



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2023 A NOVIEMBRE 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 septiembre a noviembre de 2023 **se registraron en total 103 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza.

En lo que respecta a la Res. CREG 001 de 2021, con la declaración de los comercializadores se confirmó congestión contractual en los tramos regulatorios Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza. Sobre este proceso, no se concretaron asignaciones para la demanda regulada y se activó el mecanismo de subasta para la demanda no regulada.

La capacidad ofertada (rutas) aumento en un 43% con respecto al IV trimestre del año anterior. Por su parte, la capacidad adjudicada disminuyó en un 62% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y se observó una reducción en la capacidad registrada del 67% en el mismo periodo.

Para los sectores GNVC e Industrial se presentó una disminución en la demanda de transporte de gas en un 52% y 75% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

La capacidad ofertada aumentó un 18% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Los tramos más ofertados fueron La Mami-Barranquilla, y Cartagena-Sincelejo.

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 18,508 a 6,810 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 3% de las capacidades al pasar de 17,810 a 18,394 KPCD en promedio diario transado.

En el mercado secundario de suministro se ofertaron un total de 79,341 MBTUD para el IV Trimestre de 2023, sin embargo, no se presentaron adjudicaciones por medio del mecanismo Úselo o Véndalo e Corto Plazo.

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) para el IV trimestre de 2023, el total de gas adjudicado fue de 21,056 MBTUD, producto de 11 operaciones. Los precios de adjudicación fluctuaron entre 6.00 y 14.82 USD/MBTUD.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

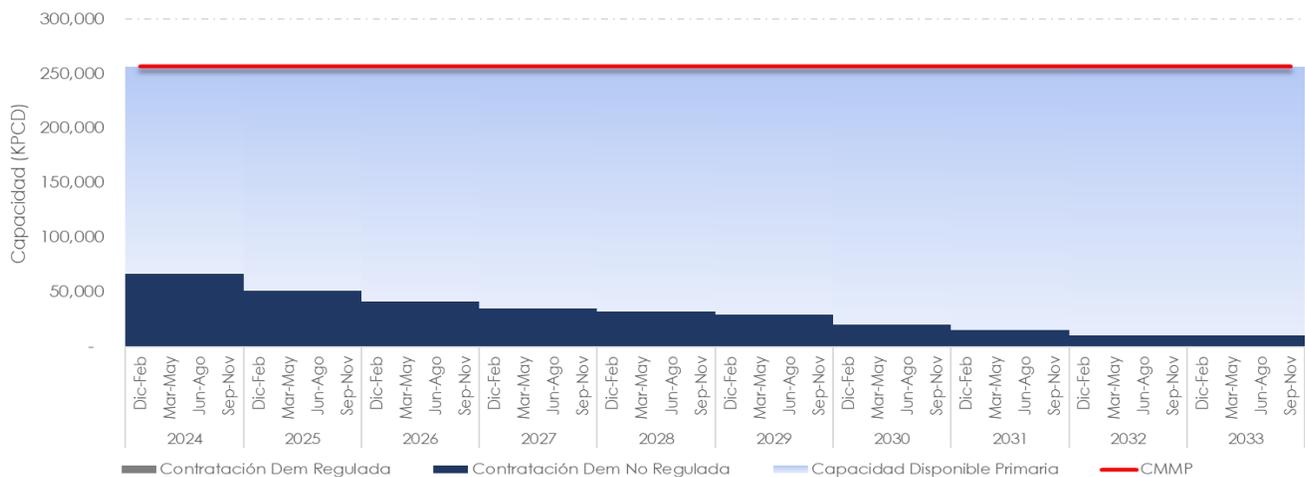
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación septiembre a noviembre de 2023, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y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

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron ciento tres (103) 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.

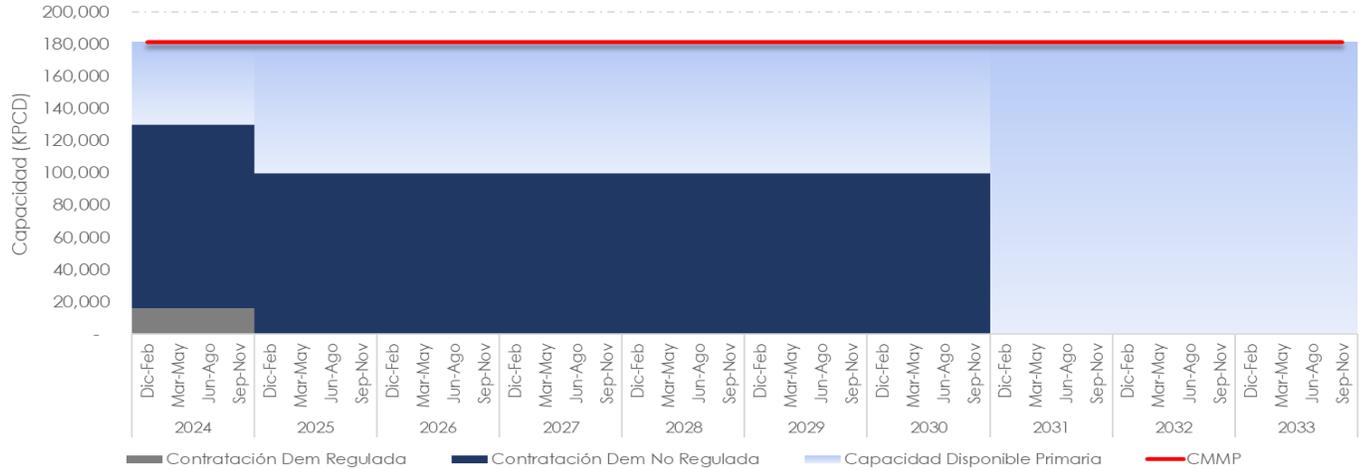
2.1.1 Promigas

Ballena – La Mami



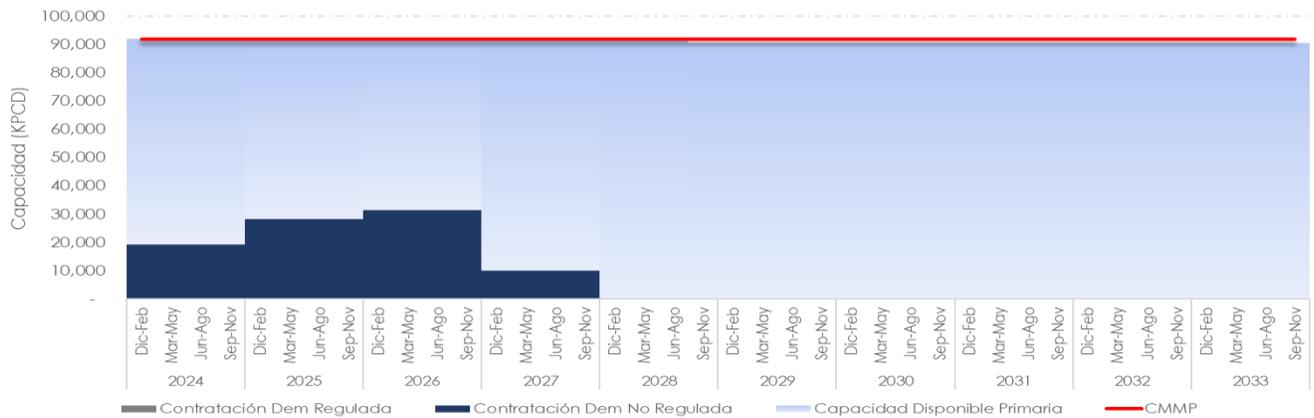
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	188,669	188,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	245,026
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	2,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074
Contratación en Firme	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074
Cont. con Interrupciones	188,900										
CMMP	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
Contratación firme/CMMP	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	4%

Jobo – Sincelejo



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	47,545	47,545	77,545	77,545	77,545	79,045	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045
Contratación Trim MNR (2)	16,500	1,500	1,500	1,500	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	35%	3%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	15,951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	28,914										
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
Contratación firme/CMMP	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%	0%	0%

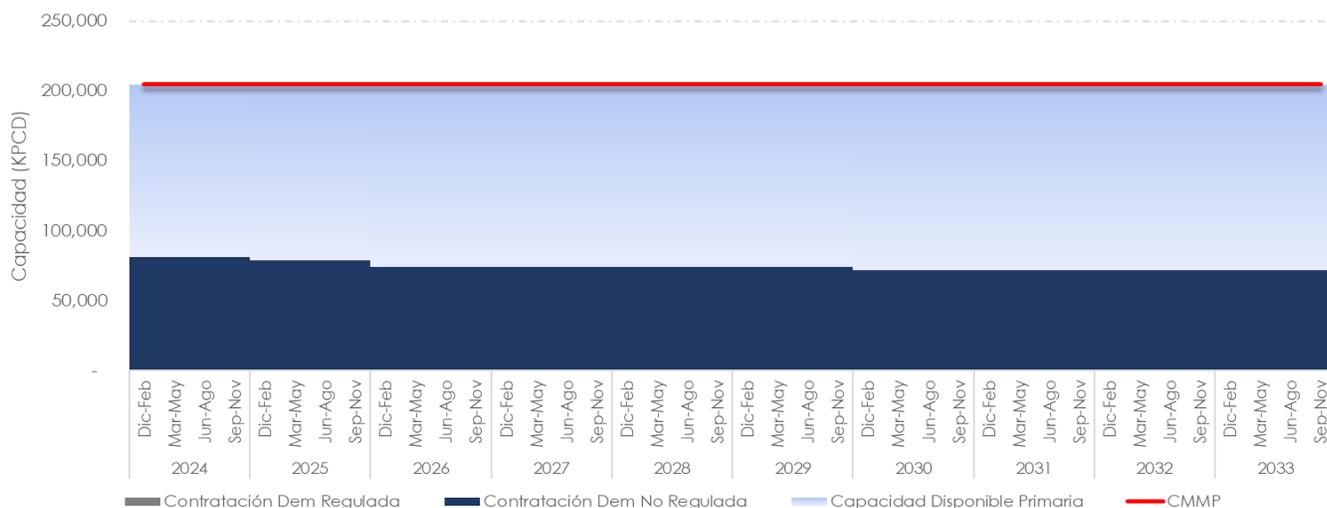
La Creciente – Sincelejo



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	59,703	55,754	55,754	56,458	77,757	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trim MNR (2)	13,181	7,200	2,600	2,600	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	22%	13%	5%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	19,157	19,157	28,285	10,143	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	19,157	19,157	28,285	10,143	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	76,770										
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	21%	21%	31%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Cartagena – Mamonal



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	112,139	112,139	118,866	121,194	121,194	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trim MNR (2)	22,166	12,964	10,500	1,500	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	3,000	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	22%	14%	11%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Conf. con Interrupciones	123,696										
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	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

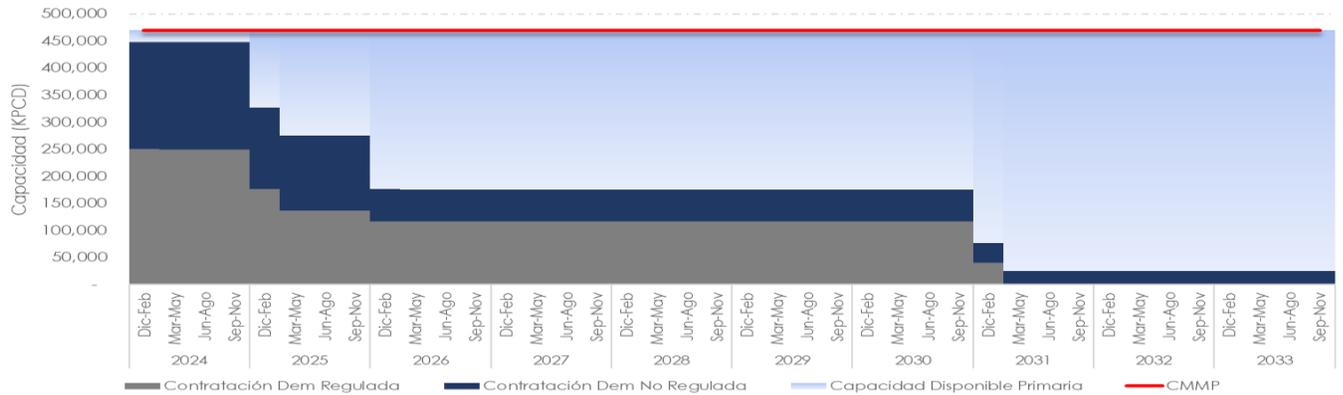
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(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

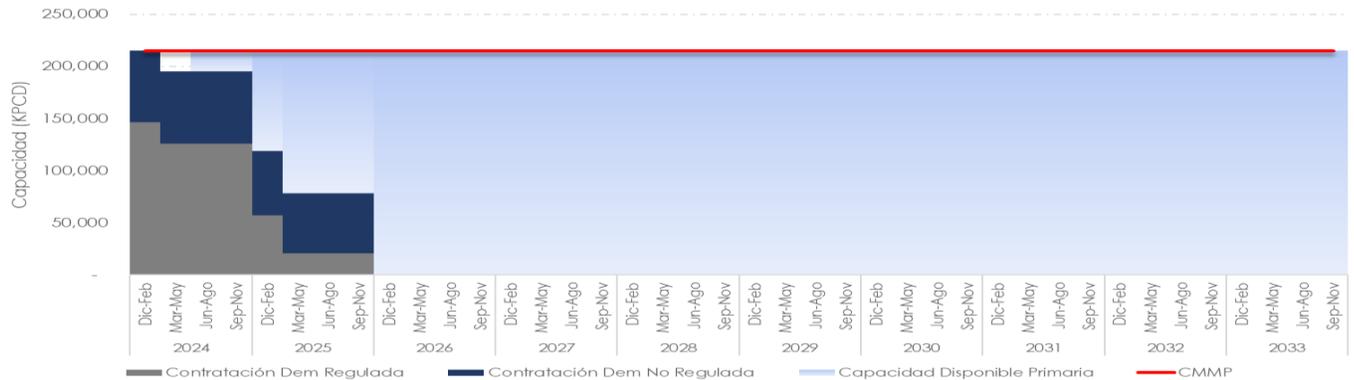
Cusiana – El Porvenir



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	226	604	175,081	275,165	284,896	284,973	284,408	284,418	434,856	434,856	435,078
Contratación Trim MNR (2)	1,500	290	140	87	87	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	9,454	9,830	9,830	80	80	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	4847%	1675%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	250,750	176,695	116,588	116,783	116,787	116,790	116,366	40,455	217	222	-
Contratación en Firme MNR (3)	197,825	150,759	60,313	58,300	58,300	58,301	58,300	36,470	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	448,575	327,454	176,901	175,083	175,087	175,091	174,666	76,925	25,217	25,222	25,000
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratación firme/CMMP	95%	70%	38%	37%	37%	37%	37%	16%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

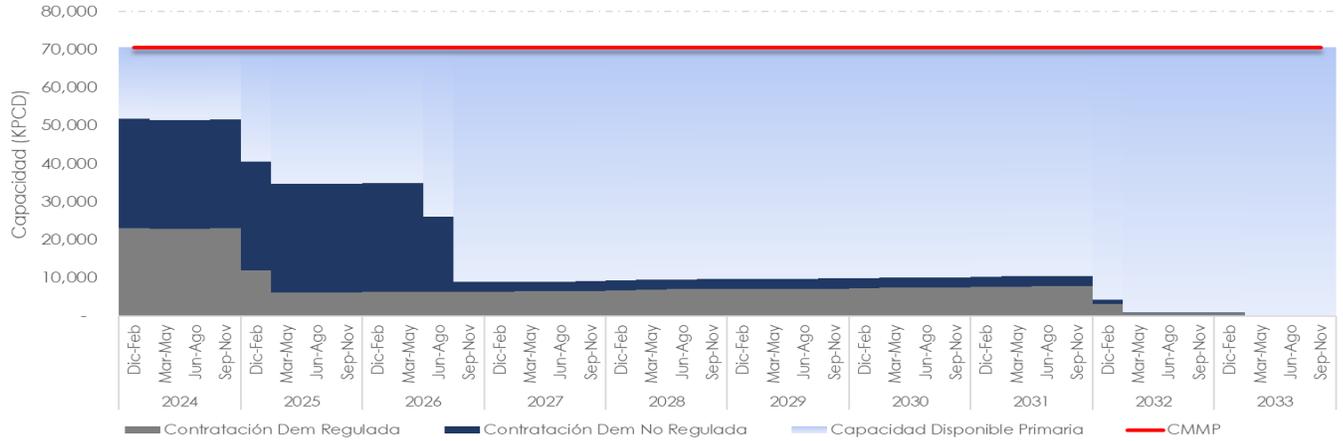
Cogua – Sabana



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	-	19,664	136,397	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	146,186	57,185	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	68,814	61,622	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,000	118,807	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación firme/CMMP	100%	55%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

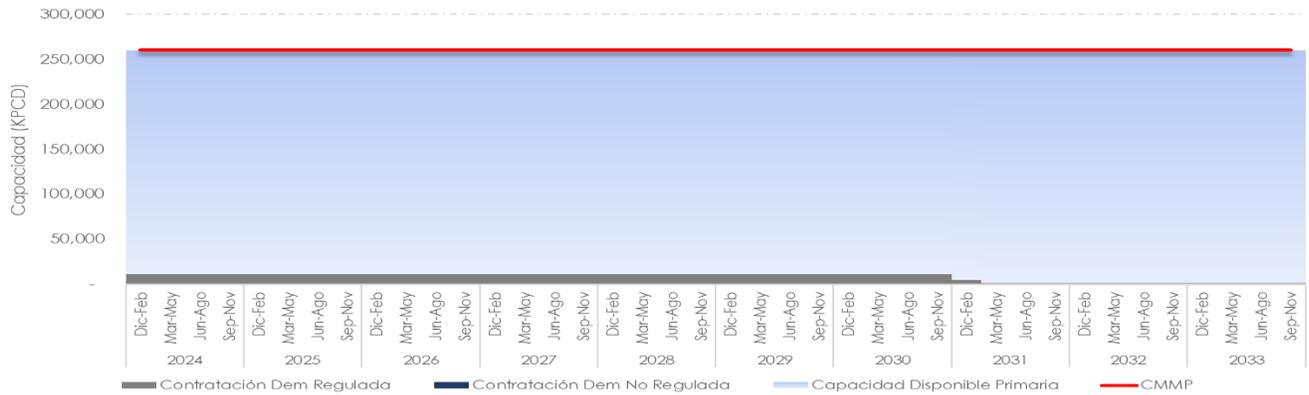
Cusiana – Apiay



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	15,685	16,073	31,596	34,432	59,706	59,791	59,472	59,140	59,044	68,586	69,569
Contratación Trim MNR (2)	4,257	3,090	140	87	87	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	750	267	267	267	267	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	32%	21%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	23,141	11,953	6,169	6,310	6,451	6,986	7,107	7,436	3,124	735	-
Contratación en Firme MNR (3)	28,637	28,523	28,537	2,559	2,582	2,606	2,660	2,657	1,078	248	-
Contratación en Firme	51,778	40,476	34,706	8,869	9,033	9,592	9,767	10,093	4,202	983	-
Conf. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
Contratación firme/CMMP	73%	57%	49%	13%	13%	14%	14%	14%	6%	1%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Ballena – Barrancabermeja



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	240,050	240,050	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trim MNR (2)	4,879	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	32,542	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	4,844	1,400	1,400	1,400
Conf. con Interrupciones	90,589	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratación firme/CMMP	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000	148,000	148,000
Contratación Trim MNR (2)	7,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	22,688	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	21,600	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,088	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-
Contratación en Firme	52,776	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600	-	-	-
Cont. con Interrupciones	40,000										
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación firme/CMMP	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

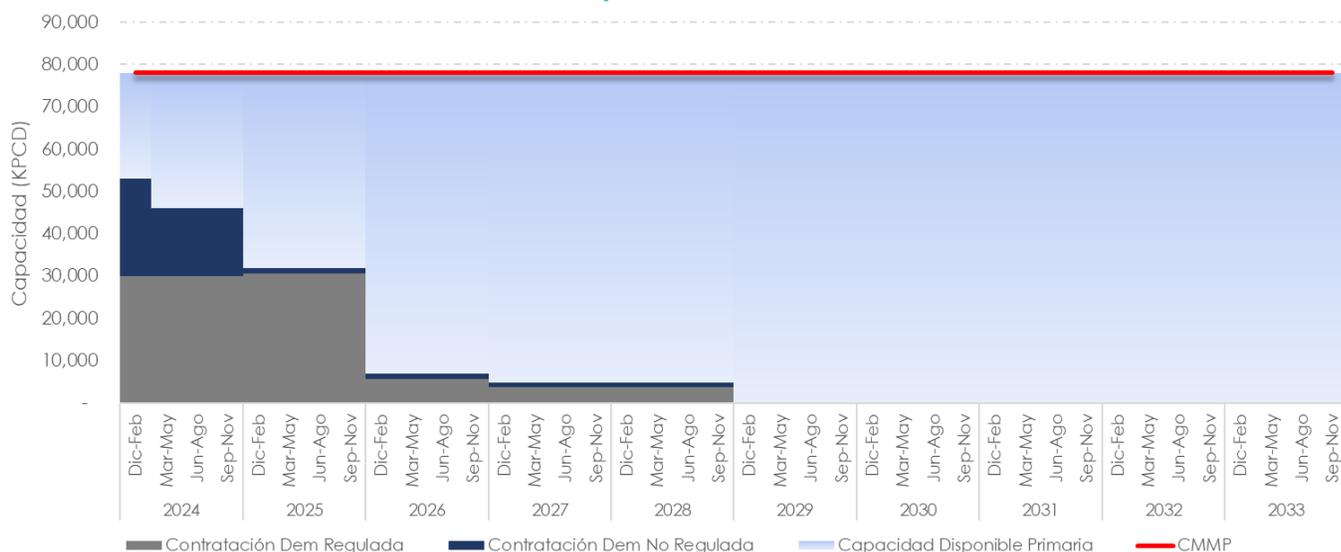
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(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



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP (1)	75,140	75,140	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MNR (2)	22,783	1,188	1,133	1,083	1,033	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	29,738	29,738	5,700	3,700	3,700	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	70%	41%	9%	6%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	29,918	29,918	5,700	3,700	3,700	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	23,045	1,188	1,133	1,083	1,033	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,963	31,106	6,833	4,783	4,733	-	-	-	-	-	-
Conf. con Interrupciones	9,400										
CMMPP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMPP	68%	40%	9%	6%	6%	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

CMMPP: 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 inicia y final. De esta manera, al comparar las declaraciones, se determinó que en el trimestre estándar de

negociación septiembre-octubre-noviembre de 2023 se presentó congestión contractual¹ de la siguiente manera:

Tramo (t)	Periodo Congestión Contractual
Cusiana - El Porvenir	Diciembre 2023 - Noviembre 2024
El Porvenir - La Belleza	Diciembre 2023 - Noviembre 2024
Sincelejo - Cartagena	Diciembre 2023 - Noviembre 2026
Cartagena - Barranquilla	Diciembre 2026 - Noviembre 2032
Barranquilla - La Mami	Diciembre 2026 - Noviembre 2031
Jobo - Sincelejo	Diciembre 2023 - Noviembre 2026

Fuente: SEGAS

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:

CUSIANA - EL PORVENIR

Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

¹ 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.

EL PORVENIR - LA BELLEZA

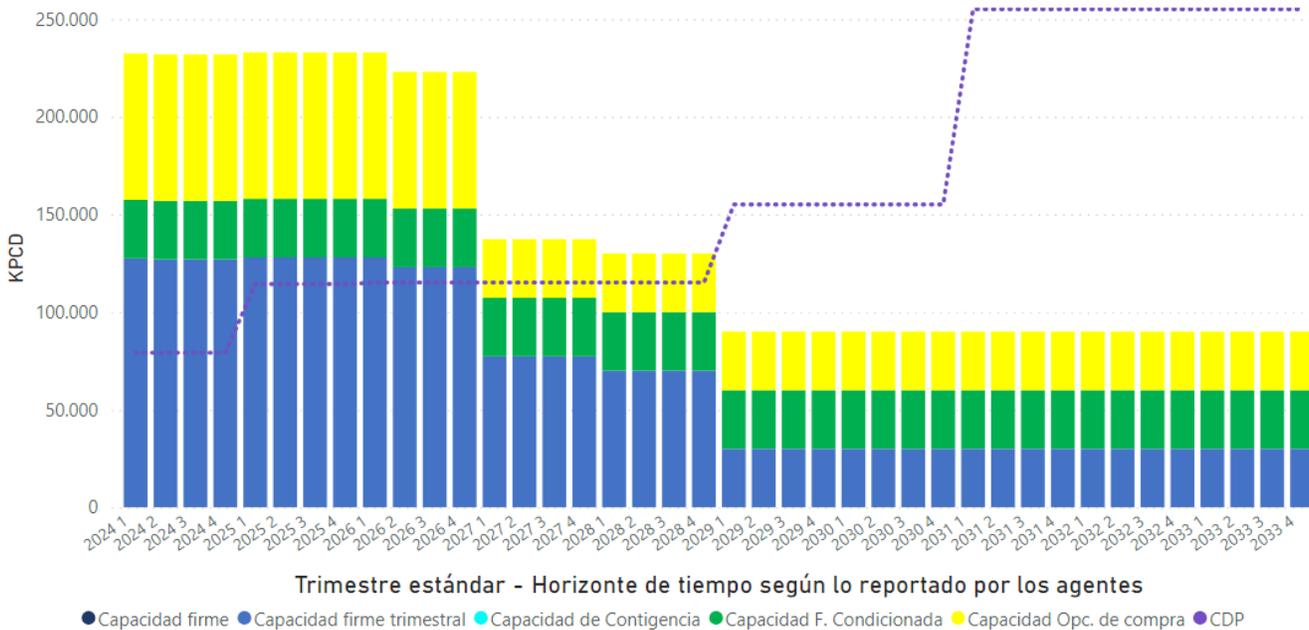
Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

SINCELEJO - CARTAGENA

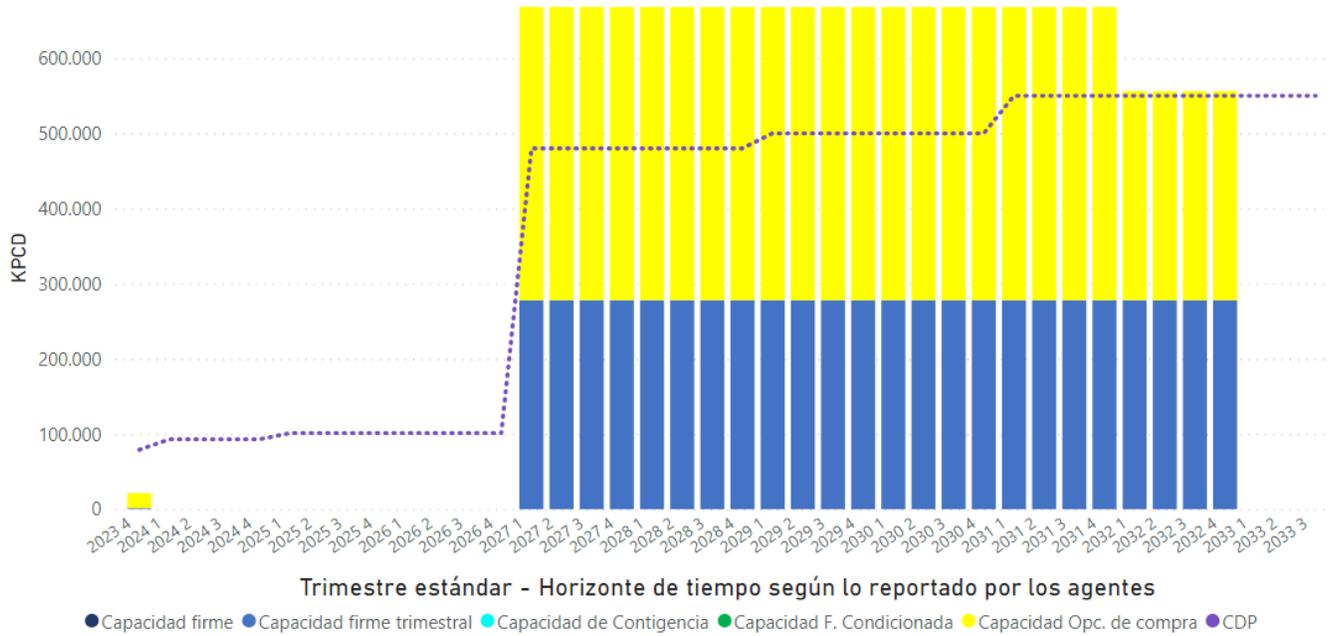
Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

CARTAGENA - BARRANQUILLA

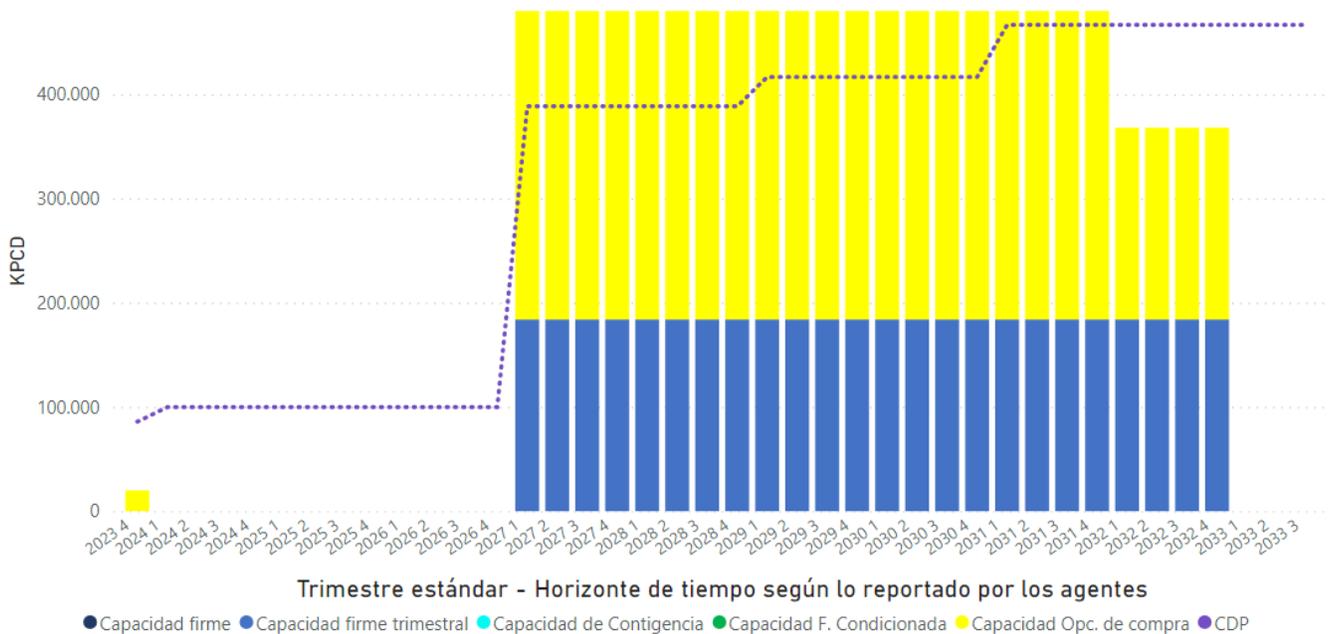
Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

BARRANQUILLA - LA MAMI

Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

JOB0 - SINCELEJO

Solicitudes remitentes (final) - Capacidad disponible primaria (CDP)



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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 agentes realizaron la declaración a la que hace referencia el Artículo 3 de la Resolución CREG 001 de 2021, mediante la cual los comercializadores² 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 en el que se confirmó la congestión contractual:

Año	Trimestre	Operador	Tramo	CDP(KPCD)	Solicitudes regulado (KPCD)	Solicitudes NO regulado (KPCD)
2024	Diciembre-Febrero	TGI SA ESP	CUSIANA - EL PORVENIR	226	5,230	3,800
2024	Diciembre-Febrero	TGI SA ESP	EL PORVENIR - LA BELLEZA	226	5,230	3,800
2024	Junio-Agosto	TGI SA ESP	CUSIANA - EL PORVENIR	604	5,230	3,800
2024	Junio-Agosto	TGI SA ESP	EL PORVENIR - LA BELLEZA	604	5,230	3,800
2024	Marzo-Mayo	TGI SA ESP	CUSIANA - EL PORVENIR	607	5,230	3,800
2024	Marzo-Mayo	TGI SA ESP	EL PORVENIR - LA BELLEZA	607	5,230	3,800

² En las declaraciones de comercializadores no se incluyen las solicitudes de capacidad de transporte de los usuarios no regulados y generadores térmicos.

Año	Trimestre	Operador	Tramo	CDP(KPCD)	Solicitudes regulado (KPCD)	Solicitudes NO regulado (KPCD)
2024	Septiembre-Noviembre	TGI SA ESP	CUSIANA - EL PORVENIR	641	5,230	3,800
2024	Septiembre-Noviembre	TGI SA ESP	EL PORVENIR - LA BELLEZA	641	5,230	3,870

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, en primer lugar, el transportador debe realizar la asignación de capacidades disponibles a los comercializadores que requirieron cantidades para la demanda regulada. Posteriormente, el pasado 17 de octubre de 2023 el Gestor del Mercado de Gas Natural procedió con la publicación de la CDP que quedó disponible para la asignación a la demanda no regulada, como se muestra a continuación:

Tramo	Período Congestión Contractual	CDP (KPCD)	Capacidad asignada DR (KPCD)	CDP para DNR (KPCD)	Capacidad asignada DNR (KPCD)	CDP Remanente (KPCD)	CDP < DNR	Subasta para el tramo
Cusiana - El Porvenir	Diciembre 2023 - Febrero 2024	226	0	226	0	226	Si	Hay lugar a la subasta
Cusiana - El Porvenir	Junio 2024 - Agosto 2024	604	0	604	0	604	Si	
Cusiana - El Porvenir	Marzo 2024 - Mayo 2024	607	0	607	0	607	Si	
Cusiana - El Porvenir	Septiembre 2024 - Noviembre 2024	641	0	641	0	641	Si	
El Porvenir - La Belleza	Diciembre 2023 - Febrero 2024	226	0	226	0	226	Si	
El Porvenir - La Belleza	Junio 2024 - Agosto 2024	604	0	604	0	604	Si	
El Porvenir - La Belleza	Marzo 2024 - Mayo 2024	607	0	607	0	607	Si	
El Porvenir - La Belleza	Septiembre 2024 - Noviembre 2024	641	0	641	0	641	Si	

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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.

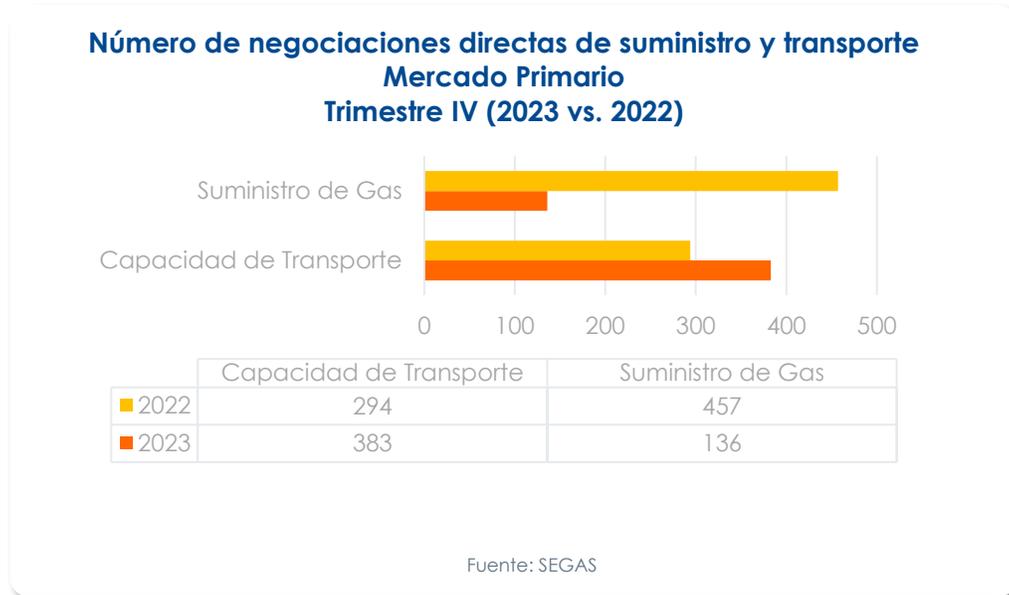
En este sentido, ya que la totalidad de las solicitudes para la demanda no regulada superaba la CDP remanente, se determinó la aplicación del mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual, conforme a los lineamientos del Anexo 1 de la Resolución CREG 001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

Finalmente, es importante mencionar que no se presentaron compradores que constituyeran garantías de participación y siendo estos mecanismos de cobertura obligatorios para participar en la subasta, no hubo compradores habilitados para ejecutar el mecanismo del que trata la Resolución CREG 001 de 2021.

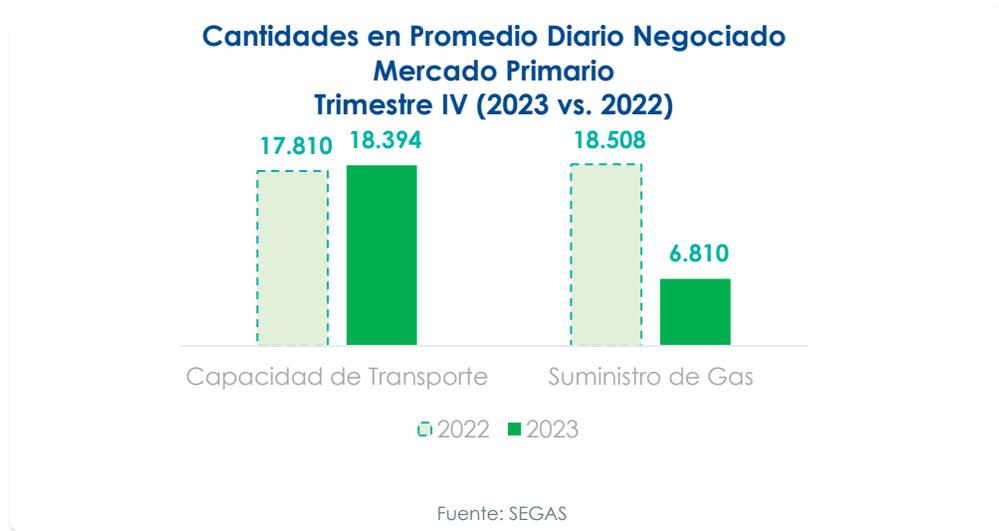
En línea con lo anterior, no se ejecutaron los numerales: 5.7 Recibo de las solicitudes de compra, 5.8 Desarrollo de las subastas, 5.9 Regla de suscripción de contrato, 5.10 Subasta por tramos, del Anexo 1 de la Resolución CREG 001 de 2021.

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 IV de 2023.



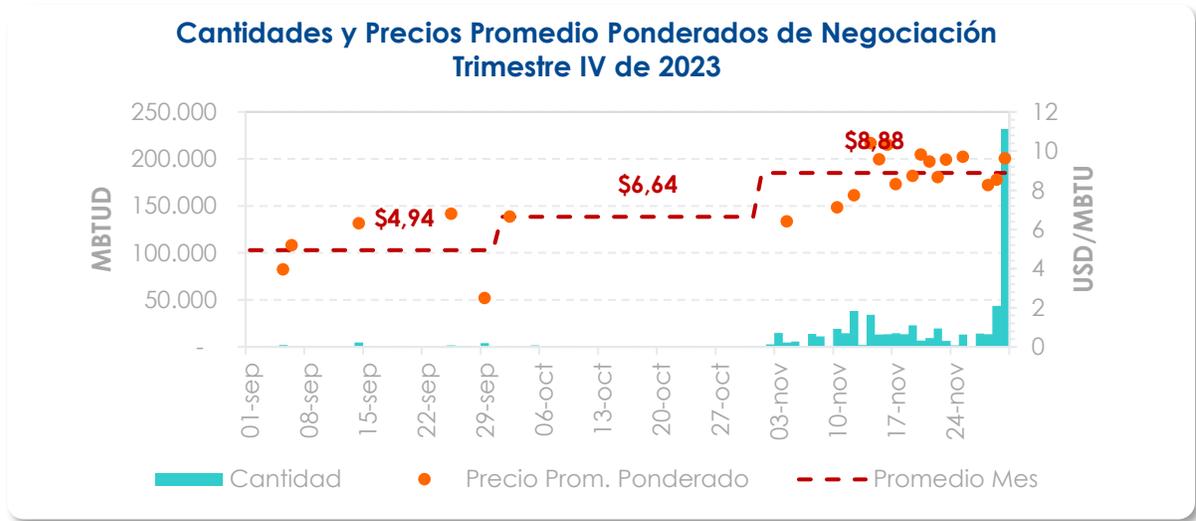
En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado primario.



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 18,508 a 6,810 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 3% de las capacidades al pasar de 17,810 a 18,394 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 IV de los años 2022 y 2023³. Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades "Firme" la disminución de la energía negociada de las modalidades "Contingencia", "Con Interrupciones" y "Firme al 95%" para el trimestre de análisis del año 2023.

**Cantidad agregada Negociada* MP por Modalidad (Neg. Directa)
2023 vs 2022 – Trim IV**



Energía Negociada MP por Modalidad (Neg. Directa)
2023 vs 2022 – Trim IV**



Fuente: SEGAS

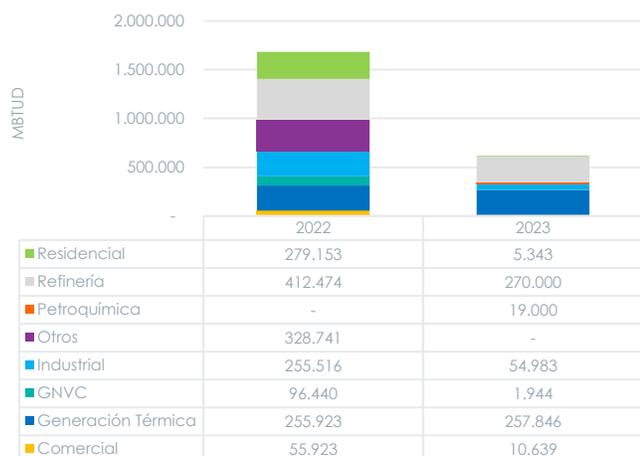
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

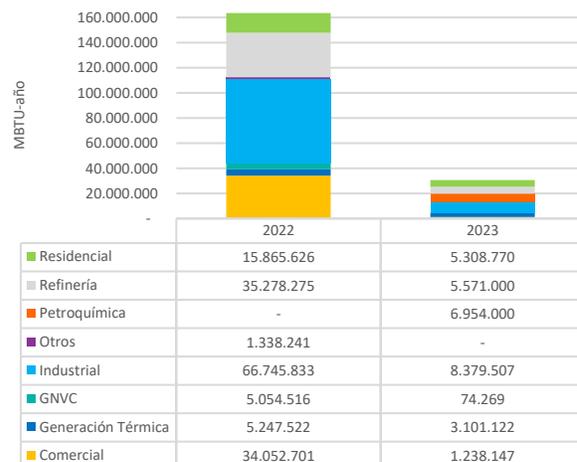
Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores Industrial y Refinería.

³ La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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



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

*****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 \$2.49 y \$10.05 USD/MBTU.

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

Punto de Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	\$ 3.27	\$ 6.29
ANDINA	NA	\$ 2.49
ARJONA	NA	\$ 5.72
ARRECIFE	\$ 6.65	\$ 6.67
BALLENA	\$ 5.28	NA
BLOQUE VIM 21	ND	NA
Bloque VIM 5	NA	ND
Bonga Mamey	\$ 4.65	NA
BREMEN JOBO	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 5.58	NA
CAMPO LA BELLEZA	\$ 4.36	NA
CANTAGALLO	\$ 3.27	\$ 3.51
CARTAGENA	\$ 6.82	\$ 10.05

Punto de Entrega	2022	2023
CERRO GORDO	NA	\$ 7.50
CHUCHUPA	\$ 5.09	NA
CORRALES	NA	ND
CUPIAGUA	\$ 5.09	NA
Cupiagua Sur	NA	\$ 5.58
DINA ECOPETROL	NA	ND
DINA TERCARIO	ND	NA
FLOREÑA	\$ 3.82	\$ 5.40
HOCOL	\$ 4.21	NA
JOBO	\$ 4.70	\$ 8.09
LA CAÑADA NORTE	\$ 1.83	ND
La Cira Infantas	ND	ND
LA CRECIENTE	\$ 5.13	NA
LA MAMI	\$ 6.55	ND
LA PUNTA	ND	NA
LISAMA	ND	ND
LLANITO	\$ 3.27	\$ 4.46
MAMONAL	\$ 8.43	NA
MANA	ND	ND
MARIA CONCHITA	ND	NA
MARÍA CONCHITA PK 33+130	ND	\$ 7.42
PALAGUA	NA	ND
PROVINCIA	\$ 5.23	\$ 5.60
RECETOR WEST	NA	ND
SANTO DOMINGO	ND	NA
TOQUI TOQUI	ND	ND

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 IV de 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 4.18	\$ 7.12
Contingencia	\$ 5.09	NA
Firme	\$ 4.18	\$ 4.99
Firme al 95%	\$ 4.91	\$ 6.25
Opción de Compra	NA	\$ 6.50
Otras	\$ 6.70	\$ 9.19

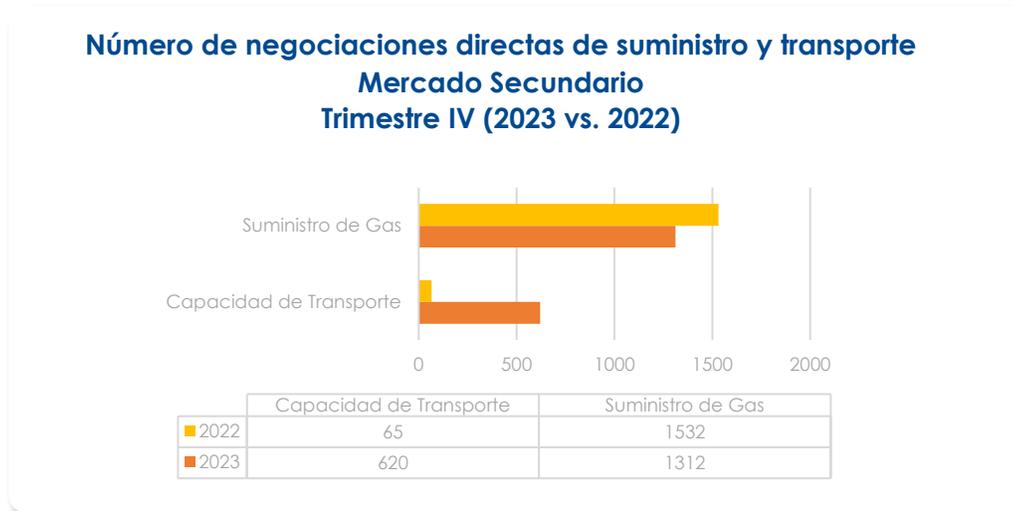
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

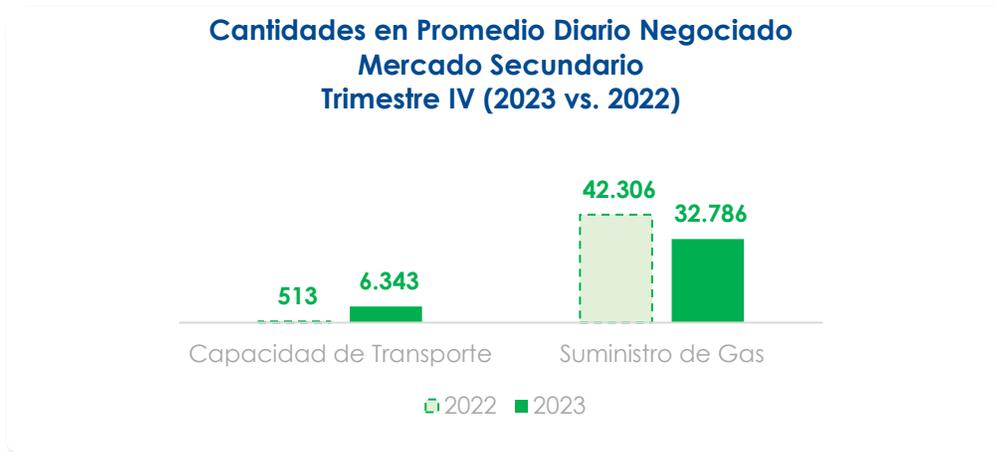
2.3 Mercado secundario

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



Fuente: SEGAS

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



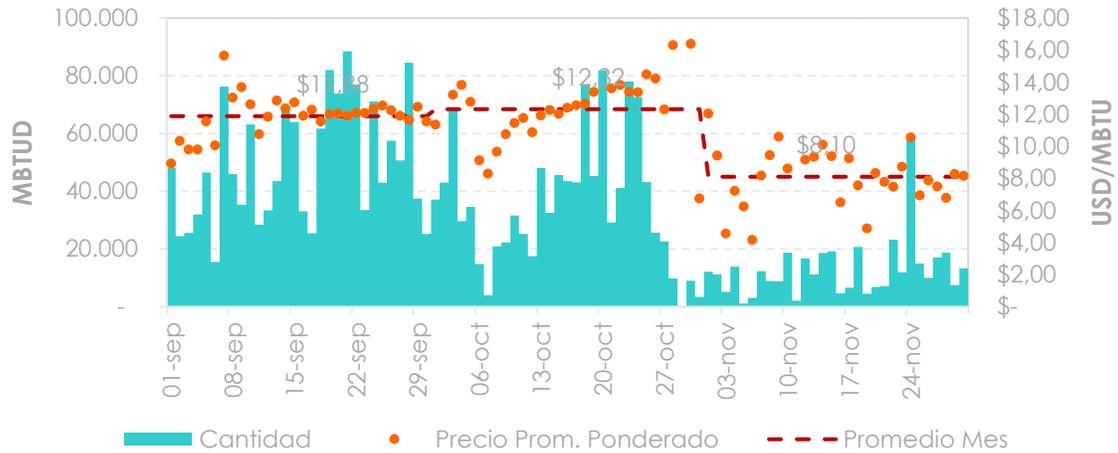
Fuente: SEGAS

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 23%, pasando de 42,306 a 32,786 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento significativo al pasar de 513 a 6,343 KPCD.

Suministro

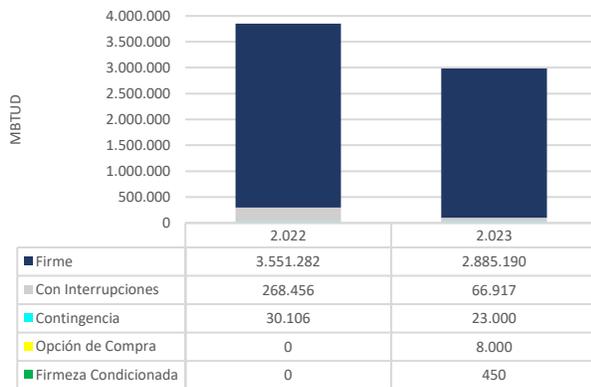
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre IV de 2023



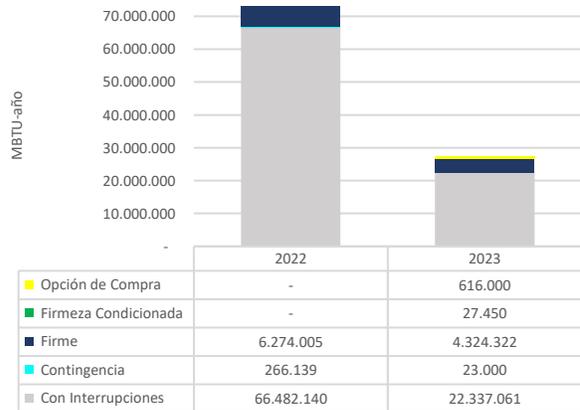
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar IV 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 “Firme” y “Con Interrupciones”.

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



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



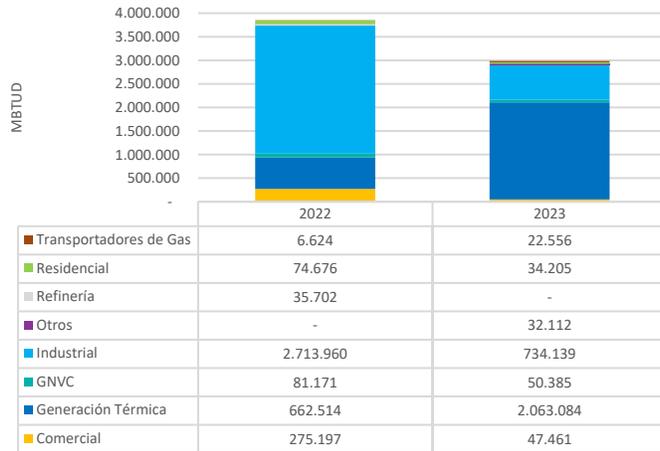
Fuente: SEGAS

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

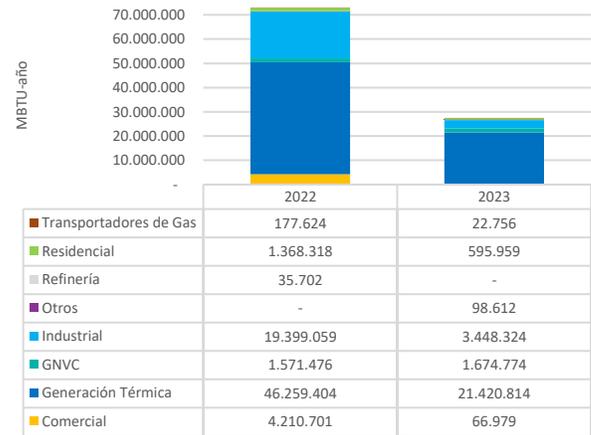
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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) 2023 vs 2022 – Trimestre IV



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – 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

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$5.15 y \$13.85 USD/MBTU.

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

Punto Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	\$ 4.09	ND
ARJONA	\$ 5.17	NA
BALLENA	\$ 7.36	\$ 12.00
BARRANCABERMEJA	\$ 7.44	\$ 10.42
BULLERENGUE	\$ 5.29	\$ 10.38
CARAMELO	ND	ND
CUSIANA	\$ 4.88	\$ 7.09
FLOREÑA	\$ 3.88	\$ 5.15
HOCOL	\$ 3.76	NA
JOBO	\$ 7.81	\$ 13.85
LA CAÑADA NORTE	\$ 8.12	NA

Punto Entrega	2022	2023
LISAMA	ND	NA
MAMONAL	\$ 6.55	\$ 13.01
MARIQUITA	NA	ND
SEBASTOPOL	\$ 5.13	\$ 12.20
TUCURINCA	\$ 7.13	\$ 13.82
VASCONIA	\$ 6.39	\$ 8.20
NO SNT	\$ 12.09	\$ 12.34

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 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 6.34	\$ 9.98
Contingencia	\$ 5.72	ND
Firme	\$ 6.76	\$ 11.89
Firmeza Condicionada	NA	ND
Opción de Compra	NA	\$ 6.81

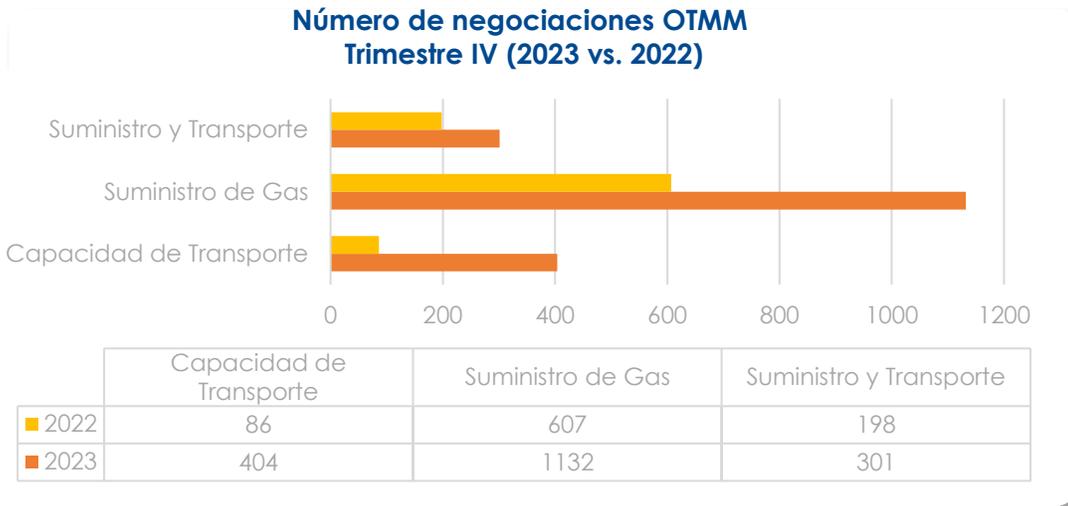
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

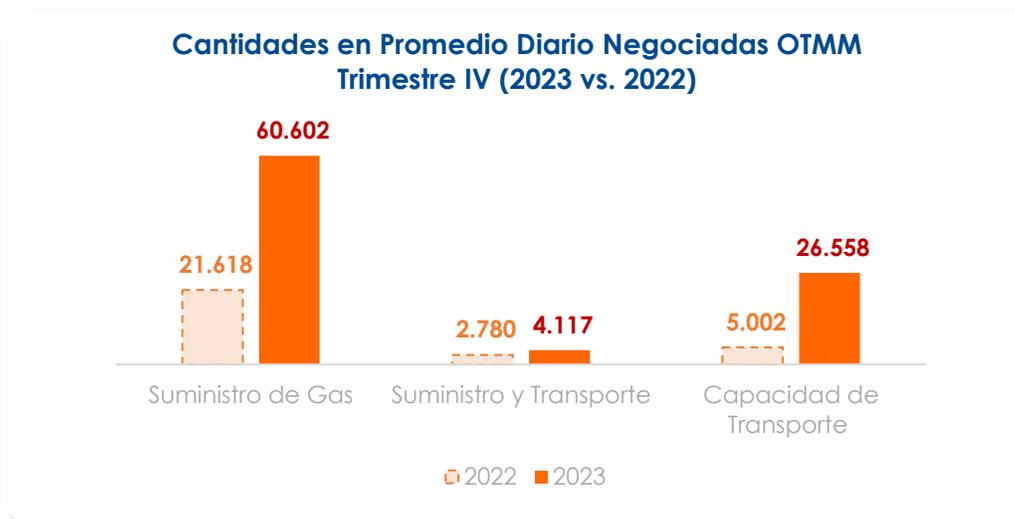
2.4 Mercado OTMM

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



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

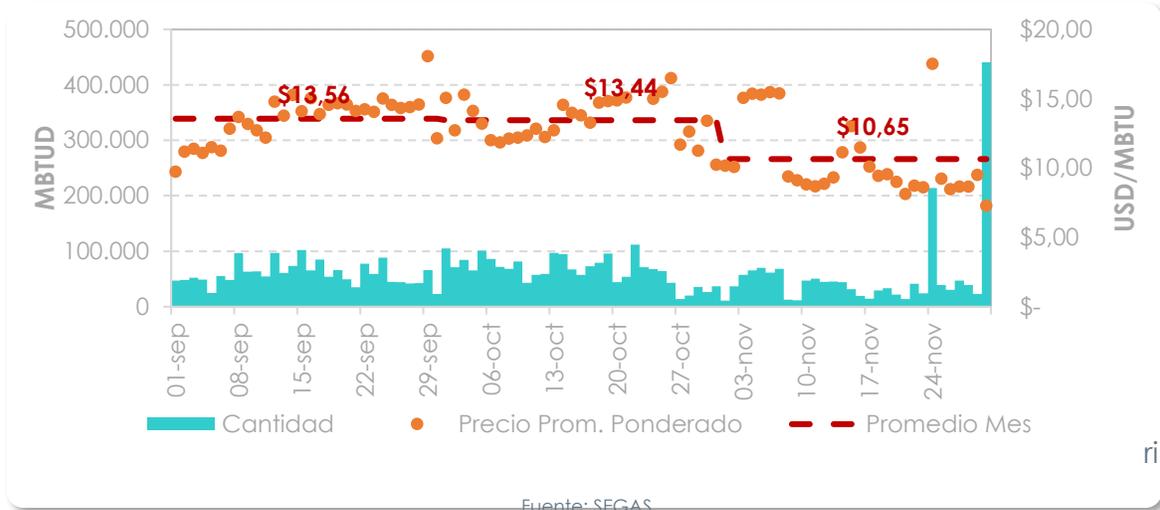
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, pasando de 21,618 a 60,602 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diaria negociada aumentó significativamente pasando de 5,002 a 26,558 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte aumentó en un 48% pasando de 2,780 a 4,117 MBTUD.

Suministro – OTMM

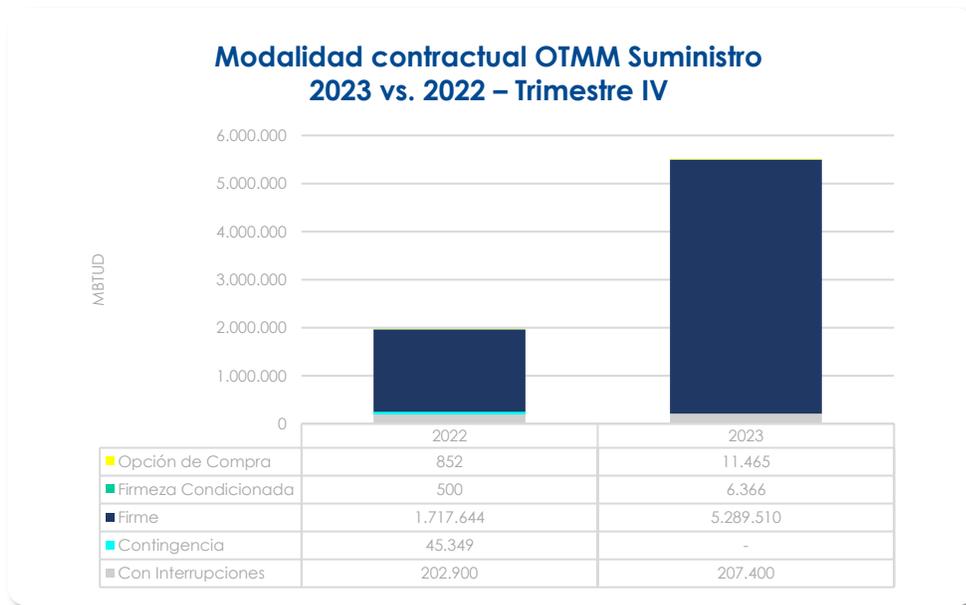
a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

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



b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar IV de 2023 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 95.9% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Opción de Compra” que agregaron el 4% de las cantidades promedio diario negociadas.



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

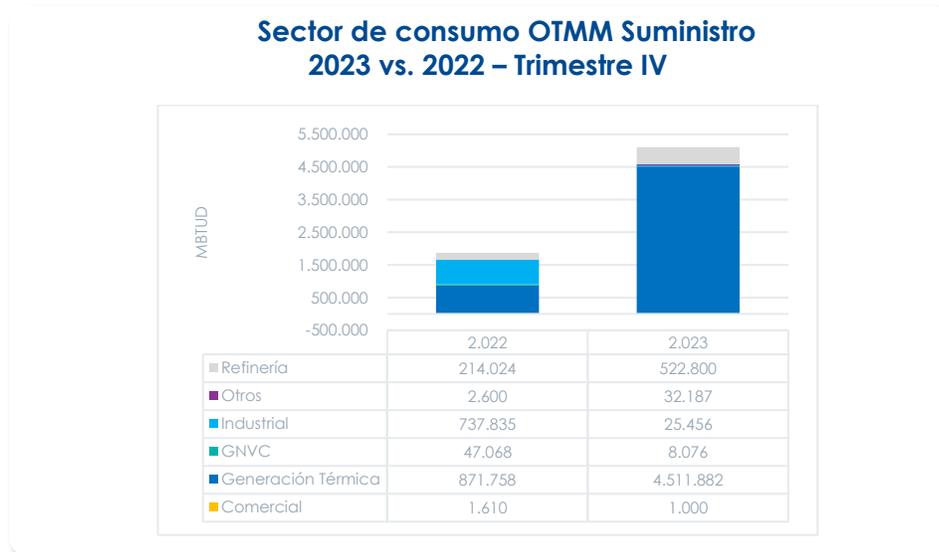
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 17.94
Firme	\$ 12.66
Firmeza Condicionada	\$ 4.43
Opción de Compra	\$ 32.86

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 IV 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 82% y el sector refinería con el 9%.



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 IV de 2023 en OTMM:

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

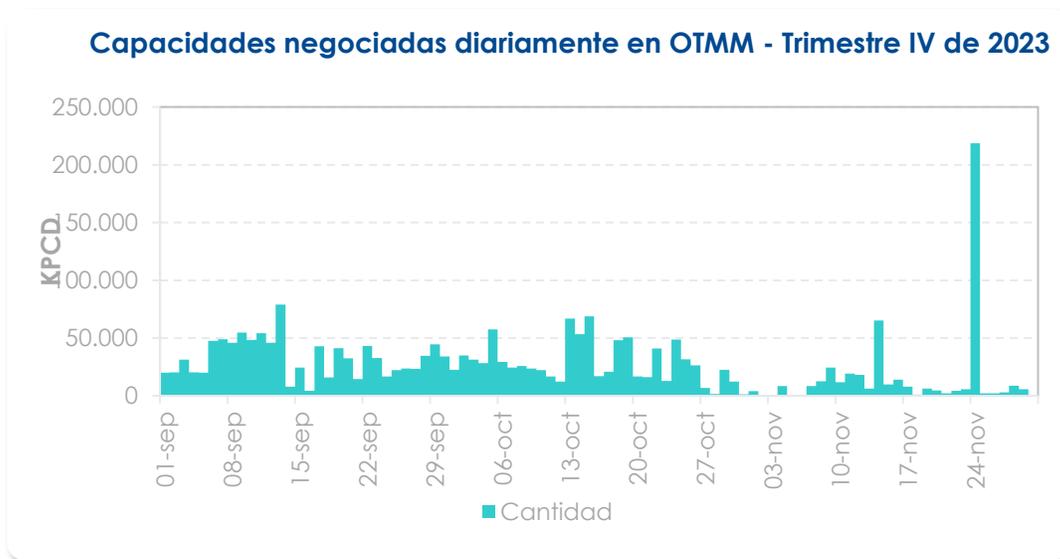
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Comercial	ND
Generación Térmica	\$ 13.14
Industrial	\$ 11.39
Otros	\$ 13.44
Refinería	\$ 15.72
Transportadores de Gas	\$ 6.83

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

a. Capacidades OTMM – Transporte

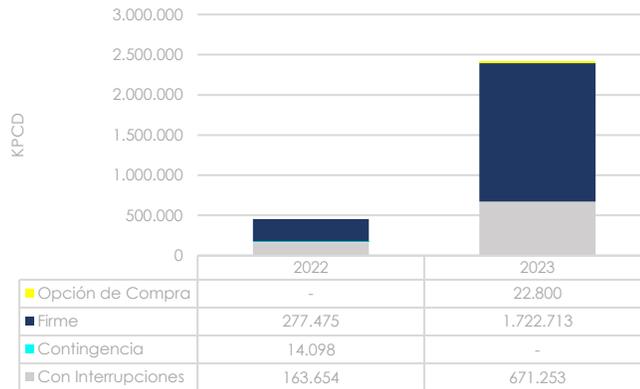


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre IV de 2023, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2022; se resalta un aumento significativo en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con Interrupciones” y “Firme”.

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

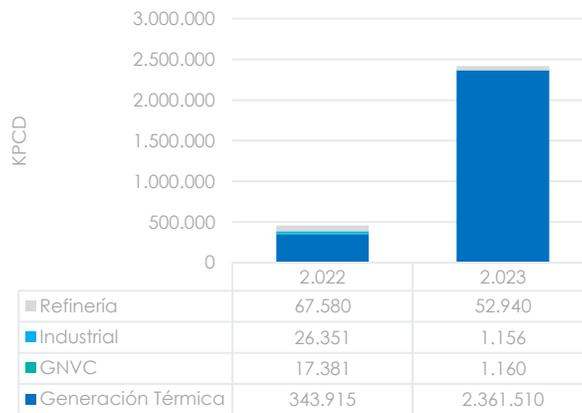


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar IV 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 98% y el sector refinería con el 2%.

Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre IV (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

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

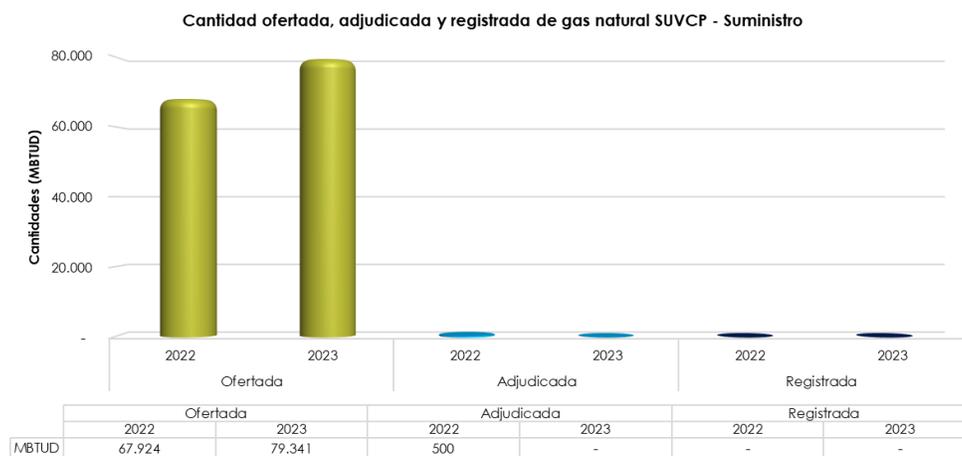
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el IV trimestre estándar de gas de 2023 se llevaron a cabo 91 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 2 Subasta 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 firme⁴ 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 2023 vs 2022⁵.



Fuente: SEGAS

⁴ 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).

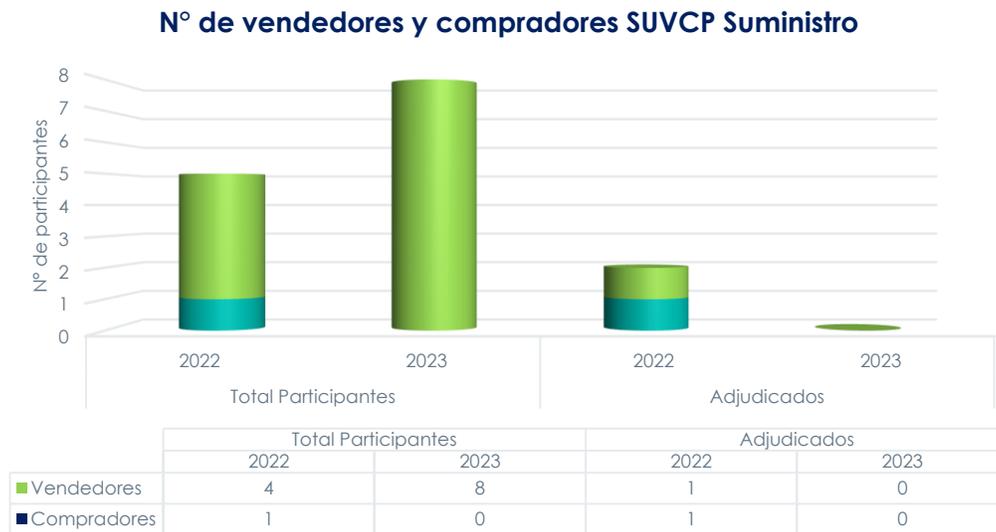
⁵ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
BALLENA	8.291	-	-	-	-	-
BULLERENGUE	2	-	-	-	-	-
CHUCHUPA	650	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	41.651	71.678	-	-	-	-
CUSIANA	16.730	7.663	500	-	-	-
PROVINCIA	600	-	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	67.924	79.341	500	-	-	-

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

No se presentó registro de contratos ni para el cuarto trimestre de 2022 ni para 2023, por lo que no se dispone de información de sectores de consumo.

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 2023 vs 2022.⁶



Fuente: SEGAS

a. Cantidades ofertadas SSCI

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

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	7,300	14,654
BULLERENGUE	4,200	3,400
CUPIAGUA	21,599	-
CUSIANA	15,261	2,000
BONGA MAMEY	-	3,204
TOTAL (MBTUD)	48,360	23,258

Fuente: SEGAS

⁶ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el IV trimestre de 2023, se presentaron adjudicaciones por un total de 21,056 MBTUD, disminuyendo 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	7,300	14,452
BULLERENGUE	4,100	3,400
CUPIAGUA	21,599	-
CUSIANA	15,261	-
BONGA MAMEY	-	3,204
TOTAL	48.260	21.056

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SSCI

En el IV trimestre de 2023 se registró el total de cantidades adjudicadas en las subastas SSCI.

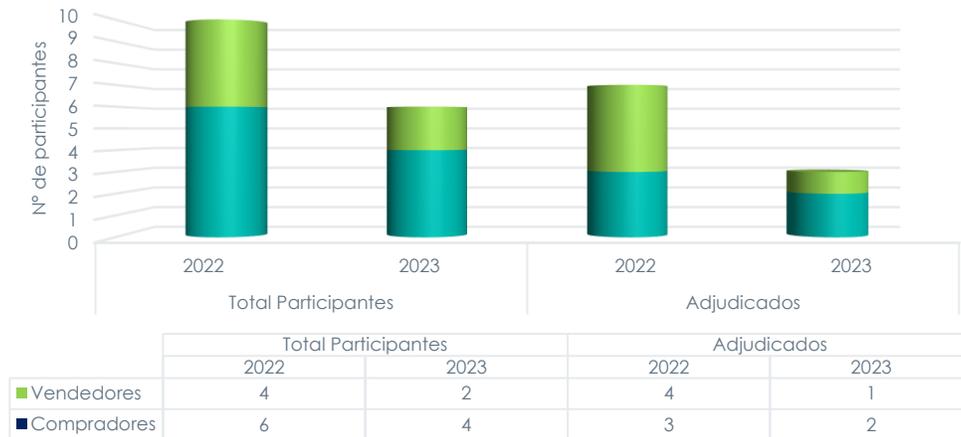
Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	7,300	14,452
BULLERENGUE	4,100	3,400
CUPIAGUA	21,599	-
CUSIANA	15,261	-
BONGA MAMEY	-	3,204
TOTAL	48.260	21.056

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.

N° de vendedores y compradores SSCI



Fuente: SEGAS

3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

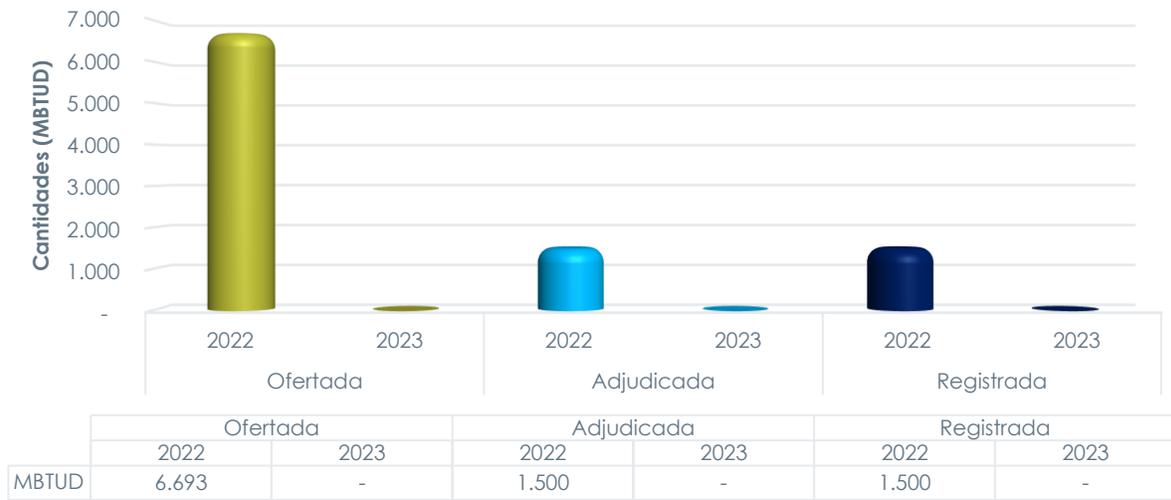
La Subasta de Contratos Firmes Bimestrales es un mecanismo de negociación de suministro de gas natural, bajo la modalidad de contrato firme y con duración de dos meses calendario. Es una subasta de sobre cerrado y se realiza el décimo segundo día hábil del mes previo al inicio del bimestre de consumo. 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 2023 se ejecutó el mecanismo en septiembre y noviembre, sin embargo, no se presentó oferta. En el mismo periodo de 2022 fueron puestos a disposición del mercado un total de 6,693 MBTUD presentándose adjudicaciones por 1,500 MBTUD.

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 2023 vs 2022⁷.

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

Cantidad ofertada, adjudicada y registrada de gas natural SCFB



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 2023 y de 2022.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
CUPIAGUA	982	-
CUSIANA	5711	-
TOTAL (MBTUD)	6.693	-

Fuente: SEGAS

b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el IV trimestre de 2023, no se presentaron adjudicaciones. En el mismo periodo del año anterior se presentaron adjudicaciones por 1,500 MBTUD. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
CUPIAGUA	-	-
CUSIANA	1.500	-
TOTAL	1.500	-

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SCFB

Para el IV trimestre de 2023 al no presentarse oferta, no hubo registro de contratos. Para el mismo periodo del año anterior se registró el total de cantidades adjudicadas:

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
CUSIANA	1.500	-
TOTAL	1.500	-

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SCFB

El número de participantes de este mecanismo para el IV trimestre gas de 2023 disminuyó. En el mismo periodo del año anterior, sí hubo participación por parte de los agentes.

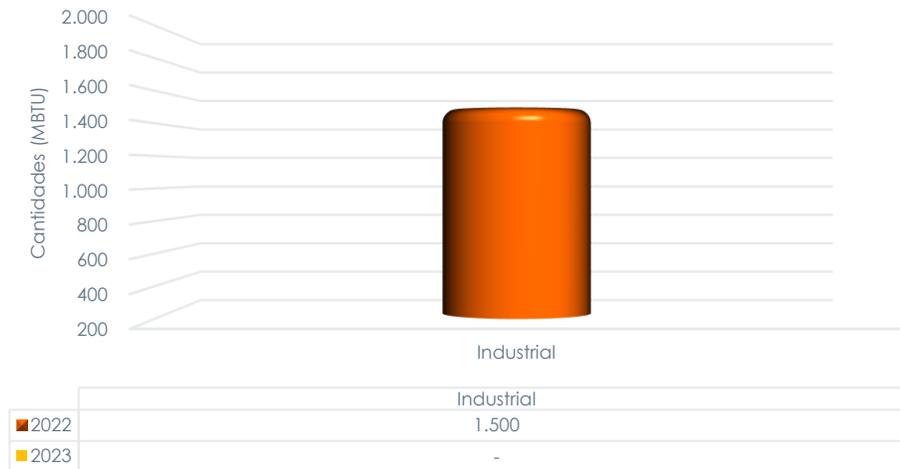


Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo SCFB

Para 2023 no se reportó actividad; por el contrario, la contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB en el IV trimestre gas de 2022 fue registrada con destino a abastecer al sector Industrial.

Demanda por Sector de Consumo SCFB



Fuente: SEGAS

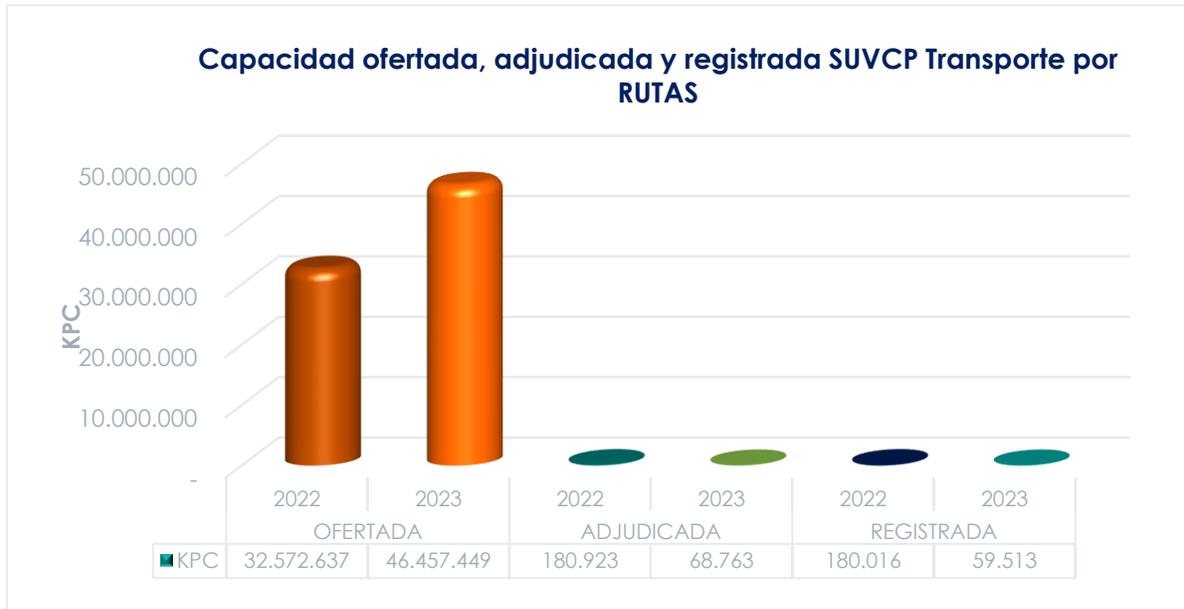
3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el cuarto trimestre estándar de 2023 se llevaron a cabo 91 subastas de corto plazo para rutas y 91 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 IV 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 IV de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó en un 43% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,793,261	9,930,751
CARTAGENA - SINCELEJO	5,026,623	8,281,626
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,888,877	6,855,755
SINCELEJO - JOBO	1,169,004	3,598,140
YUMBO/CALI - CALI	3,102,183	3,380,386
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,189,474	3,040,954
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	1,574,333	2,748,712
CUSIANA - SABANA_F	2,936,414	2,352,256
VASCONIA - PEREIRA	1,528,254	1,727,611
SEBASTOPOL - VASCONIA	805,934	872,385
Otras Rutas	5,558,280 (*)	3,668,873 (**)
TOTAL (KPC)	32,572,637	46,457,449

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 46 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 42 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar IV de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada disminuyó en un 62% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	54,191	46,412
LA BELLEZA - VASCONIA	907	7,109
CUSIANA - VASCONIA	2,519	4,996
BALLENA - BARRANCABERMEJA	3,443	4,000
CUSIANA - OCOA	42,548	2,373
CUSIANA - ARMENIA	-	1,033
CUSIANA - LA BELLEZA	810	757
Otras Rutas	76,505 (*)	2,083 (**)
TOTAL (KPC)	180,923	68,763

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 4 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 7 rutas.

c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar IV de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa un disminuyó en la capacidad registrada del 67% respecto al mismo periodo del año 2022.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	54,191	45,709
LA BELLEZA - VASCONIA	907	6,760
CUSIANA - VASCONIA	2,438	3,229
CUSIANA - ARMENIA	-	1,033
BALLENA - BARRANCABERMEJA	3,303	978
CUSIANA - OCOA	42,444	718
CUSIANA - LA BELLEZA	499	614
Otras Rutas	76,234 (*)	472 (**)
TOTAL	180,016	59,513

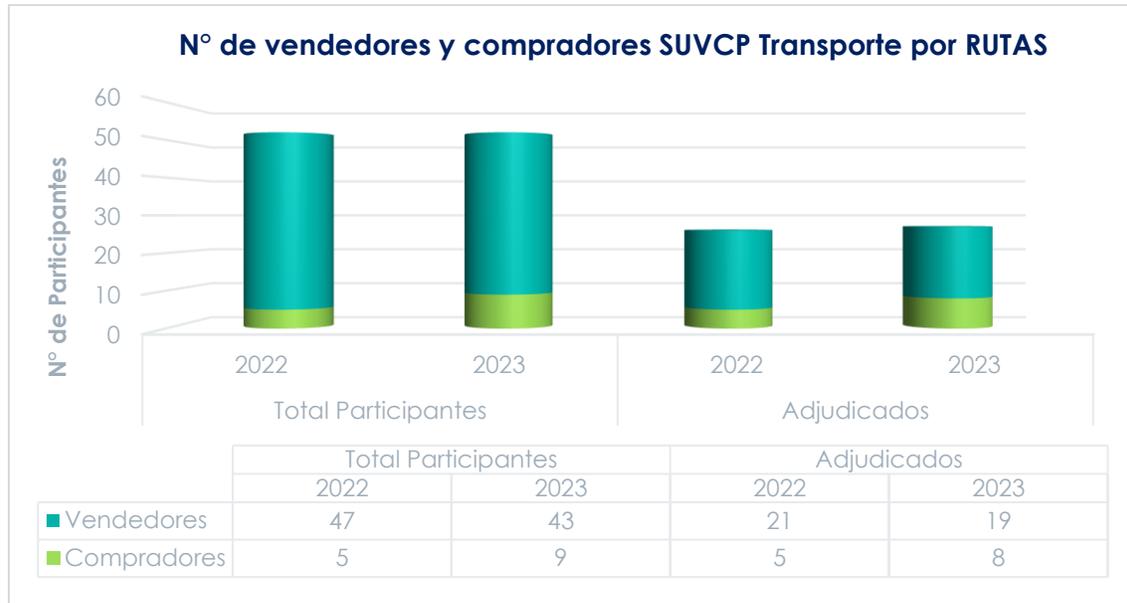
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 4 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 3 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

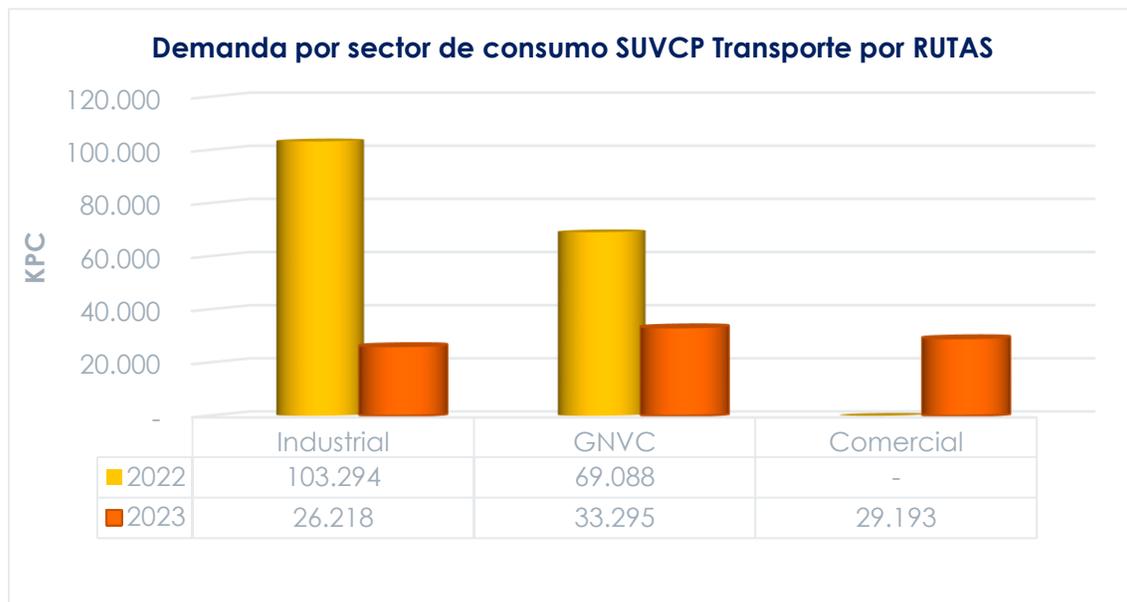
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar IV de 2023 vs 2022.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar IV de 2023 vs 2022. Para los sectores GNVC e Industrial se presentó una disminución en la demanda de transporte de gas en un 52% y 75% 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 IV de 2023.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar IV de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 18% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,793,261	9,930,751
CARTAGENA - SINCELEJO	5,026,623	8,281,626
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,888,877	6,855,755
SINCELEJO - JOBO	1,169,004	3,598,140
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	3,051,541	3,492,550
YUMBO/CALI - CALI	3,102,183	3,380,386
LA BELLEZA - COGUA	4,291,319	3,084,727
COGUA - SABANA_F	4,255,298	3,049,682
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,216,435	3,036,954
CUSIANA - EL PORVENIR	3,391,982	2,500,689
Otros Tramos	14,852,801 (*)	11,607,193 (**)
TOTAL (KPC)	50,039,324	58,818,453

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 IV de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada disminuyó en un 94% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
EL PORVENIR - LA BELLEZA	61,313	6,583
CUSIANA - EL PORVENIR	62,214	6,540
VASCONIA - LA BELLEZA	60,926	3,078
LA BELLEZA - VASCONIA	818	266
LA BELLEZA - COGUA	32,095	142
COGUA - SABANA_F	38,071	142
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	-	-
Otros Tramos	43,130 (*)	- (**)
TOTAL	298,567	16,751

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 4 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 IV 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una disminución del 95% en las capacidades registradas respecto al mismo periodo del año 2022.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
EL PORVENIR - LA BELLEZA	60,494	6,197
CUSIANA - EL PORVENIR	59,669	6,040
VASCONIA - LA BELLEZA	60,926	3,078
COGUA - SABANA_F	38,071	142
LA BELLEZA - COGUA	32,085	142
VASCONIA - MARIQUITA	22,781	-
GUALANDAY - MARIQUITA	154	-
Otros Tramos	16,551 (*)	- (**)
TOTAL	290,731	15,599

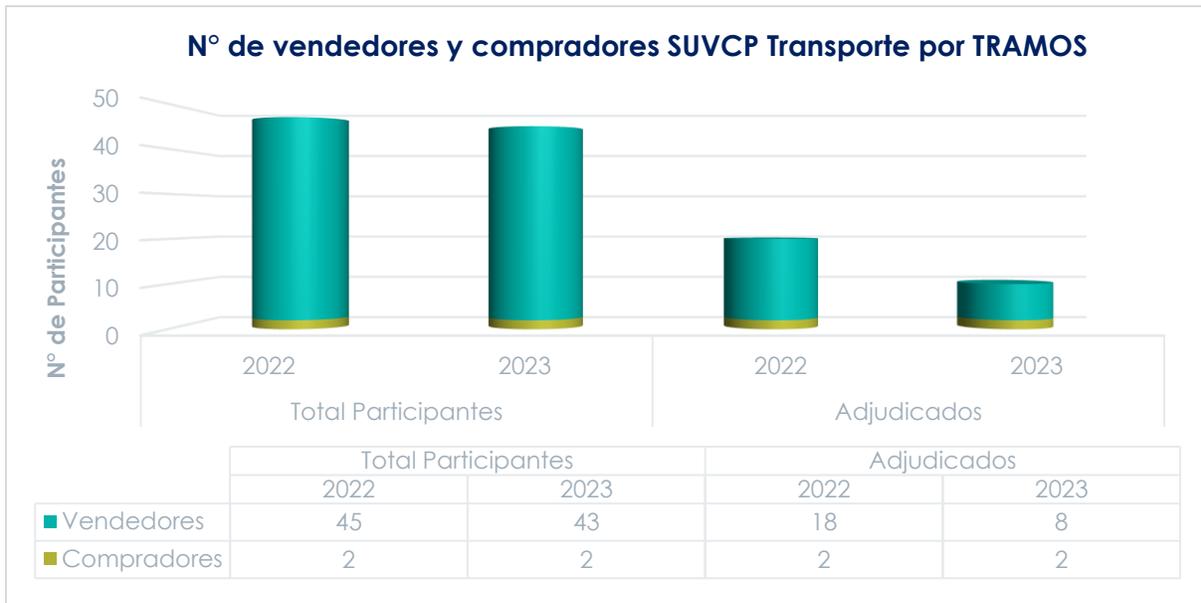
Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 0 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

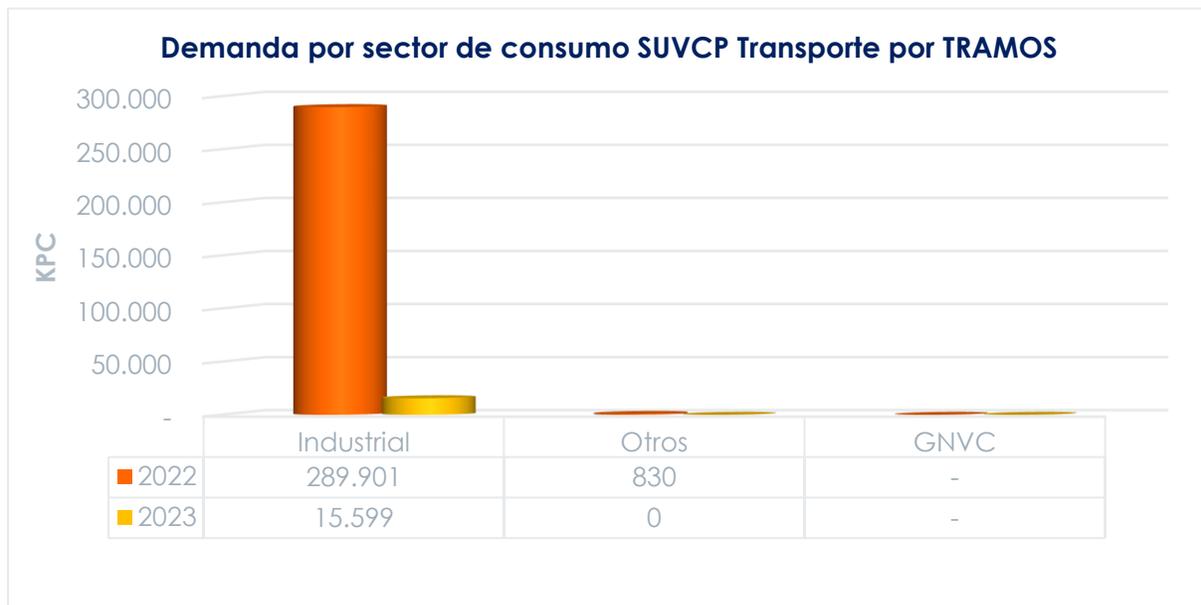
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar IV de 2023.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar IV de 2023, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para los sectores Industrial, Otros. El sector Industrial disminuyó en un 95% 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 gas⁸.
- **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 diaria⁹.

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:

⁸ 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.

⁹ 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 mes¹⁰.
- **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 2018¹¹.
- **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 2020¹².

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 junio-agosto 2023 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

¹⁰ 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.

¹¹ 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 (...)"

¹² 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	-	541,128	-	-	-538,582	-
Octubre	-	1,148,890	-	-	-547,524	-
Noviembre	-	757,609	-	-	-541,363	-

Fuente: Transportadores de gas natural

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
Transportador - Productor	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.
Transportador - Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 815,876 MBTU. En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el promedio se redujo en 1.54 %.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -542,489 MBTU. En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el promedio aumentó en 1.72 %.
Transportador - Transportador	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 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 Mercado¹³.

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

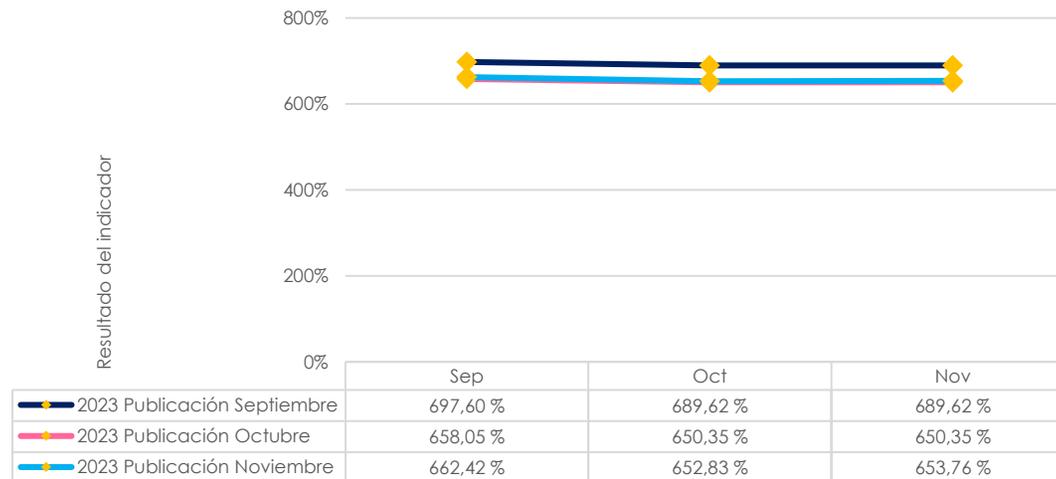
Periodicidad de publicación Anual, antes del proceso de negociación

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

Los valores del indicador para el periodo septiembre a noviembre de 2023, entre las publicaciones de septiembre y octubre, disminuyeron en promedio el 5.69% como consecuencia de un incremento de 5,200 MBTUD en la oferta comprometida en firme de octubre y noviembre, mientras que las variables PTDV aumentó en un promedio de 1,988 MBTUD de septiembre a noviembre.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de octubre y noviembre aumentaron en promedio el 0.52% como consecuencia de una disminución de 1,100 MBTUD en la oferta comprometida en firme de noviembre.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre a noviembre de 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 769,822 MBTUD

PTDV: 114,515 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.

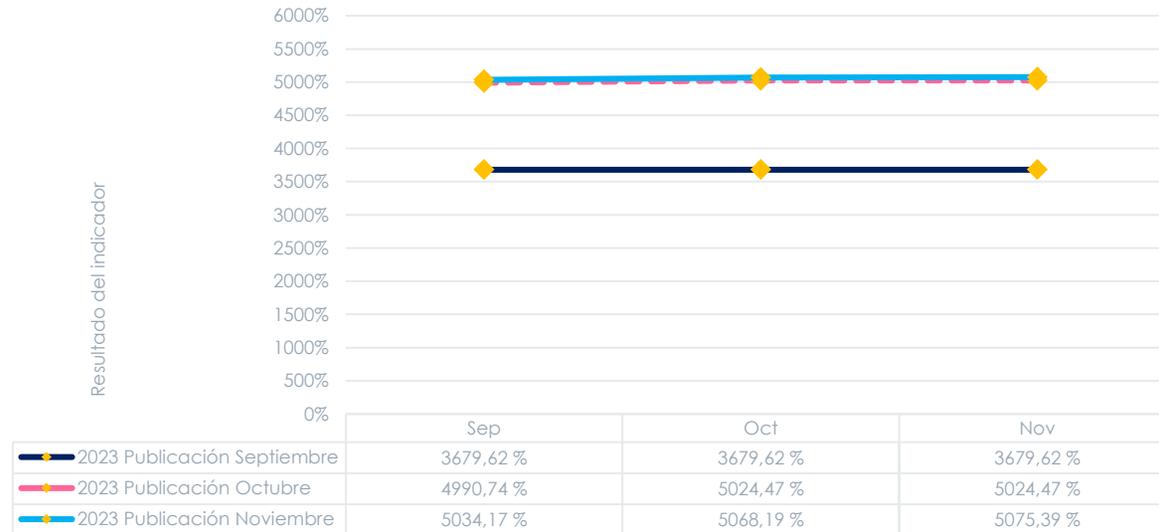
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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.

Los valores del indicador para el periodo **septiembre a noviembre de 2023**, entre las publicaciones de septiembre y octubre, aumentaron significativamente como consecuencia de un incremento de 5,200 MBTUD en la oferta comprometida en firme de octubre y noviembre. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de octubre y noviembre aumentaron como consecuencia de un incremento de 1,100 MBTUD en la oferta comprometida en firme de noviembre.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre a noviembre de 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 769,822 MBTUD
PTDVF: 17,215 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD

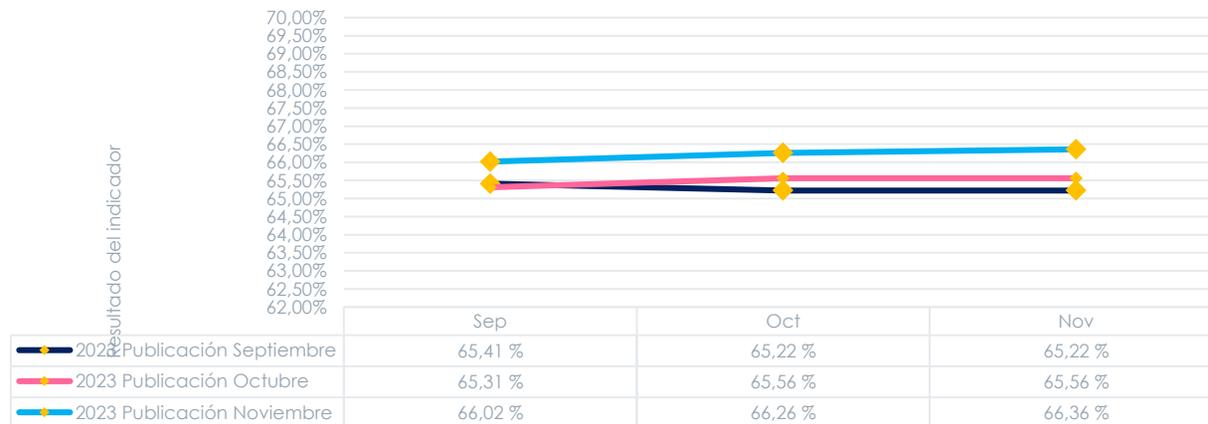
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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 2023, 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



INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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%.

Los valores del indicador para el periodo **septiembre a noviembre** de 2023, entre las publicaciones de septiembre y octubre, aumentaron en promedio el 0.30% como consecuencia de un incremento de 5,200 MBTUD en la oferta comprometida en firme de octubre y noviembre, mientras que la variable PP aumentó en promedio 3,510 MBTUD de septiembre a noviembre. Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de octubre y noviembre aumentaron en promedio el 1.13% como consecuencia de un incremento de 1,100 MBTUD en la oferta comprometida en firme de noviembre.

Los resultados del indicador evidencian que, para el trimestre analizado, en promedio el 65.71% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **septiembre a noviembre de 2023** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 769,822 MBTUD

PP: 1,173,877 MBTUD

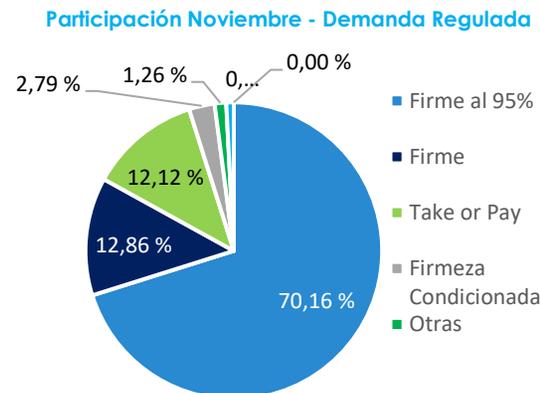
Nota: en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

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



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

La participación por modalidad contractual para **noviembre** fue la siguiente: Firme al 95% (70.16%), Firme (12.86%), ToP (12.12%), Firmeza Condicionada (2.79%), Otras (1.26%) y Con Interrupciones (0.82%).

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.

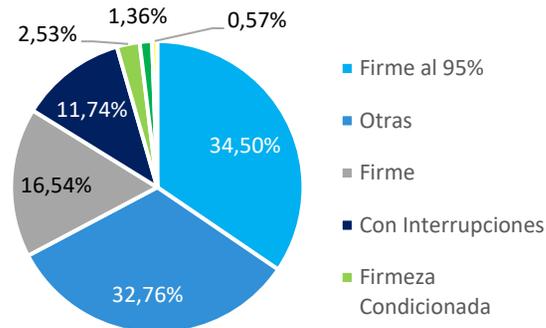
MP18

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

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Participación Noviembre - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de **noviembre** presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior aumentando: 1,200 MBTUD en la modalidad Firme, 760 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones y 4000 MBTUD en la modalidad de Opción de Compra; llegando a un total de 882.091 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada.

La participación por modalidad contractual para **noviembre** fue la siguiente: Firme al 95% (34.50%), Otras (32.76%), Firme (16.54%), Con Interrupciones (11.74%), Firmeza condicionada (2.53%), ToP (1.36%) y Opción de compra (0.57%).

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

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.