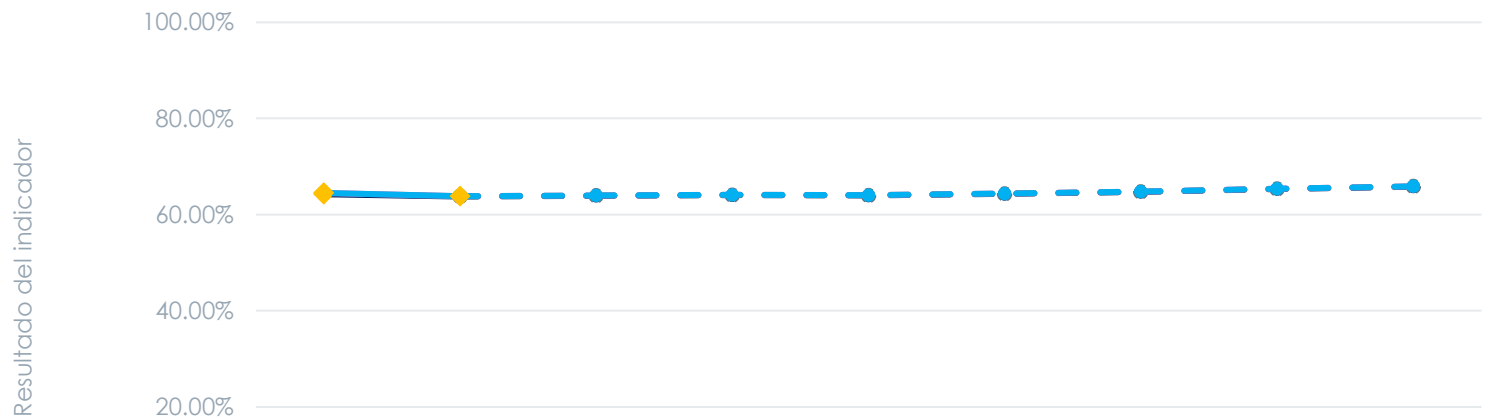
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**Descripción:** 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.

$$MP6 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PP}$$

MP6



	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
● 2023 Publicación Marzo	64.23 %	63.76 %	63.90 %	64.07 %	63.98 %	64.32 %	64.69 %	65.30 %	65.80 %
◆ 2023 Publicación Abril	64.50 %	63.83 %	63.97 %	64.14 %	64.05 %	64.38 %	64.76 %	65.37 %	65.87 %
● 2023 Publicación Mayo	64.50 %	63.83 %	63.97 %	64.14 %	64.05 %	64.38 %	64.76 %	65.37 %	65.87 %

**Análisis:** Los resultados del presente indicador presentan una visión más general comparado con los indicadores MP4 y MP5, dado que en su formulación contempla el potencial de producción total, por lo tanto, sus valores no deben ser superiores al 100%.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Los valores del indicador para el periodo marzo a noviembre de 2023, entre las publicaciones de marzo y abril, aumentaron en promedio el 0.14% como consecuencia de un incremento de 3,230 MBTUD en la oferta comprometida en firme de marzo, y 805 MBTUD en la oferta comprometida en firme de abril a noviembre, mientras que la variable PP no presentó variación respecto del mes anterior. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de abril y mayo no presentaron variación alguna respecto del mes anterior.

Los resultados del indicador evidencian que para el trimestre analizado, en promedio el 64% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 765,249 MBTUD

**PP:** 1,196,383 MBTUD

**Nota:** en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

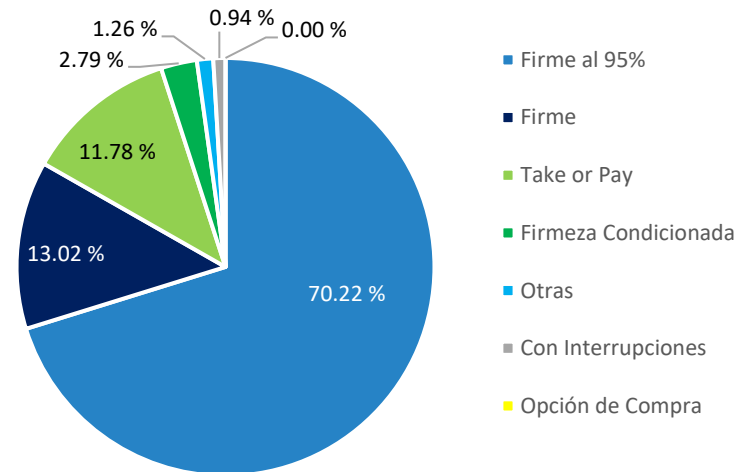
MP17

**Descripción:** Cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos.

$$MP17 = \frac{\text{Mod contrato dda reg de gas}}{\text{Dda reg en contratos de gas}}$$

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

## Participación Mayo - Demanda Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **mayo** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, disminuyendo 483 MBTUD en la modalidad Firme, llegando a un total de 304,844 MBTUD en la contratación para la demanda regulada.

La participación por modalidad contractual para **mayo** fue la siguiente: Firme al 95% (70.22%), Firme (13.02%), ToP (11.78%), Firmeza Condicionada (2.79%), Otras (1.26%) y Con Interrupciones (0.94%).

De esta manera, se evidencia que la demanda regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado.

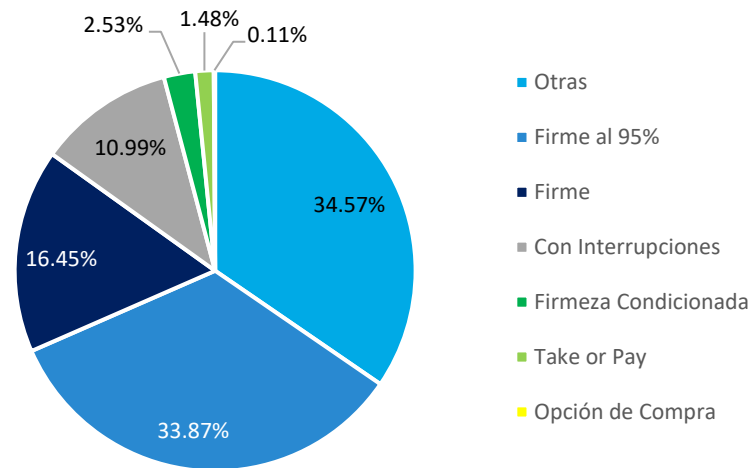
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Descripción:** Cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos.

$$MP18 = \frac{\text{Mod contrato dda no reg de gas}}{\text{Dda no reg en contratos de gas}}$$

MP18

Participación Mayo - Demanda No Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **mayo** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 5,494 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones y 825 MBTUD en la modalidad Firme al 95%, y disminuyendo 7,500 MBTUD en la modalidad Otras y 20 MBTUD en la modalidad Firme.

De esta manera, la contratación para la demanda no regulada para mayo se ubicó en 880,236 MBTUD.

La participación por modalidad contractual para **mayo** fue la siguiente: Otras (34.57%), Firme al 95% (33.87%), Firme (16.45%), Con Interrupciones (10.99%), Firmeza condicionada (2.53%), ToP (1.48%) y Opción de compra (0.11%).

De esta manera, la demanda no regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado. No obstante, la modalidad Con Interrupciones representa una mayor participación para la demanda no regulada en comparación con la demanda regulada.



## 6

## Convenciones y terminología

**1 MBTUD:** 1 millón de BTU por día

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

**1 KPCD:** 1000 PCD o mil pies cúbicos por día.

**SNT:** Sistema Nacional de Transporte

**OTMM:** Otras Transacciones del Mercado Mayorista

**GNVC:** Gas Natural Vehicular Comprimido

**SUVCP:** Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

**SSCI:** Subasta de Suministro con Interrupciones

**SCFB:** Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

**PP:** Potencial de Producción.

**PTDV:** Producción Total Disponible para la Venta.

**CIDV:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

**PTDVF:** Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

**CIDVF:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

**TRIMESTRE IV:** Corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre.

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria.

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

**Congestión Contractual:** Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

**Trimestres estándar:** Son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.