



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

## SEPTIEMBRE A NOVIEMBRE DE 2022

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 septiembre - octubre - noviembre **se registraron en total 85 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

En cuanto a la aplicación de la Res. CREG 001 de 2021, dado que **se determinó congestión contractual en cinco de los tramos del SNT, se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los tramos i) Cusiana – El Porvenir, ii) El Porvenir – La Belleza, iii) La Belleza – Vasconia, iv) La Belleza – Cogua y, v) La Mami – Ballena.**

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 29%; **el 99% de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos aumentó diez veces para el trimestre IV del año gas 2022 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 97% 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 IV del año gas 2022 es el **industrial, con el 84%** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el cuarto trimestre del año gas 2022 **incrementaron 12,175 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2021, **ubicándose en 18,518 MBTUD**; por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$3.27 y \$8.43 USD/MBTU.**

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el cuarto trimestre del año gas 2022 **incrementaron 5,576 MBTUD** con respecto al mismo periodo de 2021, **ubicándose en 42,156 MBTUD.**

En el mercado primario de suministro se contrataron en total 1,500 MBTUD, por medio de 1 operación producto de la ejecución del mecanismo de asignación de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

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 septiembre-octubre-noviembre de 2022, 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 ochenta y cinco (85) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza.

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

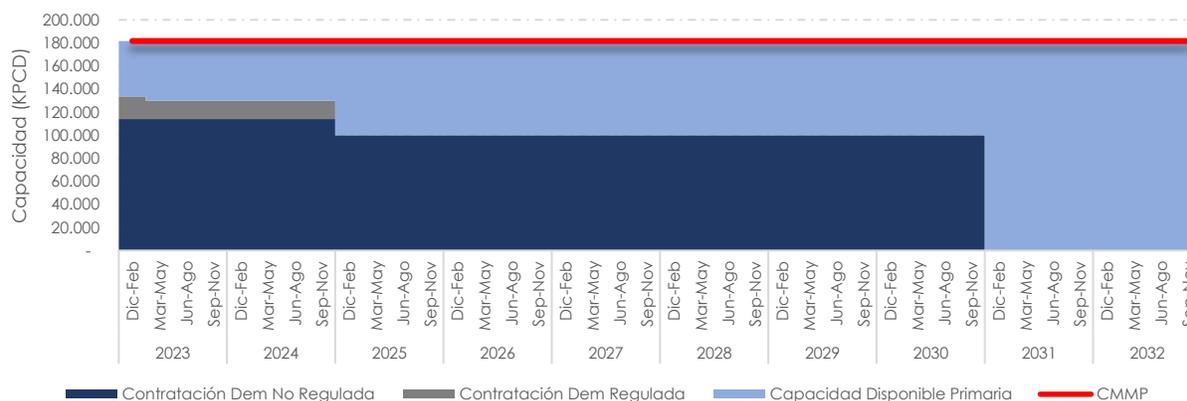
##### Ballena – La Mami



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	183,633	188,669	206,747	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	-	-	3,011	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0.1%	0%	1.5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	71,467	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	71,667	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074
<b>Conf. con Interrupciones</b>	177,398									
<b>CMMP</b>	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>	28%	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

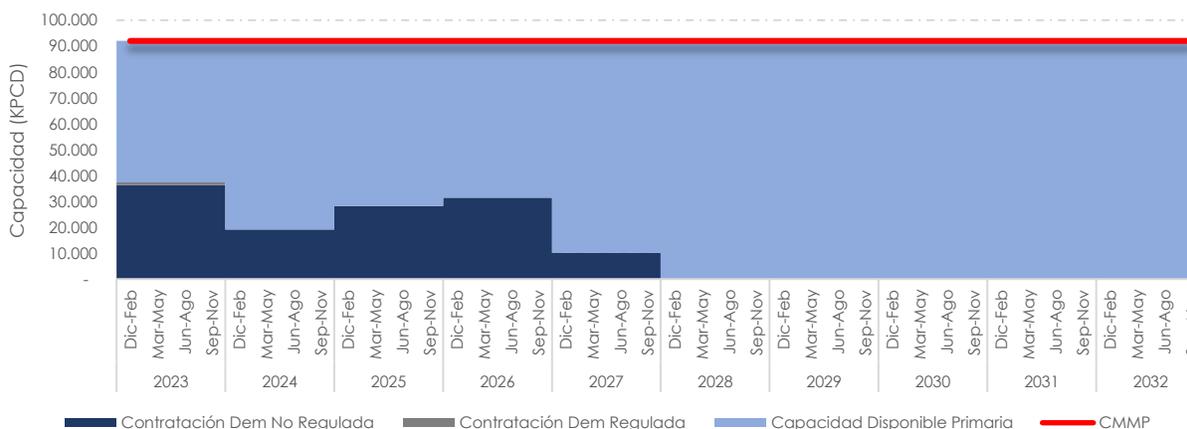
### Jobo – Sincelejo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	49,045	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045	179,045
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0.0%	0%	0.0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	114,049	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	15,951	15,951	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-
<b>Conf. con Interrupciones</b>	44,835									
<b>CMMP</b>	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%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### La Creciente – Sincelejo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	25,467	71,343	62,215	59,058	80,357	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
<b>Contratación Trím MNR (2)</b>	1,352	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MR (2)</b>	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	9.3%	0%	0.0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	36,385	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	37,389	19,157	28,285	31,442	10,143	-	-	-	-	-
<b>Conf. con Interrupciones</b>	50,487									
<b>CMMP</b>	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>	41%	21%	31%	34%	11%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Cartagena – Mamonal



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	124,079	122,120	127,040	130,509	130,509	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	47,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	1,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	39.1%	0%	0.0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	121,500	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	7,430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	128,930	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	47,067									
<b>CMMP</b>	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>	63%	40%	39%	36%	36%	36%	36%	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

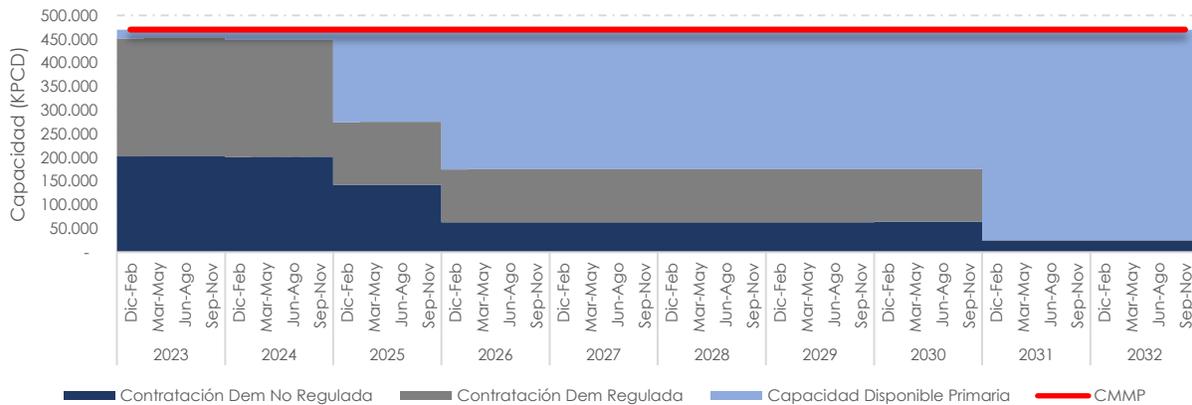
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre junio-julio-agosto, 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

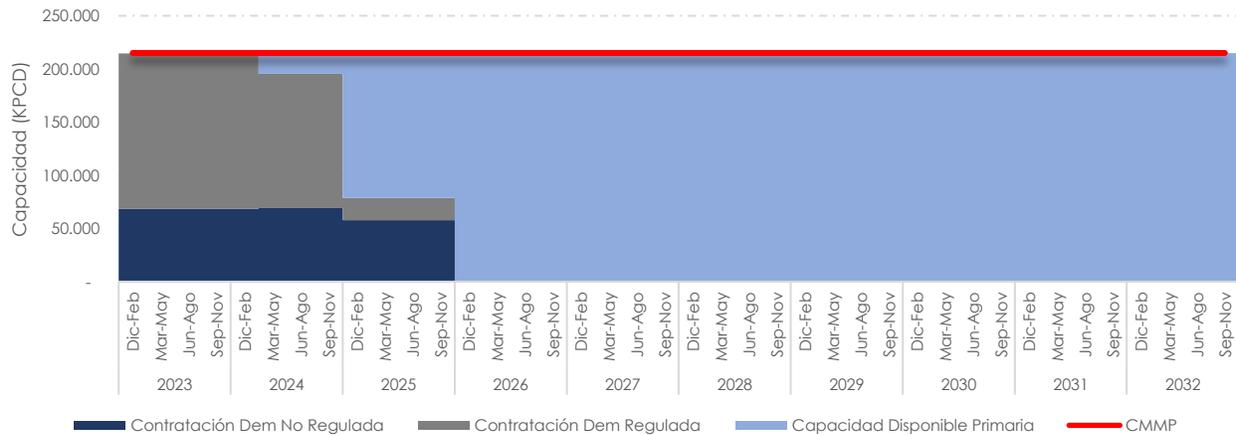
### Cusiana – El Porvenir



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	10,687	12,763	33,781	280,397	284,981	284,976	284,973	284,408	285,408	434,856
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	1,365	1,315	1,315	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	1,268	268	268	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	25%	12%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	202,504	200,914	142,515	63,300	63,300	63,302	63,300	64,300	25,000	25,000
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	248,633	246,755	131,744	111,295	111,787	111,790	111,795	111,360	217	217
<b>Contratación en Firme</b>	451,137	447,669	274,259	174,595	175,087	175,092	175,095	175,660	25,217	25,217
<b>Conf. con Interrupciones</b>	515									
<b>CMMP</b>	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>	96%	95%	58%	37%	37%	37%	37%	37%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

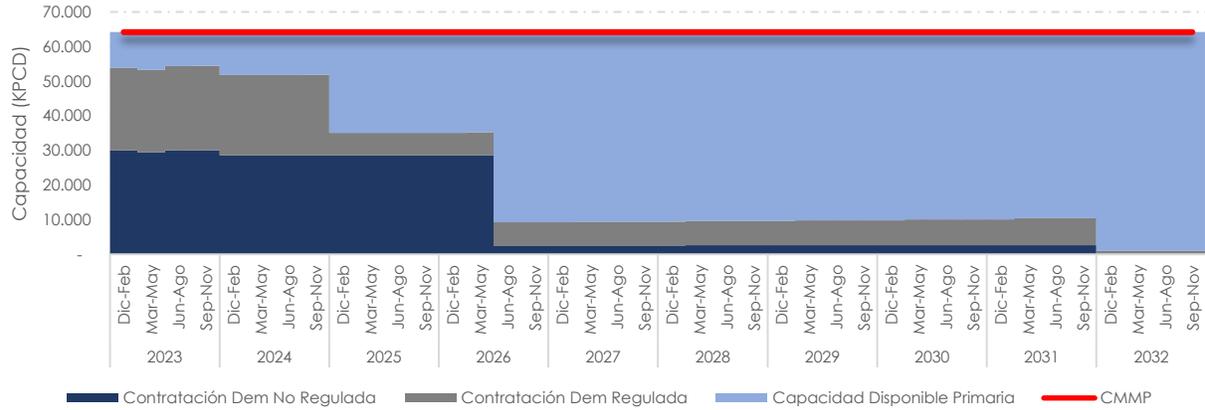
### Cogua – Sabana



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	-	-	19,677	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%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	68,506	68,709	57,642	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	146,177	126,086	20,961	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	214,683	194,795	78,603	-	-	-	-	-	-	-
<b>Conf. 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
<b>Contratación firme/CMMP</b>	100%	91%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

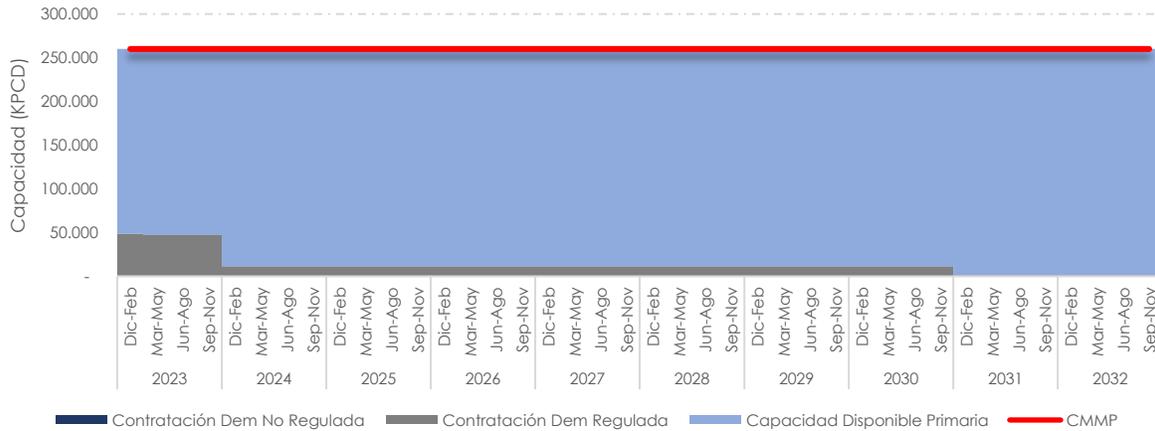
### Cusiana – Apiay



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	7,137	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,634	52,728
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	194	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	515	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	29,452	28,523	28,523	2,559	2,559	2,582	2,606	2,657	2,657	248
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	23,799	23,307	6,535	6,541	6,689	6,837	6,992	7,113	7,442	735
<b>Contratación en Firme</b>	53,251	51,830	35,058	9,100	9,248	9,419	9,598	9,770	10,099	983
<b>Cont. con Interrupciones</b>	20									
<b>CMMP</b>	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>	83%	81%	55%	14%	14%	15%	15%	15%	16%	2%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

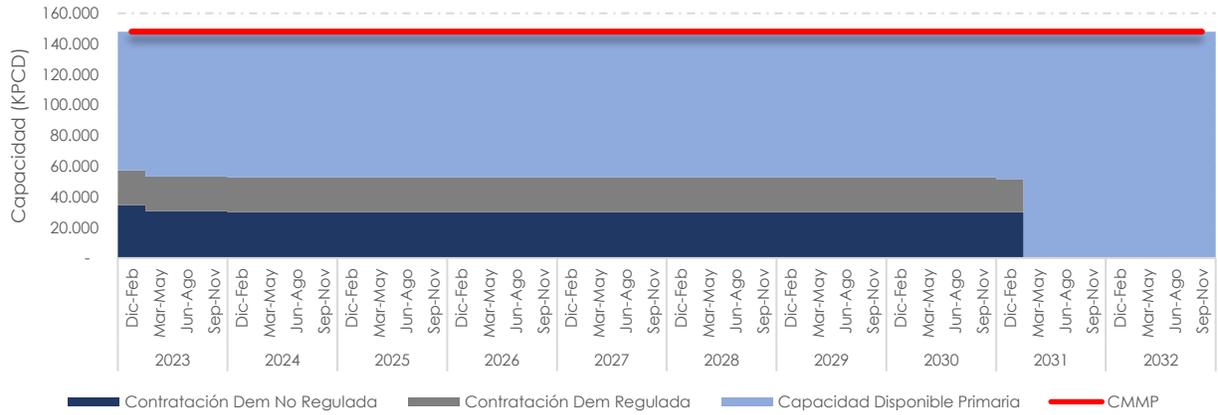
### Ballena - Barrancabermeja



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	218,303	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	467	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	13,053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	467	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	46,750	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400
<b>Contratación en Firme</b>	47,217	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400
<b>Cont. con Interrupciones</b>	20,170									
<b>CMMP</b>	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>	18%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>CDP (1)</b>	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	4,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	30,568	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	22,688	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	53,256	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-
<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
<b>Contratación firme/CMMP</b>	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	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

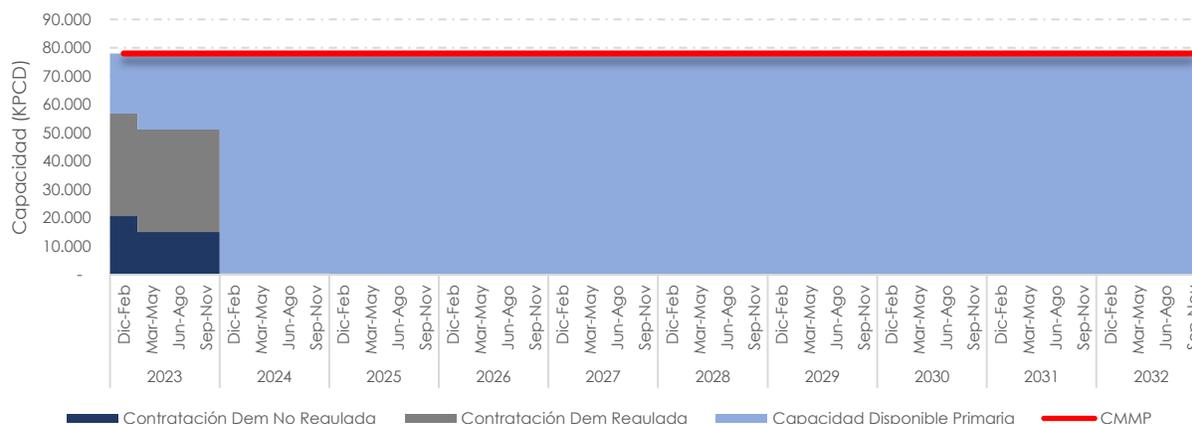
**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre junio-julio-agosto, 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
<b>CDP (1)</b>	75,244	75,310	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
<b>Contratación Trim MNR (2)</b>	12,875	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MR (2)</b>	35,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	64.8%	0%	0.0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MNR (3)</b>	15,098	262	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MR (3)</b>	36,080	180	180	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	51,178	442	180	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	10,050									
<b>CMMP</b>	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>	66%	1%	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 junio-julio-agosto, para los mercados regulado y no regulado.

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

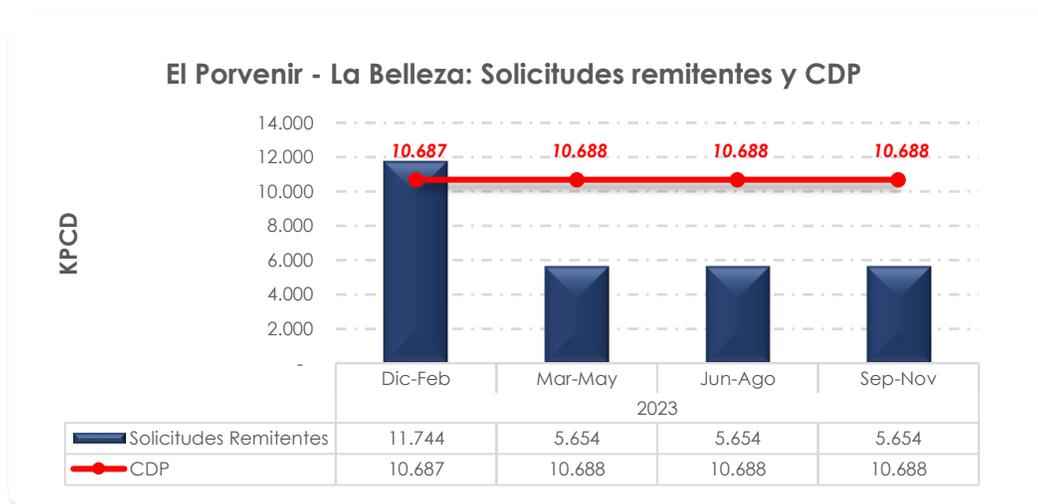
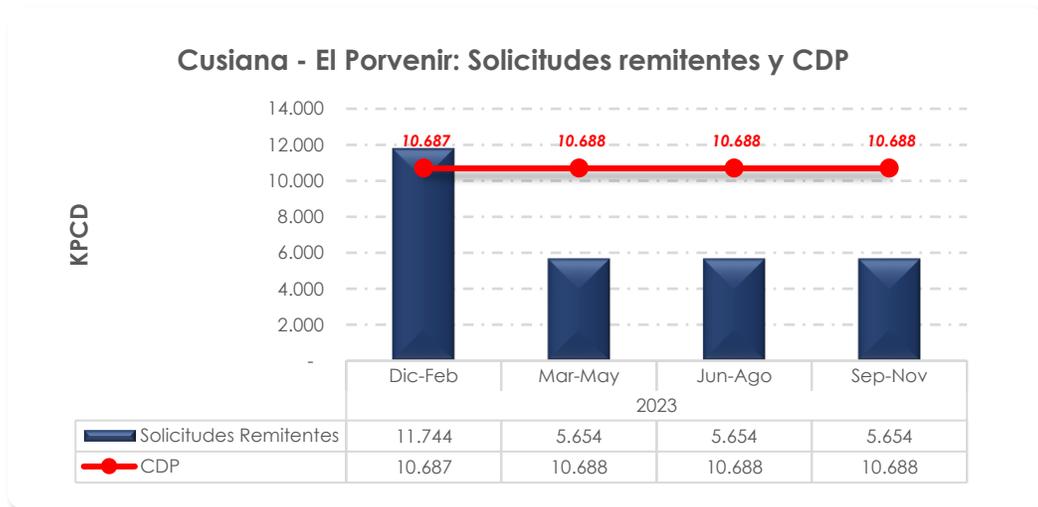
### 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

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 en el trimestre estándar de negociación septiembre-octubre-noviembre de 2022 se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en cinco (5) de los tramos del del Sistema Nacional de Transporte - SNT, i) Cusiana – El Porvenir, ii) El Porvenir – La Belleza, iii) La Belleza – Vasconia, iv) La Belleza - Cogua y, v) La Mami – Ballena; para el trimestre comprendido entre diciembre de 2022 y febrero de 2023 para los tramos del sistema

<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.

de TGI<sup>2</sup>, y para el periodo comprendido entre diciembre de 2024 y noviembre de 2025 para el tramo del sistema de Promigas. Por tal razón, se efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 para efectos de la asignación de la capacidad disponible entre los remitentes.

A continuación, se muestra el detalle de las solicitudes agregadas de capacidad de transporte por parte de los remitentes bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales (CCT), en comparación con la Capacidad Disponible Primaria en cada tramo con congestión:



<sup>2</sup> Pese a que las solicitudes de los remitentes son menores a la CDP declarada, la inclusión de los tramos La Belleza – Vasconia y La Belleza – Cogua se realiza conforme a lo planteado por TGI con respecto al cálculo de CMMP para los dos gasoductos.

**La Belleza - Vasconia: Solicitudes remitentes y CDP**



**La Belleza - Cogua: Solicitudes remitentes y CDP**



**La Mami - Ballena: Solicitudes remitentes y CDP**



De acuerdo con lo establecido en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020, en los casos que se presente congestión contractual se debe dar aplicación al mecanismo de asignación implementado con la Resolución CREG 001 de 2021.

Así, el pasado 28 de septiembre los comercializadores realizaron la declaración a la que hace referencia el Artículo 3 de la Resolución CREG 001 de 2021, mediante la cual los agentes comercializadores<sup>3</sup> con solicitudes de capacidad en los tramos con congestión contractual informaron el tipo de demanda a atender con el requerimiento de la capacidad (demanda regulada o no regulada).

A continuación, se muestra la tabla con el detalle de las declaraciones de los comercializadores, desagregando las solicitudes de capacidad para el mercado regulado y no regulado, en cada tramo con congestión contractual:

Tramo	Año	Trimestre	Solicitud Demanda CDP (KPCD) Regulada (KPCD)	Capacidad Asignada Demanda, No Regulada CDP (KPCD)
CUSIANA – EL PORVENIR	2023	Dic-Feb	2,730	0
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2023	Dic-Feb	2,720	0
LA BELLEZA – VASCONIA	2023	Dic-Feb	2,341	0
LA BELLEZA – COGUA	2023	Dic-Feb	44	0
LA MAMI – BALLENA	2025	Dic-Feb	0	20,900
LA MAMI – BALLENA	2025	Mar-May	0	20,900
LA MAMI – BALLENA	2025	Jun-Ago	0	20,900
LA MAMI – BALLENA	2025	Sep-Nov	0	20,900

Fuente: SEGAS

Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, en primer lugar, se debe realizar la asignación para los comercializadores que atienden a la demanda regulada.

Posteriormente, el pasado 14 de octubre de 2022 el Gestor del Mercado de Gas Natural procedió con la publicación de la CDP que quedaba disponible para la asignación a la demanda no regulada, como se muestra a continuación:

Tramo	Año	Trimestre	CDP (KPCD)	Capacidad Asignada Mercado Regulado (KPCD)	CDP – Remanente (KPCD)
CUSIANA – EL PORVENIR	2023	Dic-Feb	10,687	2,583	8,104
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2023	Dic-Feb	10,687	2,583	8,104
LA BELLEZA – VASCONIA	2023	Dic-Feb	10,639	2,315	8,289
LA BELLEZA – COGUA	2023	Dic-Feb	5,169	35	5,134
LA MAMI – BALLENA	2025	Dic-Feb	26,000	0	26,000
LA MAMI – BALLENA	2025	Mar-May	26,000	0	26,000
LA MAMI – BALLENA	2025	Jun-Ago	26,000	0	26,000
LA MAMI – BALLENA	2025	Sep-Nov	26,000	0	26,000

<sup>3</sup> En las declaraciones de comercializadores no se incluyen las solicitudes de capacidad de transporte de los usuarios no regulados y generadores térmicos.

De acuerdo con lo anterior, se dio aplicación a lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, con respecto a la asignación de capacidad de transporte para la atención de la demanda no regulada.

En este sentido, ya que la totalidad de las solicitudes para la demanda no regulada superaba la CDP remanente, se determinó la aplicación del mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual, conforme a los lineamientos del Anexo 1 de la Resolución CREG 001 de 2021.

Con base en lo anterior, el vendedor procedió con la constitución de la garantía de participación en la subasta y las declaraciones de oferta y precios de reserva. De igual manera, en el proceso de constitución de garantías de los compradores, uno de los remitentes presentó los mecanismos de cobertura para la participación en las subastas de asignación de la capacidad.

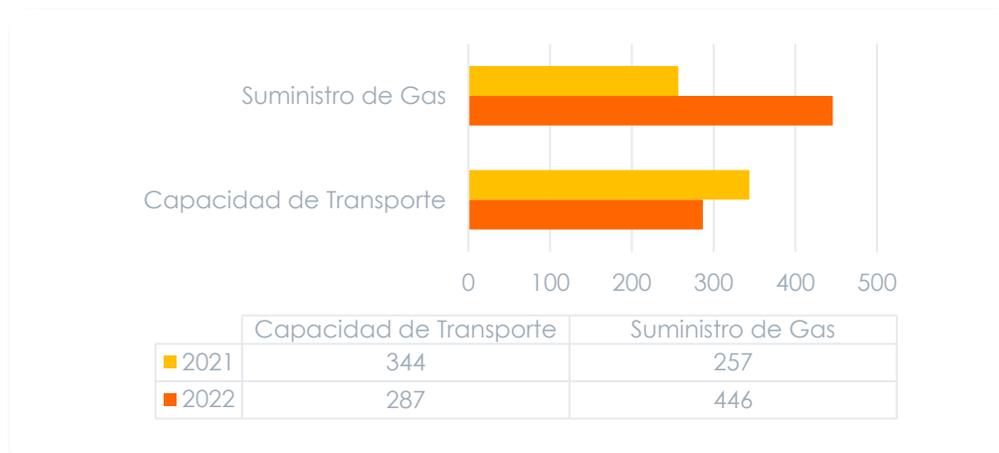
Así, el pasado 11 de noviembre, el Gestor del Mercado realizó las subastas de asignación de capacidad de transporte por rutas y tramos, en las cuales se presentaron las siguientes asignaciones.

TRAMO	AÑO	TRIMESTRE	CAPACIDAD DISPONIBLE SUBASTA (KPCD)	CAPACIDAD ADJUDICADA (KPCD)
CUSIANA – EL PORVENIR	2023	Dic-Feb	8,104	50
EL PORVENIR – LA BELLEZA	2023	Dic-Feb	8,104	50
LA BELLEZA – VASCONIA	2023	Dic-Feb	8,289	50
LA BELLEZA – COGUA	2023	Dic-Feb	5,134	0

## 2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario en el trimestre IV de 2022.

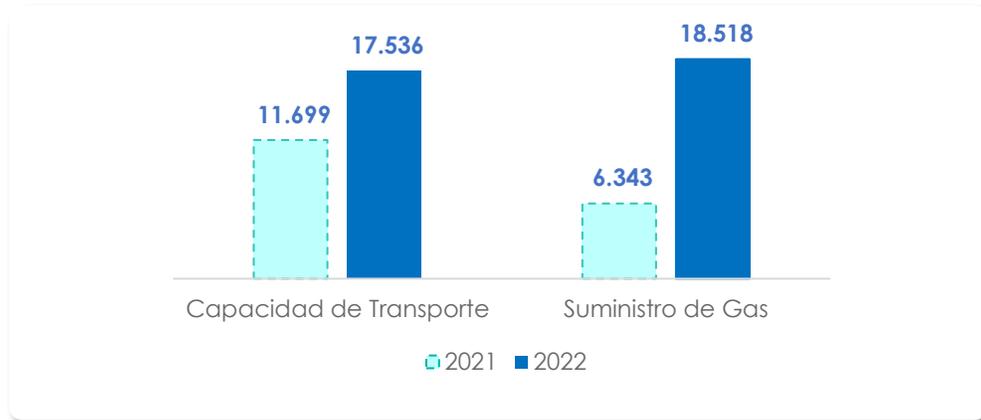
### Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Primario Trimestre IV (2022 vs. 2021)



Fuente: SEGAS

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

**Cantidades en Promedio Diario Negociado  
Mercado Primario  
Trimestre IV (2022 vs. 2021)**



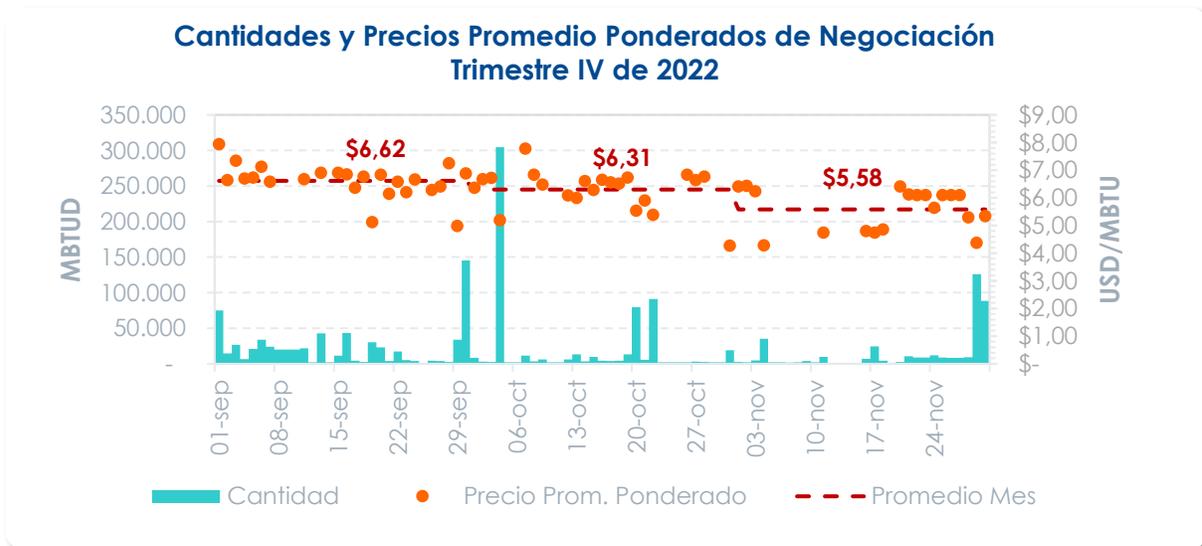
Fuente: SEGAS

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 incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 6,343 a 18,518 MBTUD. Por su parte, a nivel de negociaciones, la capacidad de transporte transada presentó una disminución del 17% en las negociaciones, sin embargo, se evidencia un aumento del 50% de las capacidades al pasar de 11,699 a 17,536 KPCD en promedio diario transado.

**Suministro**

**Cantidades y Precios Promedio Ponderados de Negociación  
Trimestre IV de 2022**



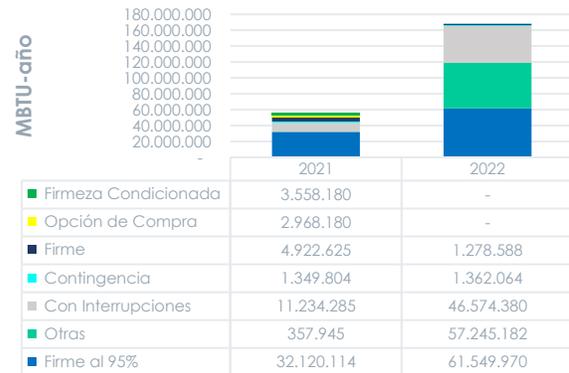
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre IV de los años 2021 y 2022<sup>4</sup>. Se destaca el aumento de las cantidades y energía negociada de las modalidades "Otras", "Contingencia" y "Con Interrupciones" para el trimestre de análisis del año 2022.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim IV**



**Energía Negociada\*\* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim IV**



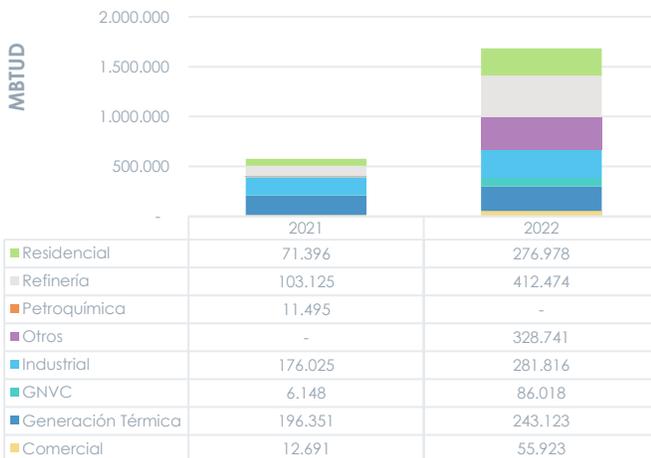
Fuente: SEGAS

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

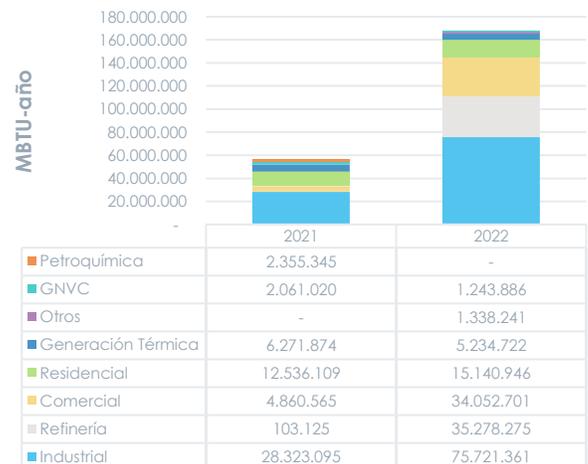
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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 Refinería, Otros e Industrial.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim IV**



**Energía Negociada\*\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim IV**



<sup>4</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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 2022

## Precios del mercado primario

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre IV de 2022 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2021	2022
AGUAS BLANCAS	\$ 2.98	\$ 3.27
ARIANNA	\$ 6.11	NA
ARRECIFE	\$ 4.41	\$ 6.65
BALLENA	\$ 4.75	\$ 5.28
BLOQUE VIM 21	NA	ND
BONGA MAMEY	\$ 3.44	\$ 4.65
BREMEN JOBO	\$ 7.21	ND
BULLERENGUE	\$ 4.59	\$ 5.61
CAMPO LA BELLEZA	\$ 4.00	\$ 4.36
CANTAGALLO	\$ 3.06	\$ 3.27
CAPACHOS	\$ 1.94	NA
CARAMELO	ND	NA
CARTAGENA	\$ 6.79	\$ 6.82
CERRO GORDO	ND	NA
CHUCHUPA	\$ 3.58	\$ 5.09
CUPIAGUA	ND	\$ 5.09
CUPIAGUA SUR	\$ 4.72	NA
CUSIANA	ND	NA
DINA TERCARIO	NA	ND
EL DIFICIL	\$ 4.65	NA
FLOREÑA	NA	\$ 3.82
HOCOL	\$ 3.85	\$ 4.21
JOBO	\$ 6.20	\$ 4.70
LA CAÑADA NORTE	ND	NA
LA CIRA INFANTAS	ND	ND
LA CRECIENTE	\$ 4.27	\$ 5.13
LA MAMI	\$ 6.94	\$ 6.53
LA PUNTA	NA	ND
LISAMA	ND	ND
LLANITO	\$ 3.06	\$ 3.27

Punto de Entrega	2021	2022
MAMONAL	NA	\$ 8.43
MANA	ND	NA
MARIA CONCHITA	NA	ND
MARÍA CONCHITA PK 33+130	NA	ND
PROVINCIA	\$ 4.89	\$ 5.23
RAMIRIQUI	ND	NA
RECETOR WEST	\$ 3.50	NA
SANTO DOMINGO	NA	ND
SINCELEJO	\$ 5.82	NA
TOQUI TOQUI	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.

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$3.27 y \$8.43 USD/MBTU.

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre IV de 2022 (USD/MBTU)

Modalidad	2021	2022
Con Interrupciones	\$ 3.99	\$ 4.20
Contingencia	\$ 5.17	\$ 5.09
Firme	\$ 4.30	\$ 4.57
Firme al 95%	\$ 4.63	\$ 4.92
Firmeza Condicionada	\$ 3.63	NA
Opción de Compra	ND	NA
Otras	\$ 6.72	\$ 6.69

Fuente: SEGAS

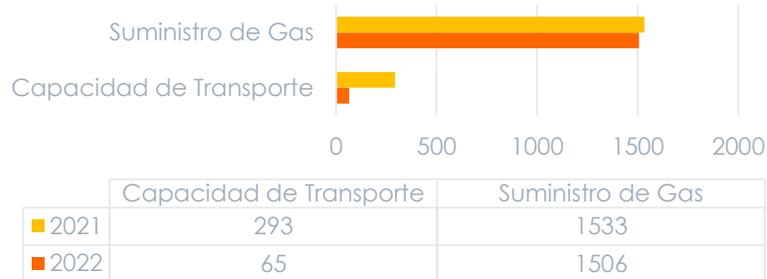
**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**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 en el trimestre IV de 2022.

**Número de negociaciones directas de suministro y transporte  
Mercado Secundario  
Trimestre IV (2022 vs. 2021)**



Fuente: SEGAS

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

**Cantidades en Promedio Diario Negociados  
Mercado Secundario  
Trimestre IV (2022 vs. 2021)**



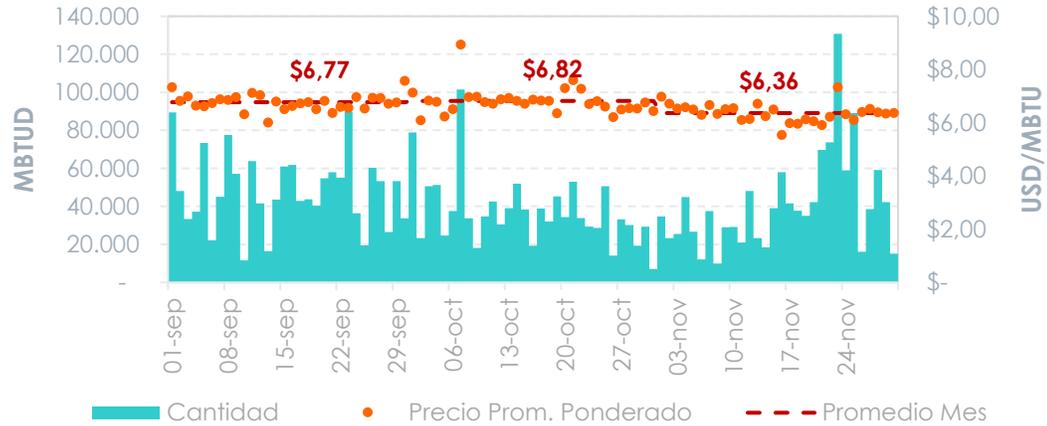
Fuente: SEGAS

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 incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 15%, pasando de 36,580 a 42,156 MBTUD; por su parte, la cantidad de negociaciones y la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejaron una disminución equivalente al 93% al pasar de 6,961 a 515 KPCD.

Suministro

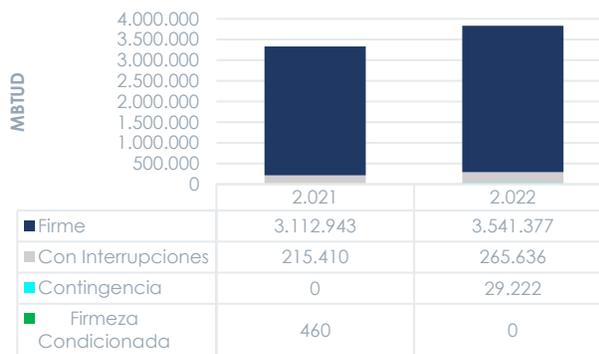
**Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre IV de 2022**



Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el IV trimestre de los años 2021 y 2022. 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) 2022 vs 2021 – Trim IV**



**Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trim IV**



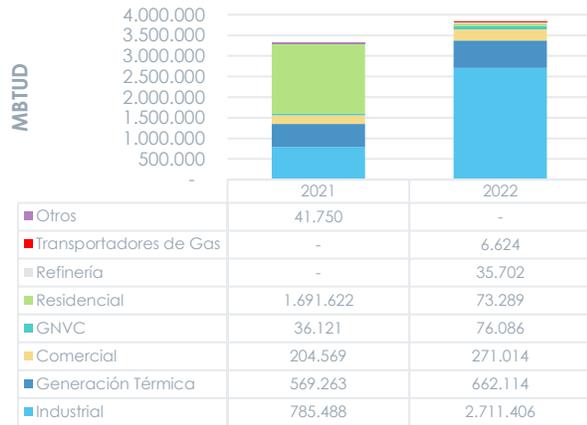
Fuente: SEGAS

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

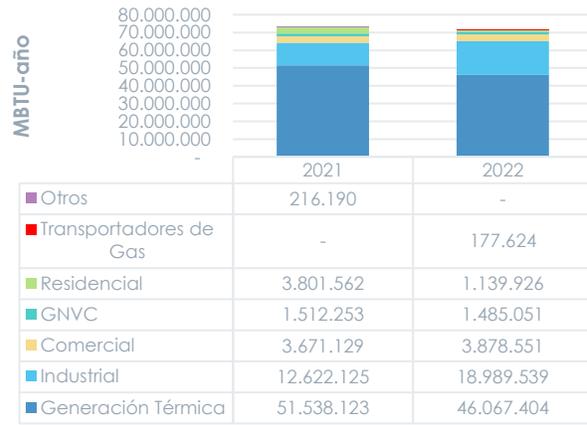
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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) 2022 vs 2021 – Trimestre IV**



**Energía Negociada\*\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2022 vs 2021 – Trimestre IV**



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**

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre IV de 2022 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2021	2022
AGUAS BLANCAS	NA	\$ 3.83
ARJONA	\$ 4.51	\$ 5.17
BALLENA	\$ 6.05	\$ 7.36
BARRANCABERMEJA	\$ 6.49	\$ 7.44
BULLERENGUE	NA	\$ 5.29
CARAMELO	ND	ND
CUSIANA	\$ 4.30	\$ 4.88
EL CENTRO	ND	NA
EL DIFICIL	\$ 9.09	NA
HOCOL	NA	\$ 3.74
JOBO	\$ 5.81	\$ 7.81

Punto Entrega	2021	2022
LA CAÑADA NORTE	\$ 8.00	NA
LISAMA	ND	ND
MAMONAL	\$ 7.19	\$ 6.55
SEBASTOPOL	\$ 5.90	\$ 5.13
TUCURINCA	\$ 7.41	\$ 7.13
VASCONIA	ND	\$ 6.39
NO SNT	\$ 9.91	\$ 12.54

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 IV de 2022 (USD/MBTU)

Modalidad	2021	2022
Con Interrupciones	\$ 5.06	\$ 6.36
Contingencia	NA	\$ 5.74
Firme	\$ 6.10	\$ 6.76
Firmeza Condicionada	ND	NA

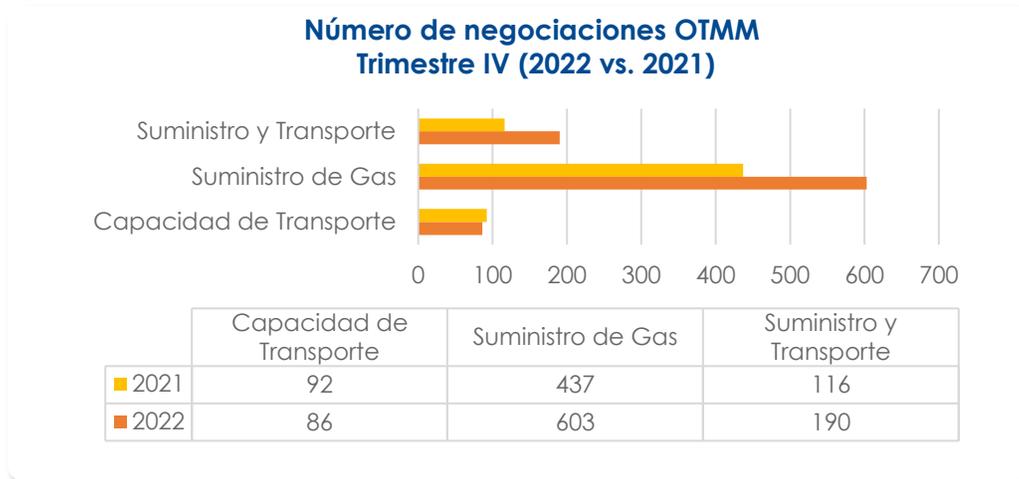
Fuente: SEGAS

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

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

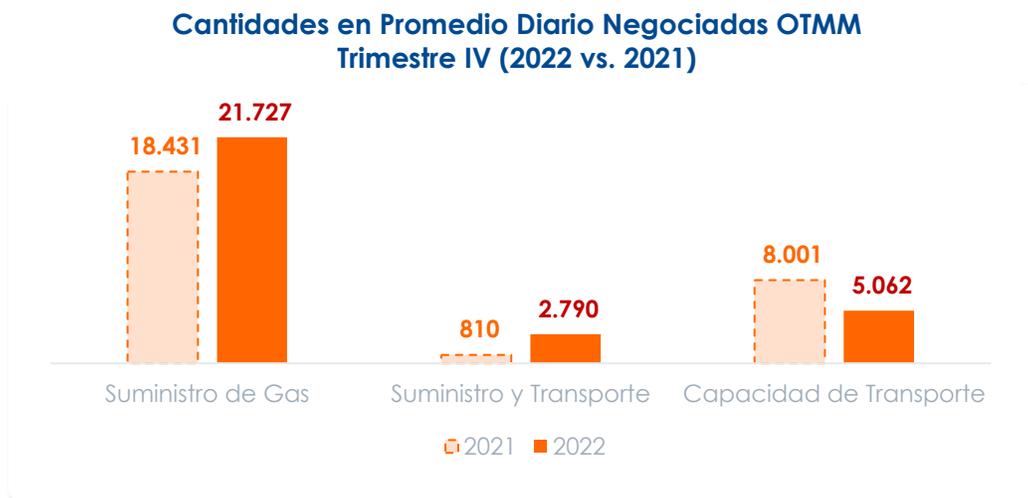
## 2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre IV de 2022 con respecto al mismo periodo de 2021, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto "suministro" y "suministro y transporte", mientras en el producto de "capacidad de transporte" se redujo la cantidad de negociaciones.



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

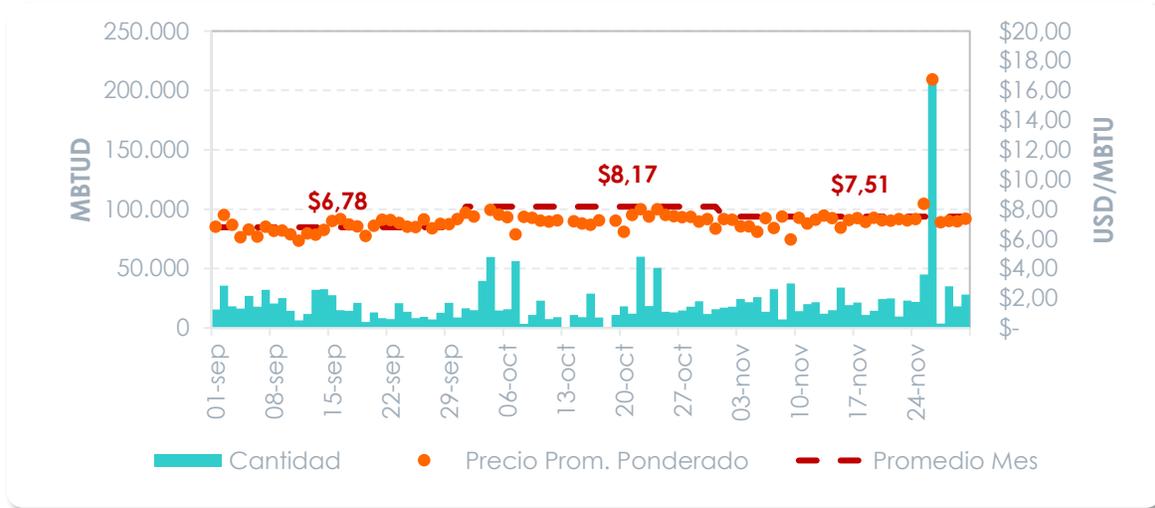
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

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 18%, pasando de 18,431 a 21,727 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diaria negociada disminuyó en un 37% pasando de 8,001 a 5,062 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte fue el que registró el mayor crecimiento al pasar de 810 a 2,790 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM  
Trimestre IV de 2022

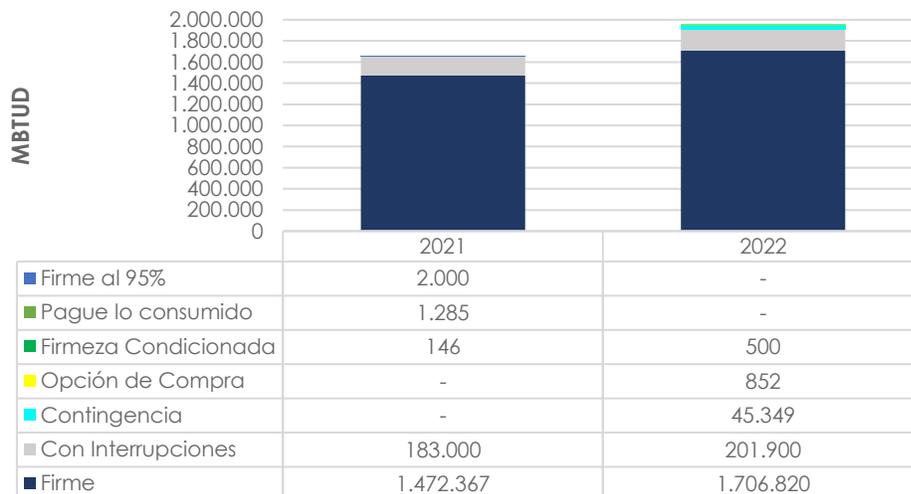


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre IV de 2022 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 87.3% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Contingencia” que agregaron el 12.6% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro  
2022 vs. 2021 – Trimestre IV



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM  
Suministro – Trimestre IV de 2022 (USD/MBTU)**

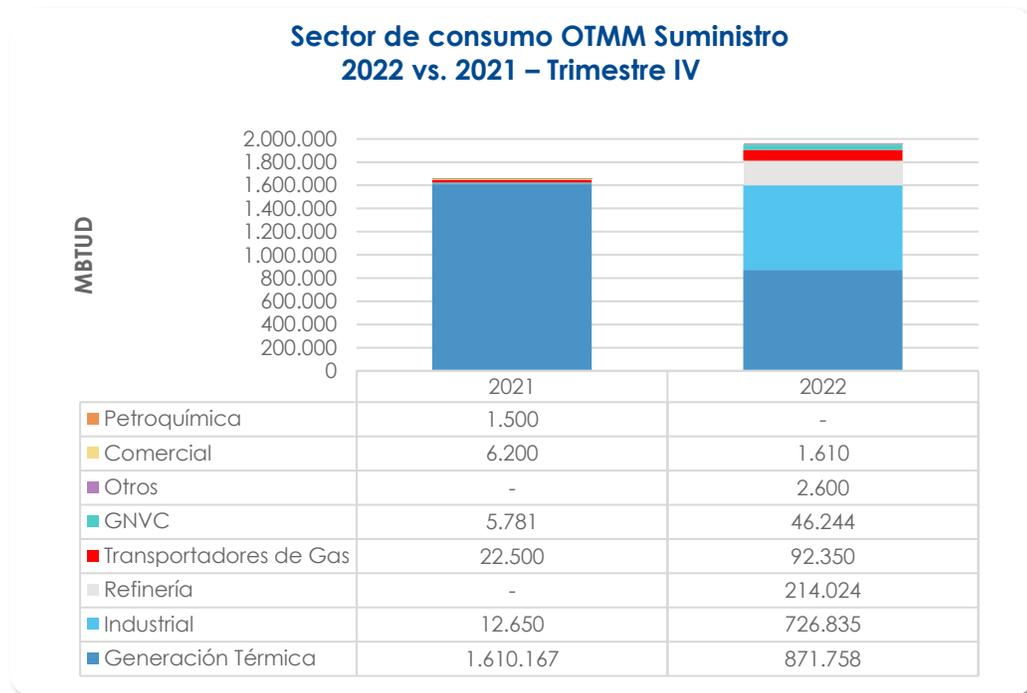
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 17.43
Contingencia	\$ 5.28
Firme	\$ 7.71
Firmeza Condicionada	ND
Opción de Compra	ND

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 IV de 2022, el cual se compara con el mismo periodo del año 2021. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 45% y el sector Industrial con el 37%.



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 IV de 2022 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM  
Suministro –Trimestre IV de 2022 (USD/MBTU)**

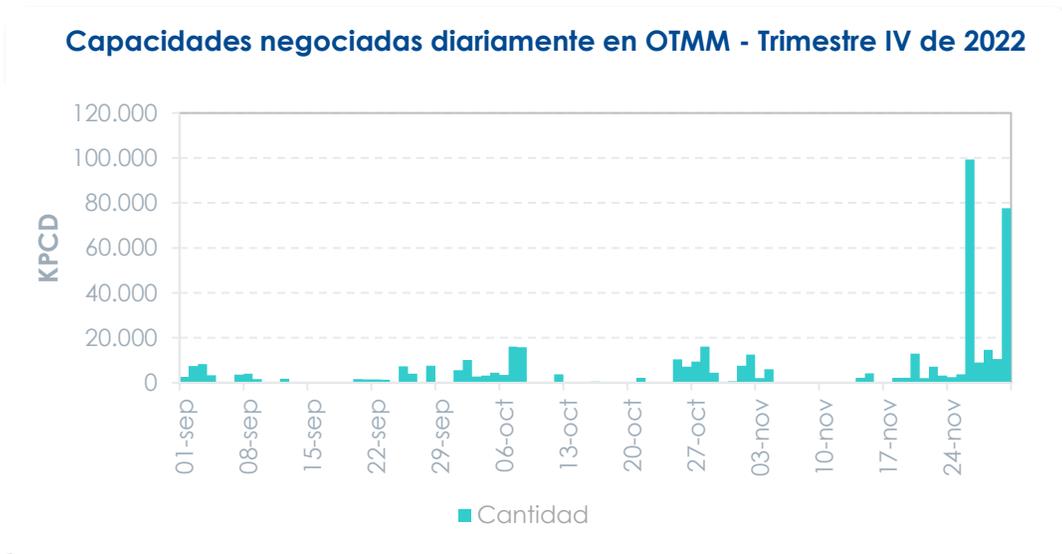
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	ND
Generación Térmica	\$ 9.74
GNVC	\$ 5.26
Industrial	\$ 7.19
Otros	ND
Refinería	\$ 11.67
Transportadores de Gas	\$ 4.80

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

**Transporte – OTMM**

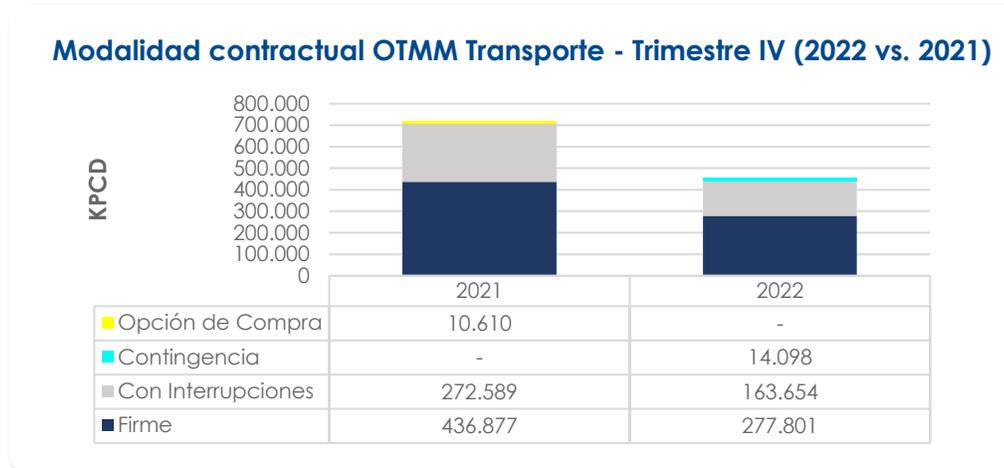
**a. Cantidades OTMM – Transporte**



Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Transporte**

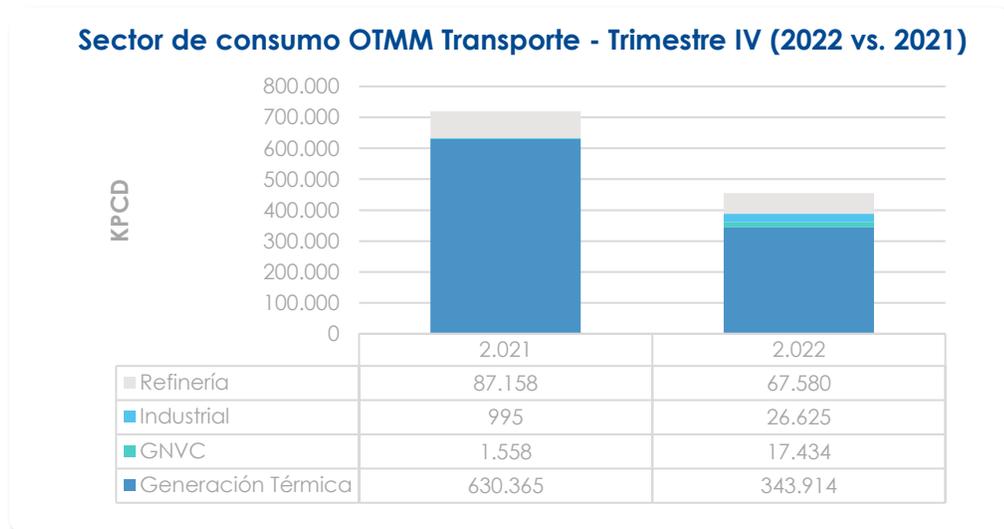
Para el trimestre IV de 2022, disminuyó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2021; se resalta una disminución del 36% en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Firme”.



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 IV de 2022, el cual se compara con el mismo periodo del año 2021. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 75% y el sector Refinería con el 15%.



Fuente: SEGAS

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 IV trimestre estándar de gas de 2022 se llevaron a cabo 91 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)

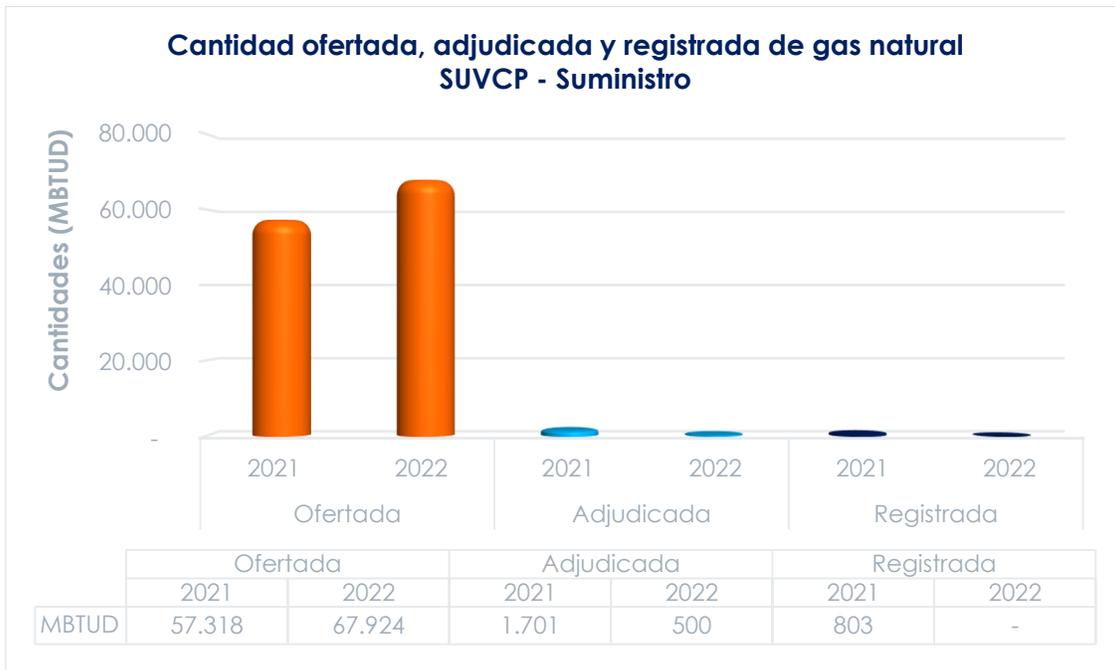
A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme<sup>5</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

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 IV trimestre de 2022 vs 2021<sup>6</sup>.

<sup>5</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>6</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.



Fuente: SEGAS

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
BALLENA	-	8,291	-	-	-	-
BULLERENGUE	306	2	-	-	-	-
CHUCHUPA	-	650	-	-	-	-
CUPIAGUA	5,384	41,651	286	-	-	-
CUSIANA	51,628	16,730	1,415	500	803	-
PROVINCIA	-	600	-	-	-	-
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>57,318</b>	<b>67,924</b>	<b>1,701</b>	<b>500</b>	<b>803</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

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

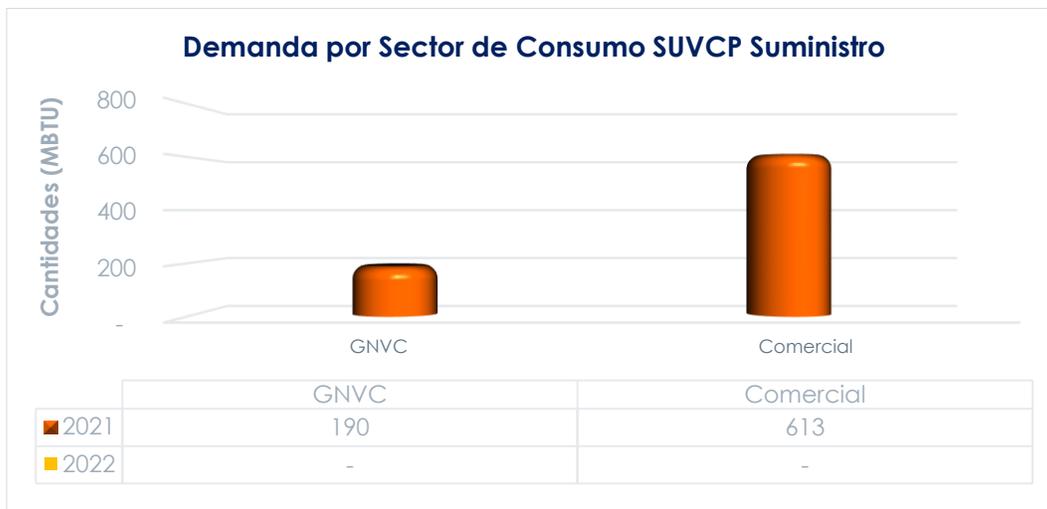
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

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

Las negociaciones en la SUVCP - Suministro en el IV trimestre gas de 2021 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores GNVC y comercial, en tanto para el mismo periodo de 2022, no se presentó registro de contratos.



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 IV trimestre gas de 2022 vs 2021.<sup>7</sup>



Fuente: SEGAS

**a. Cantidades ofertadas SSCI**

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el IV trimestre de 2022, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,667	7,300
BULLERENGUE	-	4,200
CHUCHUPA	4,556	-
CUPIAGUA	4,262	21,599
CUSIANA	9,438	15,261
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>34,923</b>	<b>48,360</b>

Fuente: SEGAS

**b. Cantidades adjudicadas SSCI**

En el IV trimestre de 2022, se presentaron adjudicaciones por un total de 48,260 MBTUD, aumentando frente a lo adjudicado en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

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

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,667	7,300
BULLERENGUE	-	4,100
CHUCHUPA	4,556	-
CUPIAGUA	4,262	21,599
CUSIANA	9,438	15,261
<b>TOTAL</b>	<b>34,923</b>	<b>48,260</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

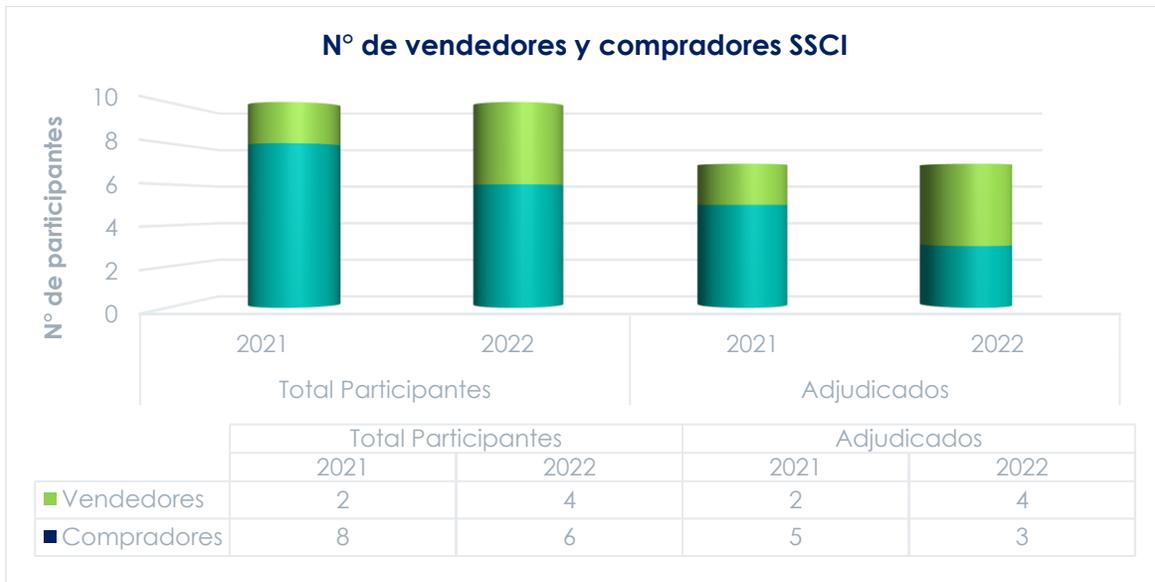
En el IV trimestre de 2022 se registraron el total de las cantidades adjudicadas producto de las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
BALLENA	16,663	7,300
BULLERENGUE	-	4,100
CHUCHUPA	4,556	-
CUPIAGUA	4,262	21,599
CUSIANA	9,438	15,261
<b>TOTAL</b>	<b>34,919</b>	<b>48,260</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 IV trimestre de 2022 fue registrada con destino a abastecer a los sectores: Generación Térmica e Industrial. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación también abasteció al sector Comercial.



Fuente: SEGAS

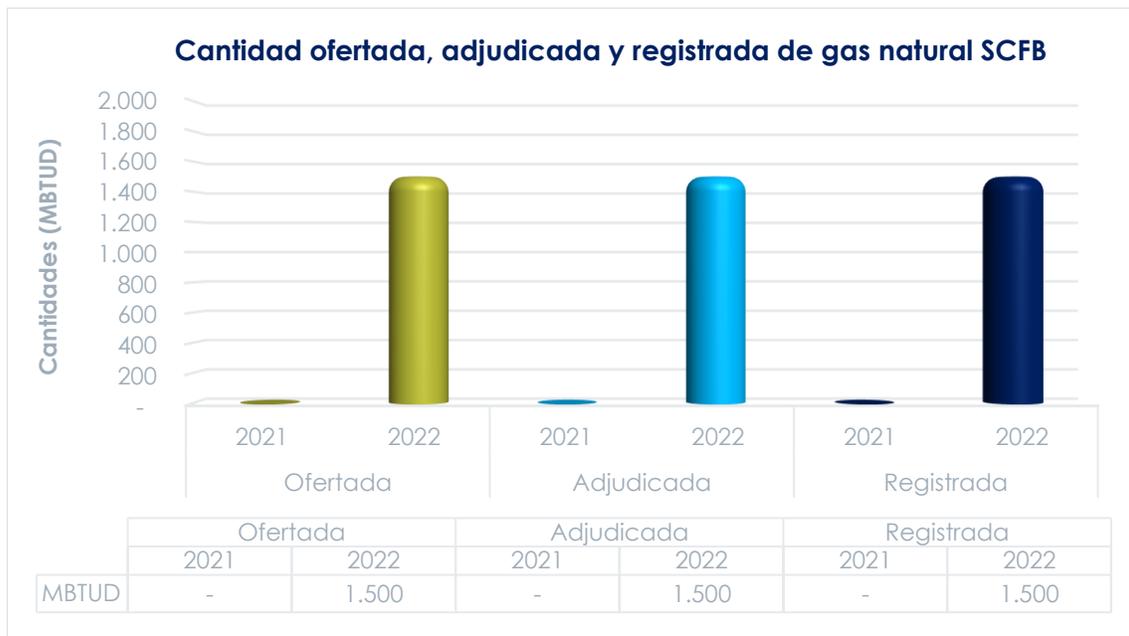
### 3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

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 IV trimestre de 2022 se ejecutó el mecanismo en septiembre y noviembre, en donde fueron puestos a disposición del mercado un total de 1,500 MBTUD, presentándose adjudicaciones por el total ofertado. En el mismo periodo de 2021 aunque este mecanismo estuvo disponible, no se reportó oferta.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el IV trimestre de 2022 vs 2021<sup>8</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 IV trimestre gas de 2022 y de 2021.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	-	1,500
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>-</b>	<b>1,500</b>

Fuente: SEGAS

<sup>8</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

### b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el IV trimestre de 2022, se presentaron adjudicaciones por un total de 1,500 MBTUD. En el mismo periodo del año anterior no se reportaron adjudicaciones. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	-	1,500
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	-	<b>1,500</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SCFB

Para el IV trimestre de 2022 se registró el total de las cantidades adjudicadas. Para el mismo periodo del año anterior no se registraron operaciones.

Puntos de entrega	2021 (MBTUD)	2022 (MBTUD)
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	-	1,500
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	-	<b>1,500</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SCFB

El número de participantes de este mecanismo para el IV trimestre gas de 2022 aumentó. En el mismo periodo del año anterior, no hubo 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 IV trimestre de 2022 fue registrada con destino a abastecer al sector Industrial. Para el mismo periodo del año anterior, no se reportó actividad.



Fuente: SEGAS

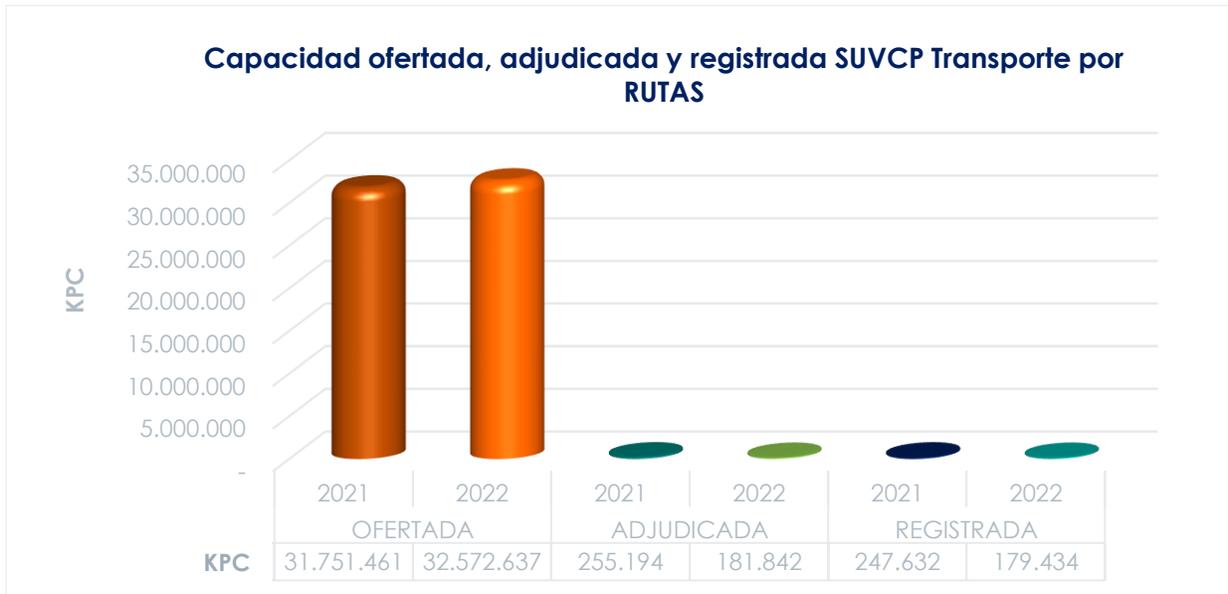
### 3.2 TRANSPORTE

Para capacidad de transporte en el cuarto trimestre de gas de 2022 se llevaron a cabo 91 subastas de corto plazo para rutas y 91 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2021, 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 IV de gas de 2022 vs el mismo periodo de 2021.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre IV de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada es un 3% mayor comparada con el mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
LA MAMI – BARRANQUILLA	4,042,229	5,793,261
CARTAGENA - SINCELEJO	3,997,350	5,026,623
BARRANQUILLA - CARTAGENA	2,898,176	3,888,877
YUMBO/CALI – CALI	3,037,191	3,102,183
CUSIANA - SABANA_F	2,662,003	2,936,414
BARRANCABERMEJA – SEBASTOPOL	1,882,498	1,574,333
VASCONIA – PEREIRA	429,827	1,528,254
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	746,822	1,373,994
BALLENA – BARRANCABERMEJA	1,144,717	1,189,474
SINCELEJO - JOBO	1,895,870	1,169,004
<b>Otras Rutas</b>	9,014,778 (*)	4,990,220 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>31,751,461</b>	<b>32,572,637</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 42 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 46 rutas.

### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre IV de gas de 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada disminuyó en un 29% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	33,170	55,110
CUSIANA - OCOA	25,245	42,548
SEBASTOPOL - VASCONIA	63,977	39,574
VASCONIA - MARIQUITA	399	32,747
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	3,443
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	40,419	3,341
CUSIANA - VASCONIA	78,632	2,519
<b>Otras Rutas</b>	13,352 (*)	2,560 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>255,194</b>	<b>181,842</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 6 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 3 rutas.

### c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre IV de gas 2022, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 28% respecto al mismo periodo del año 2021.

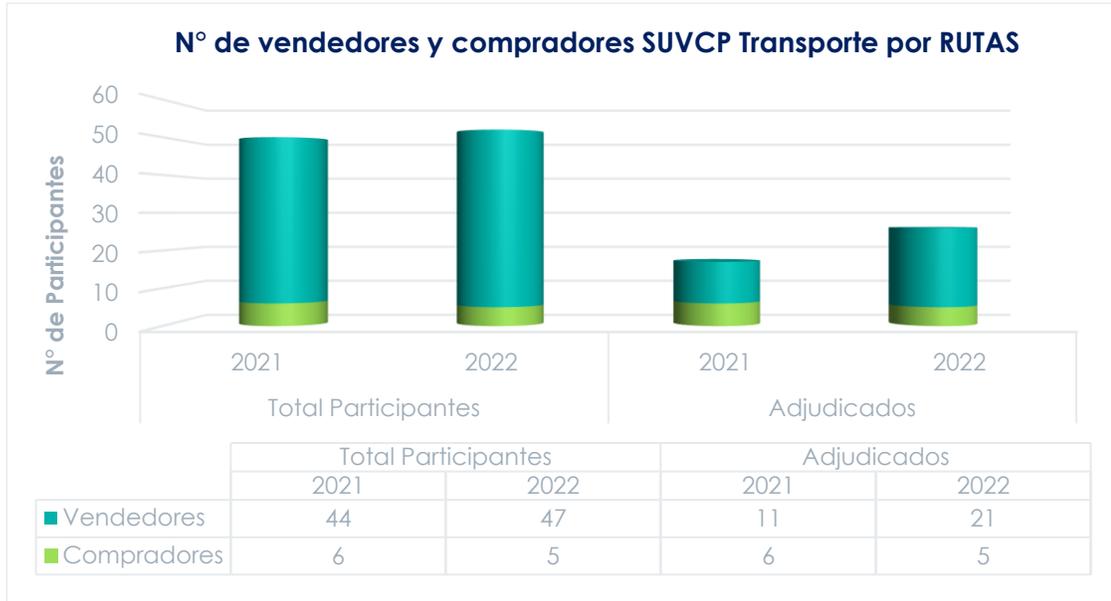
RUTAS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	33,170	54,191
CUSIANA - OCOA	25,055	41,862
SEBASTOPOL - VASCONIA	63,580	39,574
VASCONIA - MARIQUITA	-	32,747
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	40,419	3,341
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	3,303
CUSIANA - VASCONIA	78,087	2,438
<b>Otras Rutas</b>	7,321 (*)	1,978 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>247,632</b>	<b>179,434</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 4 rutas.  
 \*\* Otras Rutas año 2022. Cantidad 3 rutas.

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

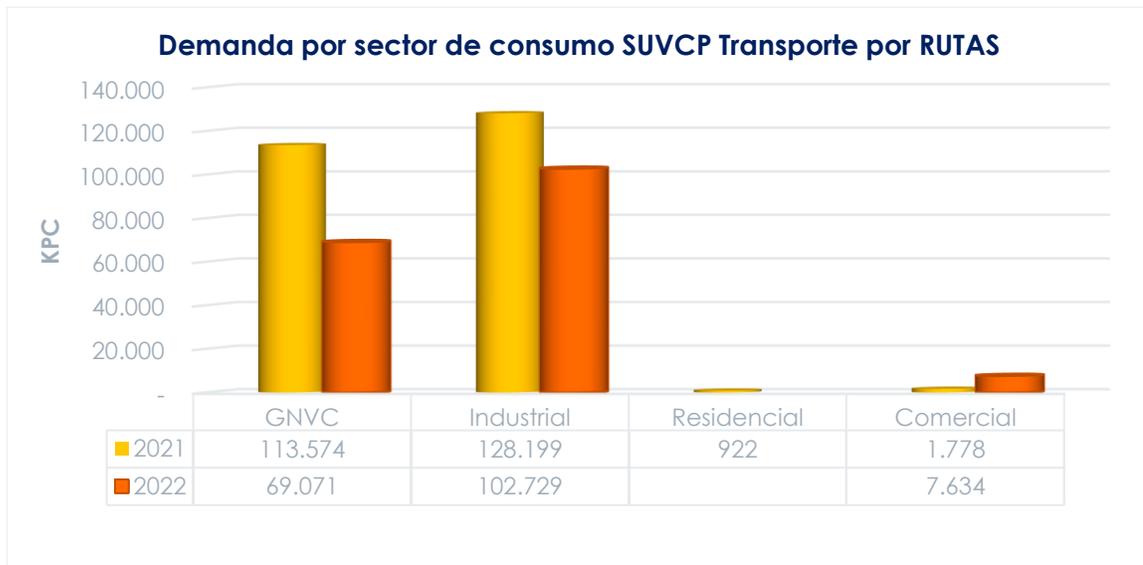
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre IV de gas de 2022 vs 2021.



Fuente: SEGAS

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

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre IV de gas de 2022 vs 2021. Para los sectores industrial y GNVC se reduce el registro de contratos en un 20% y 39% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

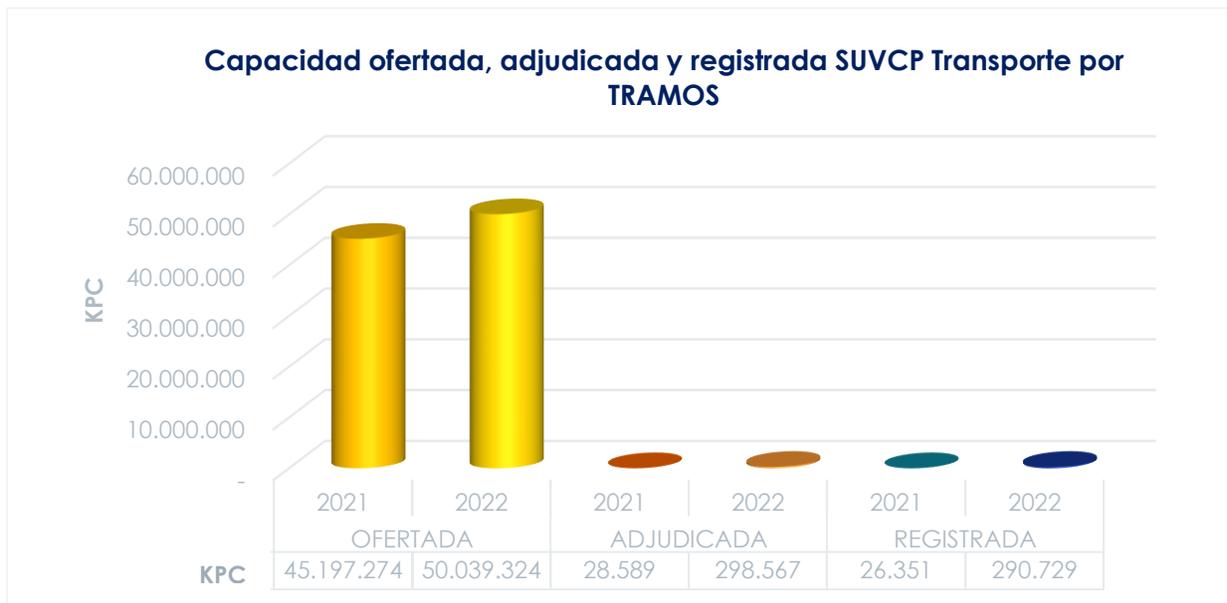


Fuente: SEGAS

### 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 IV de gas de 2022.



Fuente: SEGAS

#### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre IV de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 11% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	4,042,229	5,793,261
CARTAGENA - SINCELEJO	3,997,350	5,026,623
LA BELLEZA - COGUA	3,379,638	4,291,319
COGUA - SABANA_F	3,375,655	4,255,298
BARRANQUILLA - CARTAGENA	2,898,176	3,888,877
CUSIANA - EL PORVENIR	3,381,569	3,391,982
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,367,139	3,293,194
YUMBO/CALI - CALI	3,037,191	3,102,183
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,589,061	3,051,541
SEBASTOPOL - VASCONIA	1,200,011	2,240,076
<b>Otros Tramos</b>	13,929,255 (*)	11,704,970 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>45,197,274</b>	<b>50,039,324</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 29 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 29 tramos.

## b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre IV de gas de 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2021. La capacidad adjudicada aumentó significativamente con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
CUSIANA - EL PORVENIR	3,164	62,214
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,164	61,313
VASCONIA - LA BELLEZA	-	60,926
COGUA - SABANA_F	9,659	38,071
LA BELLEZA - COGUA	-	32,095
VASCONIA - MARIQUITA	8,183	26,535
SEBASTOPOL - VASCONIA	821	16,357
<b>Otros Tramos</b>	3,598 (*)	1,056 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>28,589</b>	<b>298,567</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 2 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 3 tramos.

### c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre IV de gas 2022, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento significativo en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2021.

TRAMOS	2021 (KPC)	2022 (KPC)
VASCONIA - LA BELLEZA	-	60,926
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,158	60,494
CUSIANA - EL PORVENIR	3,153	59,669
COGUA - SABANA_F	9,659	38,071
LA BELLEZA - COGUA	-	32,083
VASCONIA - MARIQUITA	6,252	22,781
SEBASTOPOL - VASCONIA	821	16,357
<b>Otros Tramos</b>	3,308 (*)	348 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>26,351</b>	<b>290,729</b>

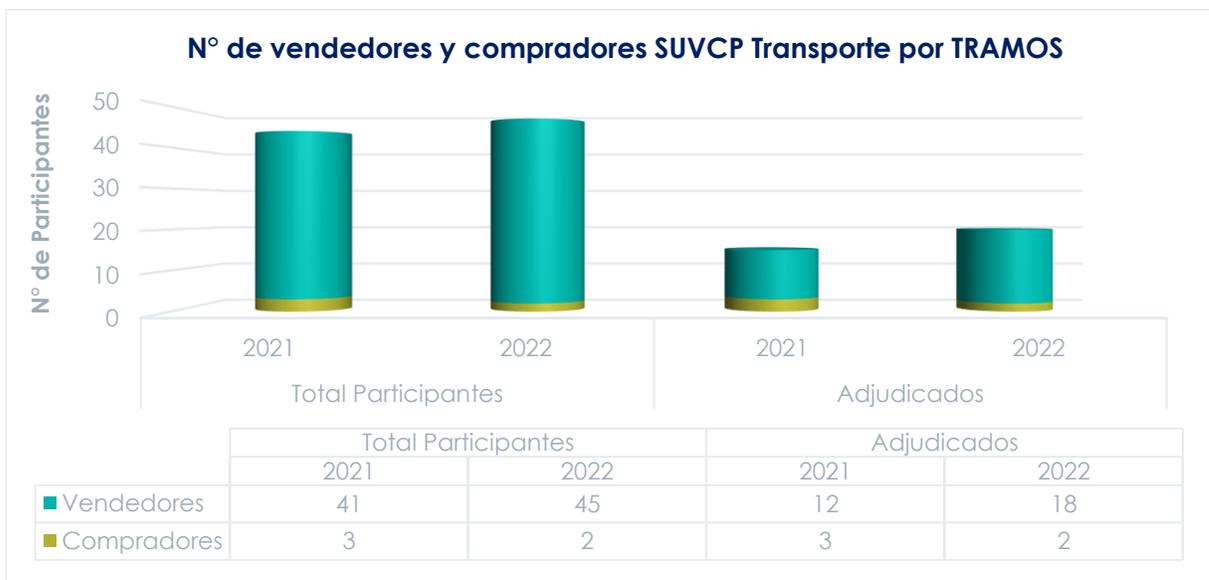
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2021. Cantidad 2 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

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

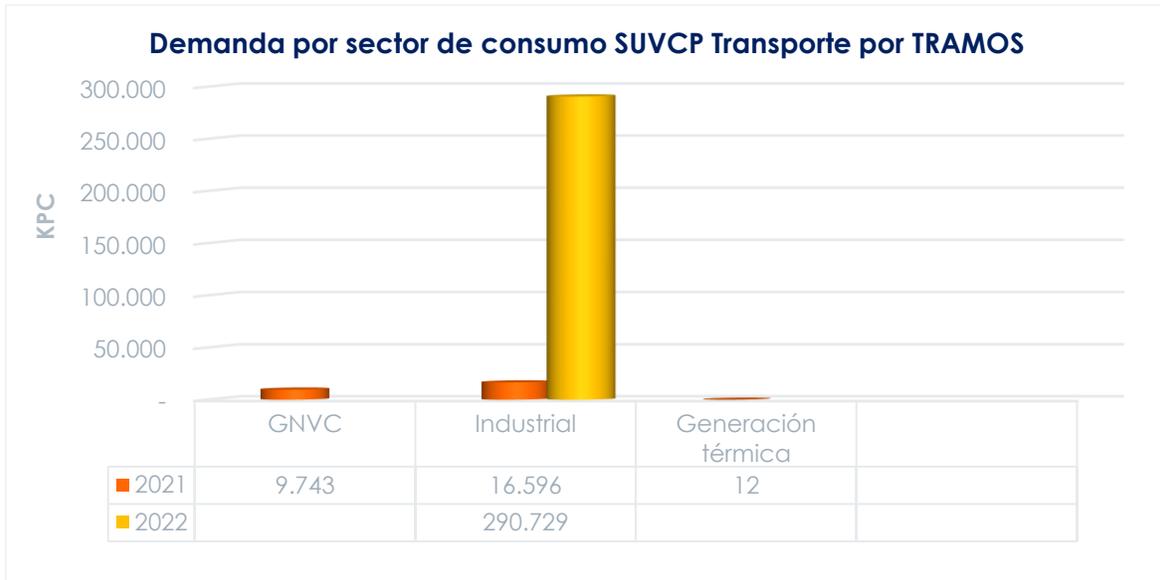
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre IV de gas de 2022.



Fuente: SEGAS

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

Para el trimestre IV de gas de 2022, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos con único destino al sector industrial. Con respecto al mismo periodo del año anterior, en este sector demandó y registró significativamente más capacidad.



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>9</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>10</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>9</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>10</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>11</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>12</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>13</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 septiembre – noviembre 2022 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

<sup>11</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>12</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>13</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
Septiembre	-	693,904	-	-	-484,526	-
Octubre	-	869,565	-	-	-638,117	-
Noviembre	-	837,701	-	-	-522,606	-

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 800,390 MBTU, para el mes de noviembre se presentó una reducción absoluta de 3.7% respecto a octubre.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -548,416 MBTU, para el mes de noviembre se presentó una reducción absoluta de 18.1% respecto a octubre.
<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 MP1, MP2, MP3, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre junio a agosto de 2022. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

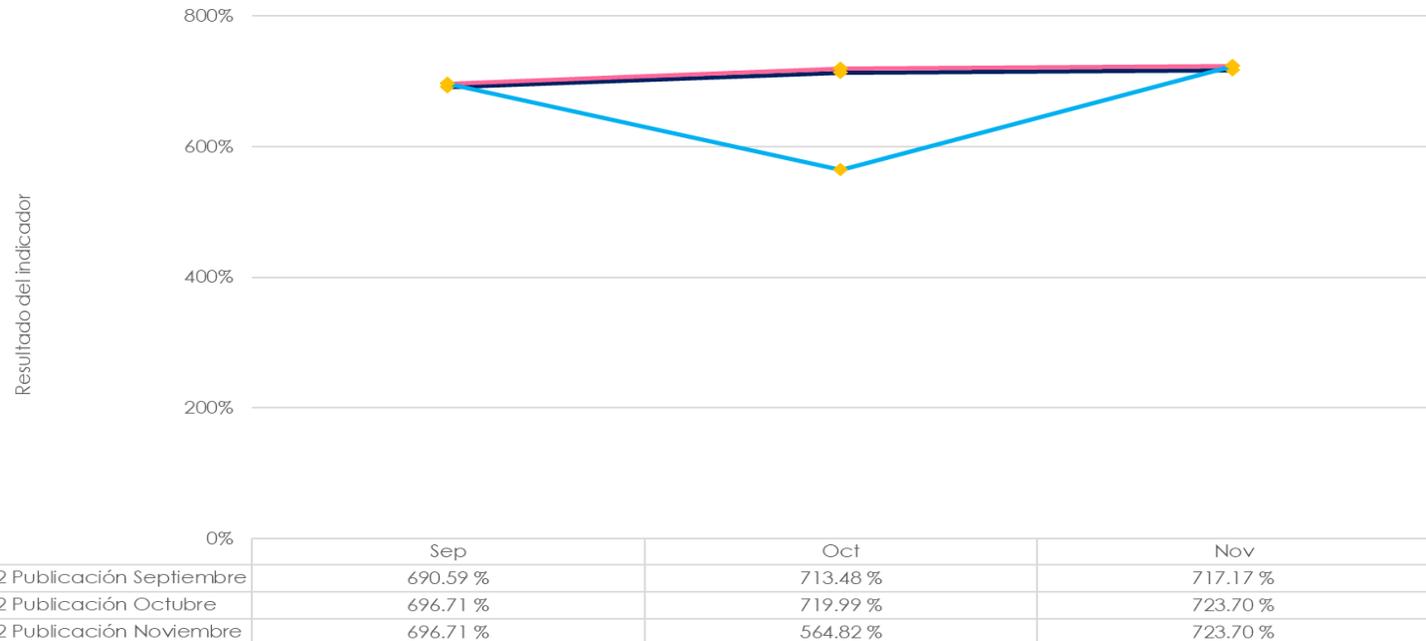
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### 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



**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

El valor del indicador para el trimestre septiembre a noviembre de 2022, entre las publicaciones de septiembre y octubre presentó una variación positiva en promedio del 0.90%, como consecuencia de una reducción de 1,105 MBTUD en la variable de PTDV.

Así mismo, el valor del indicador para octubre, entre las publicaciones de octubre y noviembre presentó una variación negativa del 21.55% como consecuencia del incremento en 33,386 MBTUD en la variable de PTDV.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre 2022** a **noviembre 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 873,534 MBTUD

**PTDV:** 123,579 MBTUD

**CIDV:** 0 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 0 MBTUD.

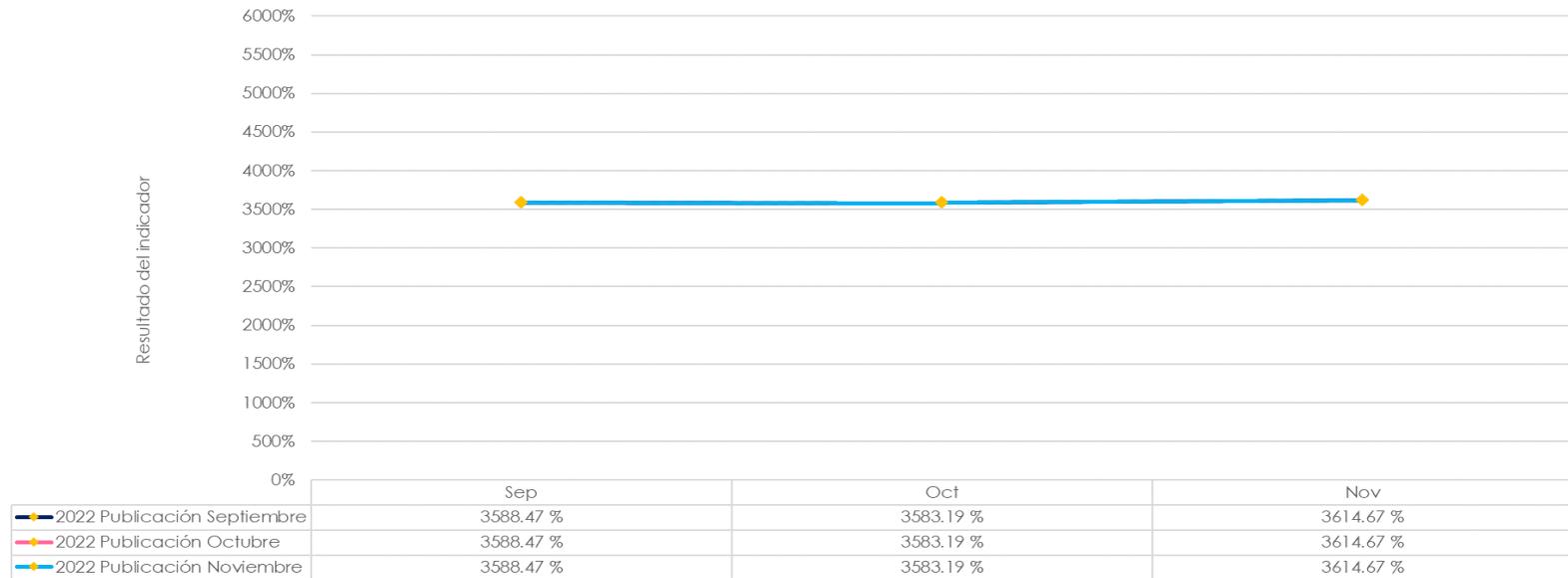
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

**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 PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.

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

## 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.

El valor del indicador para el trimestre septiembre a noviembre de 2022, entre las publicaciones de septiembre, octubre y noviembre no presentó variación alguna en las variables que componen el indicador, de manera que para el último mes del año gas 2022, el indicador se ubicó en 3,614.67%.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre 2022** a **noviembre 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 873,534 MBTUD  
**PTDVF:** 24,296 MBTUD  
**CIDVF:** 0 MBTUD

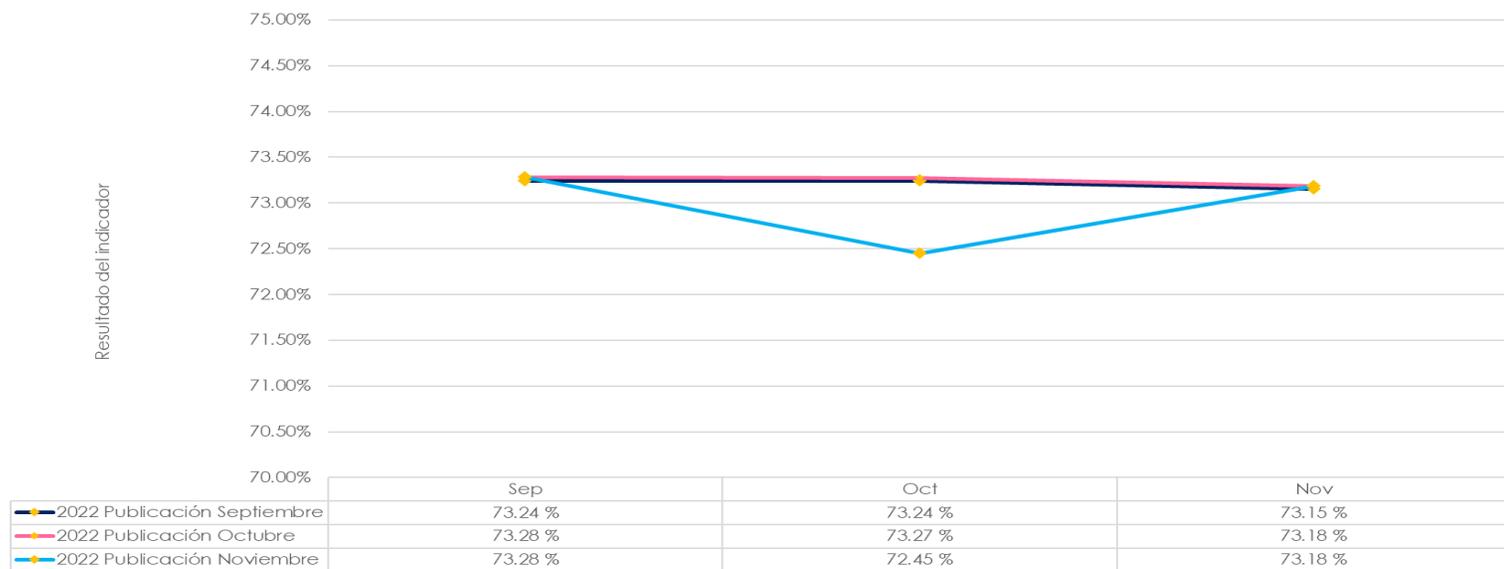
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**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



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

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El valor del indicador para el trimestre septiembre a noviembre de 2022, entre las publicaciones de septiembre y octubre presentó una variación positiva en promedio del 0.05%, como consecuencia de una reducción de 495 MBTUD en la variable de PP.

Así mismo, el valor del indicador para octubre, entre las publicaciones de octubre y noviembre presentó una variación negativa del 1.12% como consecuencia del incremento en 13,467 MBTUD en la variable de PP.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre 2022** a **noviembre 2022** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

**Oferta Comprometida:** 873,534 MBTUD

**PP:** 1,193,148 MBTUD

Los resultados del indicador evidencian que en promedio el 73% del potencial de producción, está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

**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.

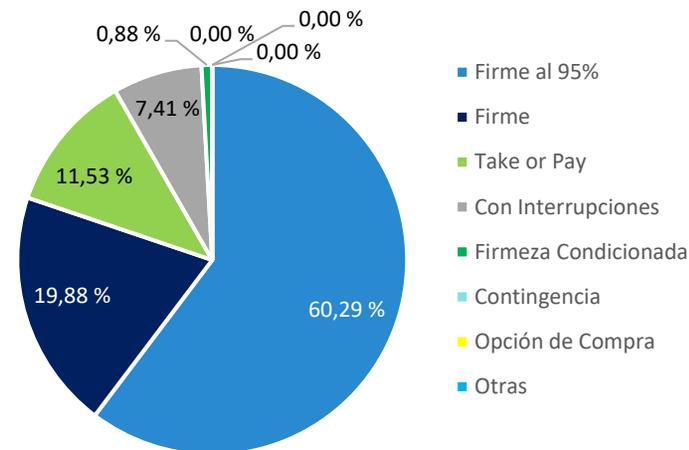
**MP17**

**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 Noviembre - Demanda Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **noviembre** de 2022 no presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior.

De esta manera, la contratación para la demanda regulada se ubicó en 311,357 MBTUD en total para noviembre de 2022. Las demás modalidades contractuales permanecieron constantes para el periodo analizado.

La participación por modalidad contractual para **noviembre de 2022** fue la siguiente: Firme al 95% (60.29%), Firme (19.88%), ToP (11.53%), Con Interrupciones (7.41%) y Firmeza Condicionada (0.88%).

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.

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de noviembre 2022 fueron de la publicación de octubre 2022.

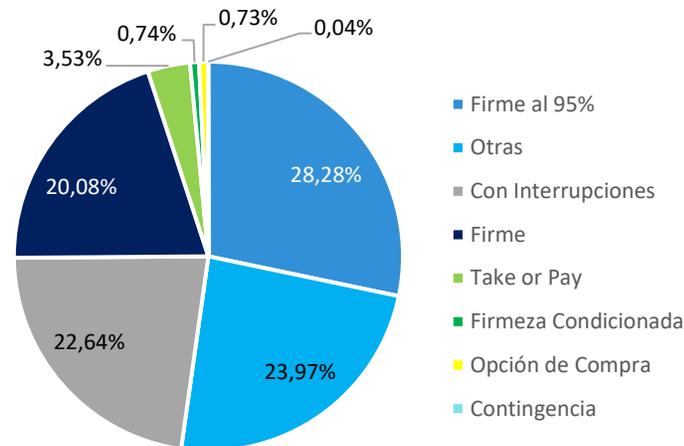
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**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 Noviembre - Demanda No Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de **noviembre** de 2022 presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, aumentando 107,500 MBTUD y 16,600 MBTUD en las modalidades Otras y Con Interrupciones respectivamente, llegando así, a un total de 1,109,842 MBTUD de contratación para la demanda no regulada.

Dicho aumento en la contratación de las diferentes modalidades se dio como consecuencia de la suscripción de nuevos contratos entre los agentes del mercado.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

La participación por modalidad contractual para **noviembre** de 2022 fue la siguiente: Firme al 95% (28.28%), Otras (23.97%), Con Interrupciones (22.64%), Firme (20.08%), ToP (3.53%), Firmeza condicionada (0.74%), Opción de compra (0.73%) y Contingencia (0.04%).

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.

**Nota:** los valores tomados para el resultado del indicador del mes de octubre 2022 fueron de la publicación de septiembre 2022, mientras que los valores tomados para el resultado del indicador del mes de noviembre 2022 fueron de la publicación de octubre 2022.

## 6

**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.