



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

MARZO A MAYO DE 2021

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

CONTENIDO

1

Destacados del trimestre

2

Información transaccional

3

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

4

Indicadores CREG del Mercado Primario

5

Observaciones

1

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, **se registraron en total 26 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

Las adjudicaciones en subastas UVCP crecieron un **46%** respecto al mismo trimestre del año anterior, para las rutas del SNT; el **98%** de las capacidades adjudicadas para tramos y el **89%** de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.

La contratación de suministro en el segundo trimestre del año gas, en cuanto a cantidades contratadas en el mercado primario y secundario, fue el 87.70% y el 12.29% del total de la contratación respectivamente.

En el mercado secundario se contrataron en total 7,237 MBTUD, por medio de 35 operaciones producto de la ejecución del mecanismo Úselo o Véndalo a Corto Plazo (SUVCP) a un precio que fluctuó entre 2.50 USD/MBTU y 3.60 USD/MBTU.

El cuanto a la aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, dada la presencia de congestión contractual en el tramo Mariquita – Gualanday, la totalidad de la capacidad disponible primaria – CDP, se asignó a la demanda regulada, dando aplicación a la resolución CREG 001 de 2021.

Los sectores con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte son el industrial con el 79%, gas natural vehicular con el 17% y generación térmica con el 4% de la demanda total.

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI), el total de gas adjudicado fue de 51,609 MBTUD, con 22 operaciones registradas y con precios que oscilaron entre 4.30 USD/MBTU y 5.28 USD/MBTU.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

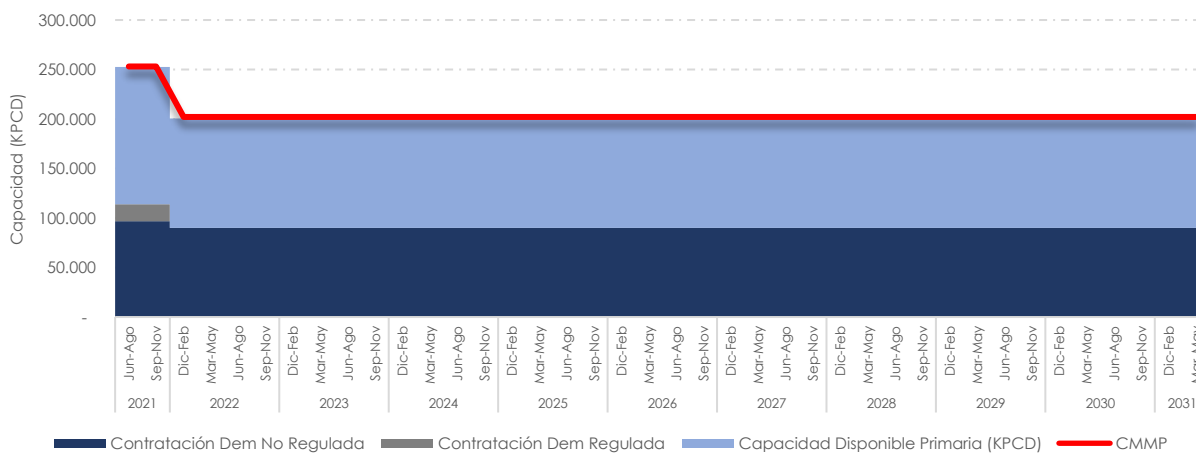
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación marzo-abril-mayo de 2021, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de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

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron veintiséis (26) contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales.

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

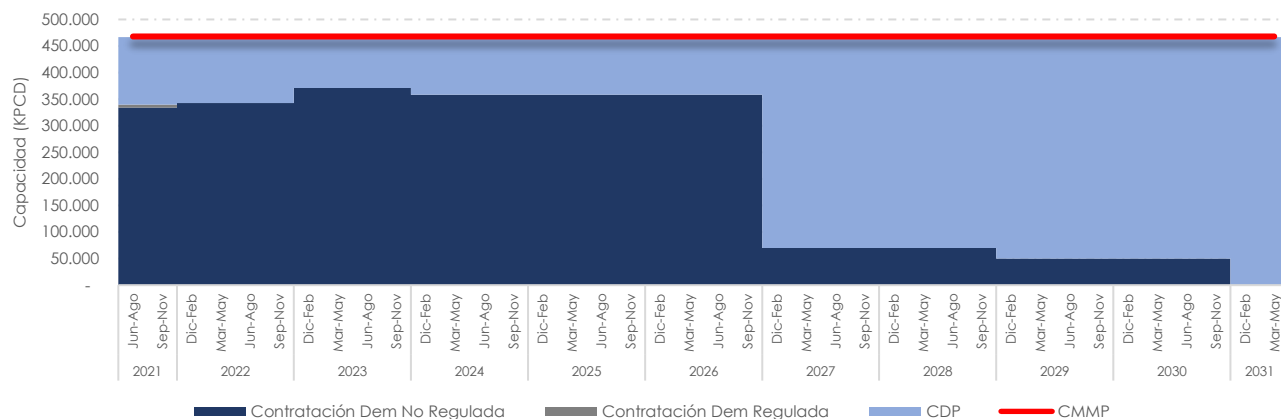
Ballena – La Mami



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP	138.583	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591	110.591
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	1.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre mar-may	0,72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	17.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	96.808	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Contratación en Firme	114.008	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Contratación con Interrupciones	124.530										
CMMP	253.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091	202.091
Contratos firme/CMMP	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%

Fuente: SEGAS

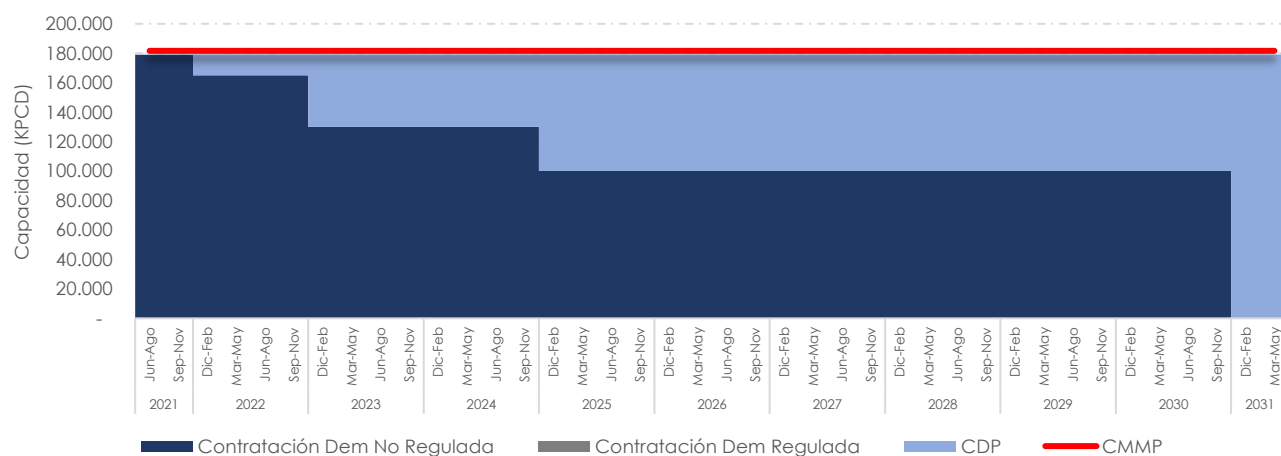
Barranquilla – La Mami



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	123.878	123.878	108.003	108.003	108.003	108.003	396.703	396.703	416.703	416.703	466.703
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	-	-	12.445	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0,00%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	6.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	334.025	342.825	371.145	358.700	358.700	358.700	70.000	70.000	50.000	50.000	-
Contratación en Firme	340.025	342.825	371.145	358.700	358.700	358.700	70.000	70.000	50.000	50.000	-
Conf. con Interrupciones	15.000										
CMMP	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003	468.003
Contratación firme/CMMP	73%	73%	79%	77%	77%	77%	15%	15%	11%	11%	0%

Fuente: SEGAS

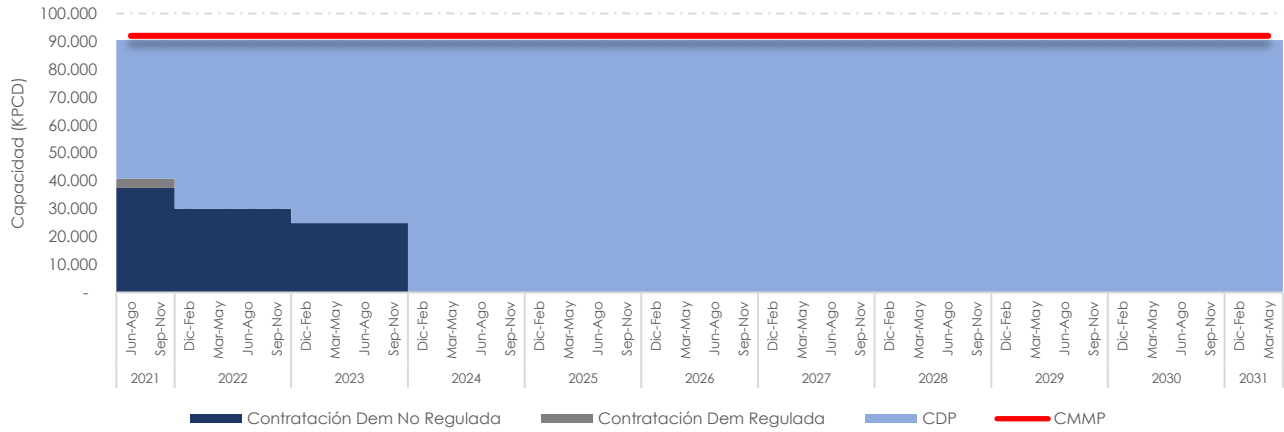
Jobo – Sincelejo



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	45	14,045	49,045	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	179,000	165,000	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
Contratación en Firme	179,000	165,000	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
Conf. con Interrupciones	9,598										
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	99%	91%	72%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%

Fuente: SEGAS

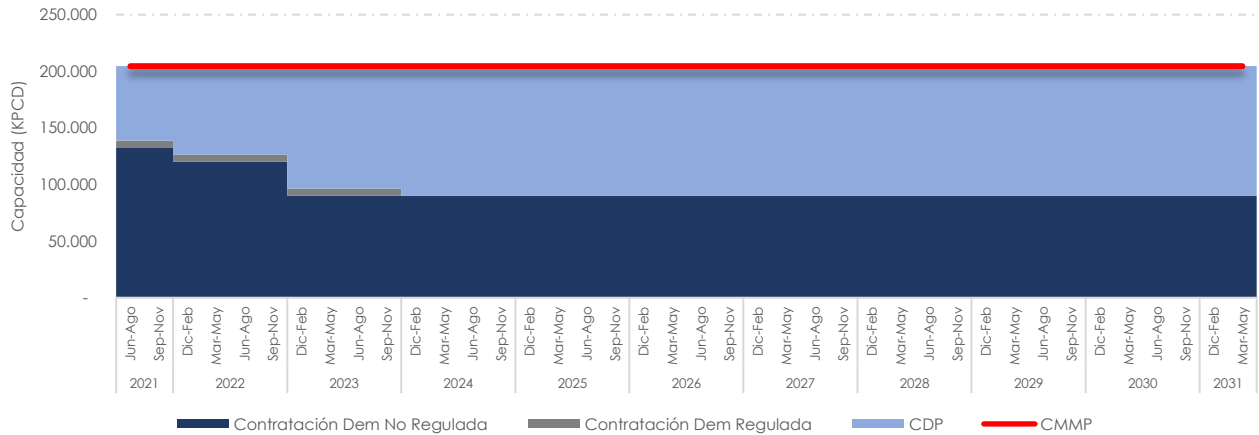
La Creciente – Sincelajo



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	52,750	60,475	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	-	-	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	3,225	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	37,526	30,025	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	40,751	30,025	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	39,907										
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	44%	33%	27%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS

Cartagena – Mamonal



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	68,779	78,079	108,079	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509	114,509
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	6,430	6,430	6,430	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	132,301	120,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Contratación en Firme	138,731	126,430	96,430	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Cont. con Interrupciones	61,732										
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	68%	62%	47%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%

Fuente: SEGAS

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 marzo-abril-mayo, 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

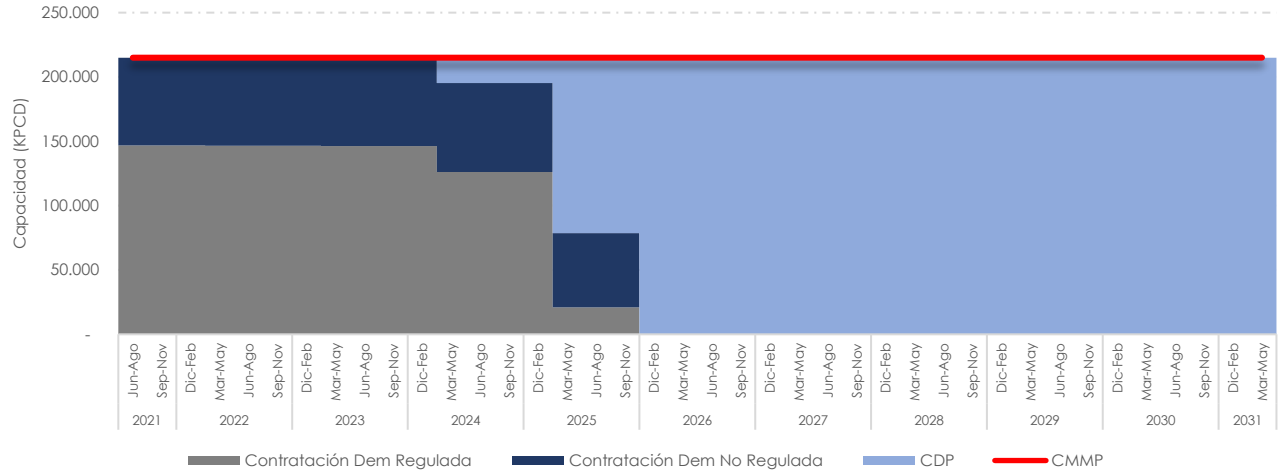
Cusiana – El Porvenir



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	14,047	14,017	14,140	14,139	32,653	279,163	283,396	283,391	283,388	282,385	283,385
Contratación Trim MR(2)	173	721	721	721	614	614	351	351	351	351	351
Contratación Trim MNR(2)	1,040	3,183	1,988	88	88	88	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8.64%	27.85%	19.16%	5.72%	2.15%	0.25%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%
Contratación en Firme MR(3)	277,518	279,055	278,814	278,571	283,134	144,918	144,659	144,662	144,667	144,670	144,670
Contratación en Firme MNR(3)	167,362	169,616	168,862	166,837	142,594	35,088	30,000	30,002	30,002	31,000	30,000
Contratación en Firme	444,880	448,671	447,676	445,408	425,728	180,006	174,659	174,664	174,669	175,670	174,670
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600	467,600
Contratación firme/CMMP	95%	96%	96%	95%	91%	38%	37%	37%	37%	38%	37%

Fuente: SEGAS

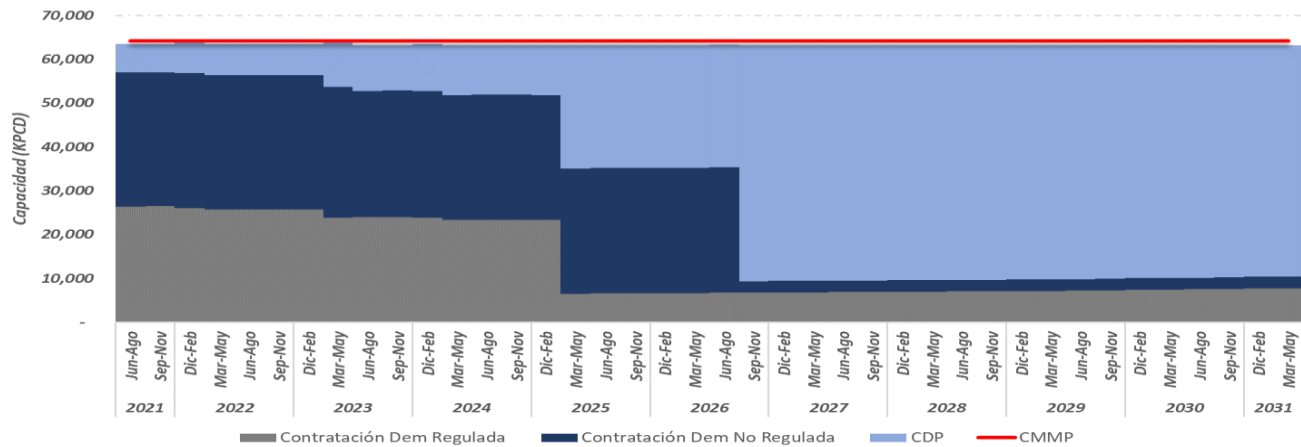
Cogua – Sabana



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	-	-	-	-	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	146,698	146,691	146,495	146,291	126,127	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	68,347	68,615	68,823	69,196	69,196	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,045	215,306	215,318	215,487	195,323	-	-	-	-	-	-
Conf. 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%	100%	100%	100%	91%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS

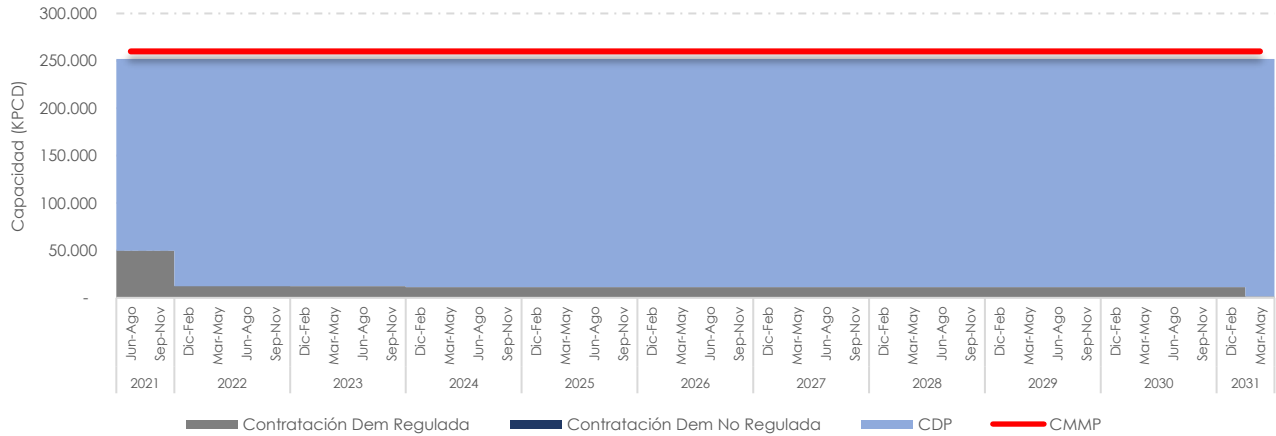
Cusiana – Apiay



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	6,523	7,137	7,137	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,730
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0.69%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Contratación en Firme MR(3)	26,445	26,094	25,648	23,855	23,313	6,783	6,931	7,086	7,207	7,536	7,745
Contratación en Firme MNR(3)	30,544	30,682	30,682	28,858	28,537	28,559	2,582	2,606	2,667	2,667	2,684
Contratación en Firme	56,989	56,776	56,330	52,713	51,850	35,342	9,513	9,692	9,874	10,203	10,429
Conf. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
Contratación firme/CMMP	89%	88%	88%	82%	81%	55%	15%	15%	15%	16%	16%

Fuente: SEGAS

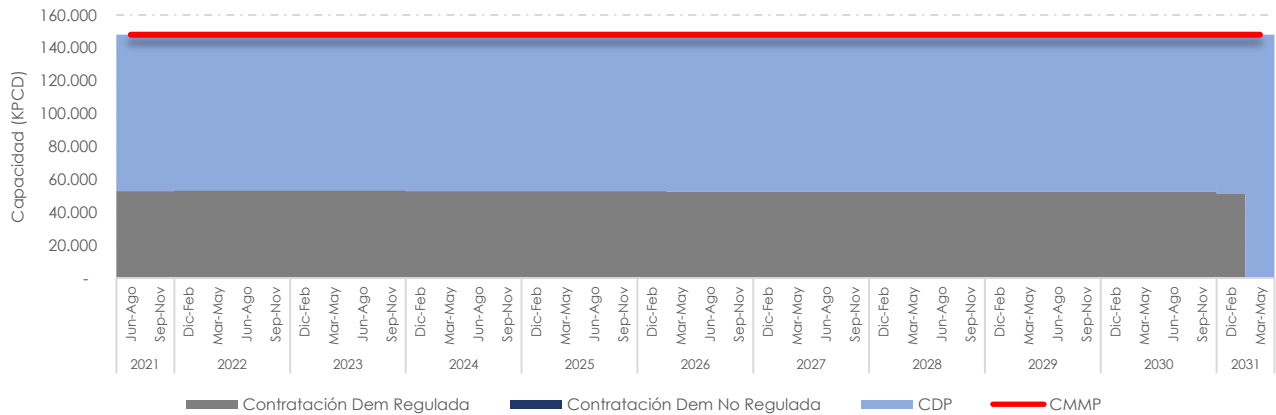
Ballena - Barrancabermeja



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	202,268	239,640	239,803	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600
Contratación Trim MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	49,532	12,160	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
Contratación en Firme MNR(3)	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	49,732	12,360	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
Cont. con Interrupciones	15,000										
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	19%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

Fuente: SEGAS

Armenia - Cali



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	95,000	95,000	94,920	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400
Contratación Trim MR(2)	-	88	88	88	88	88	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	-	88	88	88	88	88	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Contratación en Firme MR(3)	52,600	52,688	52,688	52,688	52,688	52,688	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600
Contratación en Firme MNR(3)	350	488	568	88	88	88	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,950	53,176	53,256	52,776	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600
Cont. con Interrupciones	-										
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%	36%	36%	36%	35%

Fuente: SEGAS

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

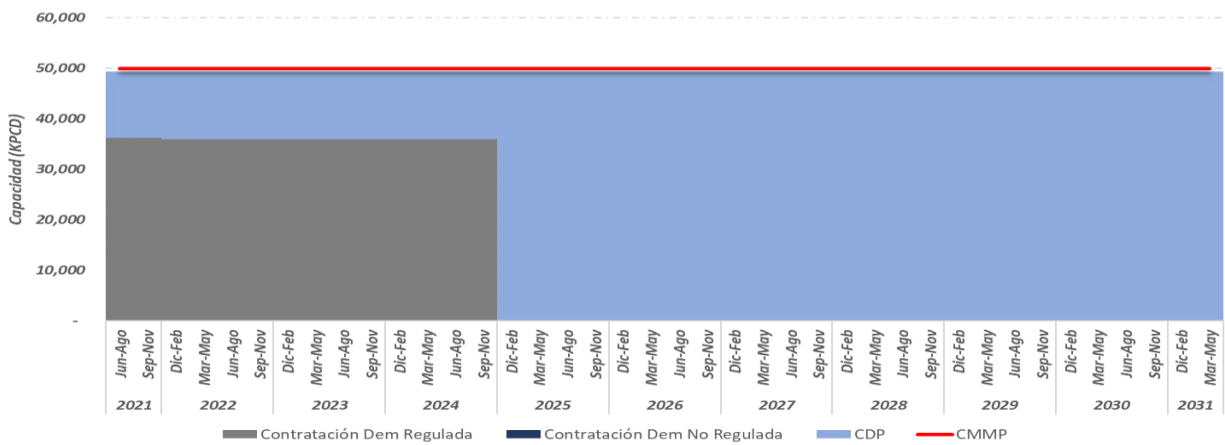
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre marzo-abril-mayo, 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 Promioriente

Gibraltar - Bucaramanga



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	13,124	13,398	13,398	13,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398
Contratación Trim MR(2)	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Contratación en Firme MR(3)	36,274	36,000	36,000	36,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	36,274	36,000	36,000	36,000	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920
Contratación firme/CMMP	73%	72%	72%	72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS

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

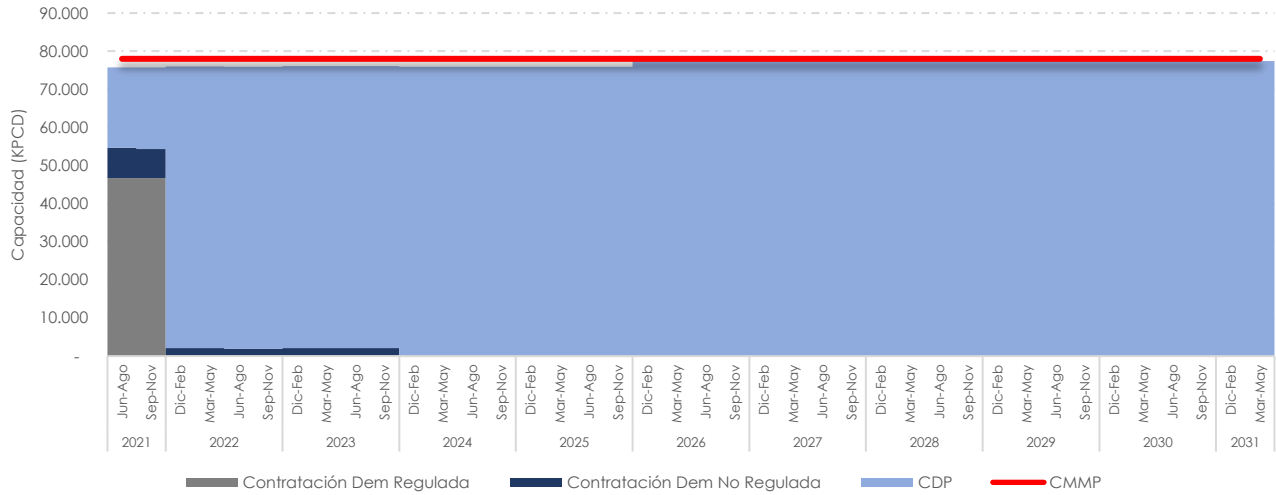
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre marzo-abril-mayo, 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 Transmetano

Sebastopol - Medellín



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	21,627	74,131	74,219	75,932	75,932	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MR(2)	180	180	180	180	180	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	2.6%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Contratación en Firme MR(3)	55,775	3,271	3,183	1,470	180	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	8,023	1,896	1,895	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	63,798	5,167	5,078	1,470	180	-	-	-	-	-	-
Conf. con Interrupciones	1,800										
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMP	82%	7%	7%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS

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

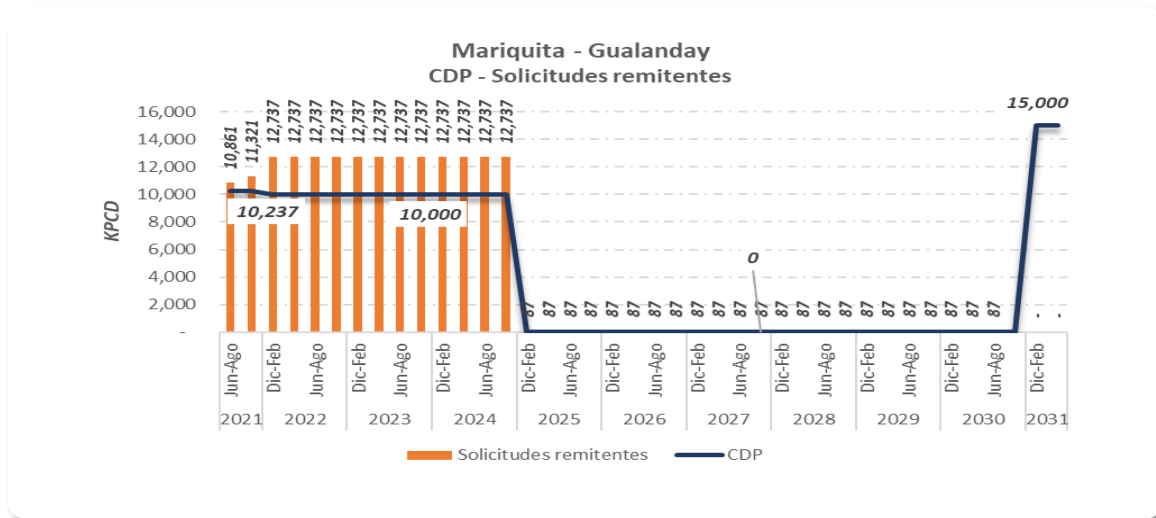
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre marzo-abril-mayo, para los mercados regulado y no regulado.

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

2.1.5 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos por la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación marzo – abril – mayo de 2021 se presentó congestión contractual¹ en el tramo Mariquita – Gualanday, desde el trimestre junio-agosto de 2021 hasta el trimestre septiembre - noviembre de 2024, como se muestra a continuación:

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.



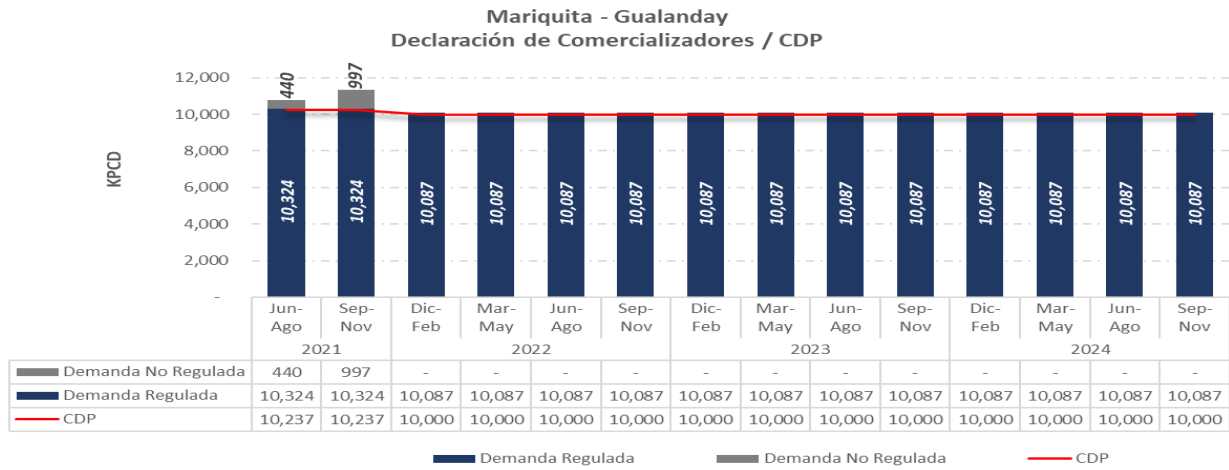
Fuente: SEGAS

Para este tramo, se declararon solicitudes de capacidad por parte de cinco remitentes. Cuatro comercializadores y un usuario no regulado. En el trimestre junio - agosto de 2021 las solicitudes de capacidad en firme de los remitentes fueron de 10,861 Kpcd, superando la CDP que fue de 10,237. De igual manera, en el trimestre septiembre - noviembre de 2021 las solicitudes de capacidad ascendieron a 11,321 Kpcd, superando la CDP (10,237 Kpcd). Para los trimestres comprendidos entre diciembre de 2021 y noviembre de 2024 las capacidades solicitadas por los remitentes fueron de 12,737 Kpcd, superando nuevamente la CDP en todos los trimestres, que fue de 10,000 Kpcd en todo el periodo.

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 29 de marzo 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 con solicitudes de capacidad en el tramo con congestión contractual informaron el tipo de demanda a atender con el requerimiento de la capacidad (demanda regulada o no regulada).

De esta manera, dos comercializadores declararon que las capacidades solicitadas eran para la atención de la demanda regulada y los dos restantes declararon solicitudes para la atención de demanda no regulada. En la gráfica se muestra el resultado agregado de la declaración de los cuatro comercializadores:



Fuente: SEGAS

Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, la totalidad de la CDP se asignó para los comercializadores que atienden a la demanda regulada. Como se muestra en la gráfica, en todos los trimestres con congestión contractual, las solicitudes de capacidad para la atención de la demanda regulada fueron mayores a la capacidad disponible en el tramo.

Posteriormente, una vez realizado el proceso de registro de los contratos resultantes de la asignación para la demanda regulada, el pasado 16 de abril 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)
MARIQUITA-GUALANDAY	2021	Jun-Ago	10,237	10,237	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2021	Sep-Nov	10,237	10,237	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2022	Dic-Feb	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2022	Mar-May	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2022	Jun-Ago	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2022	Sep-Nov	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2023	Dic-Feb	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2023	Mar-May	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2023	Jun-Ago	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2023	Sep-Nov	10,000	10,000	0

Tramo	Año	Trimestre	CDP (KPCD)	Capacidad Asignada Mercado Regulado (KPCD)	CDP – Remanente (KPCD)
MARIQUITA-GUALANDAY	2024	Dic-Feb	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2024	Mar-May	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2024	Jun-Ago	10,000	10,000	0
MARIQUITA-GUALANDAY	2024	Sep-Nov	10,000	10,000	0

Fuente: SEGAS

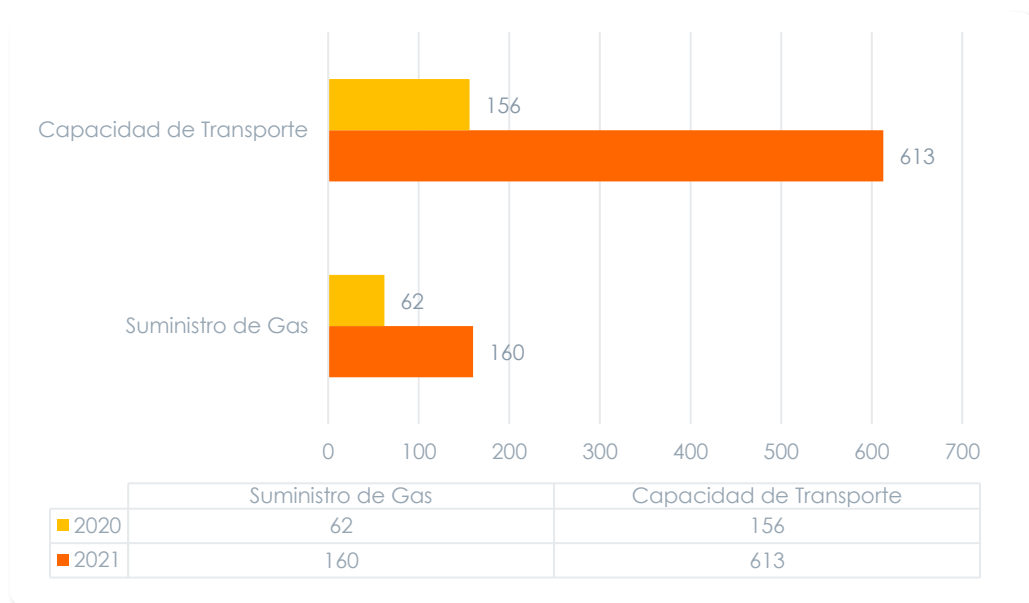
De acuerdo con lo anterior, dado que la totalidad de la Capacidad Disponible Primaria fue asignada para el mercado regulado, no se presentaron disponibilidades para la asignación a la demanda no regulada y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 001 de 2021.

2.1 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario en el II trimestre de 2021.

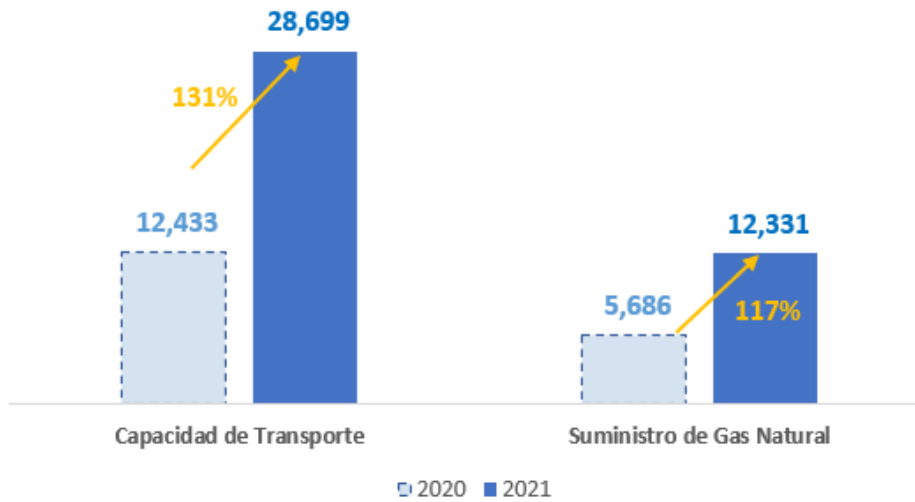
Transporte

Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Primario II Trimestre (2021 vs. 2020)



Fuente: SEGAS

Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Primario II Trimestre (2021 vs. 2020)

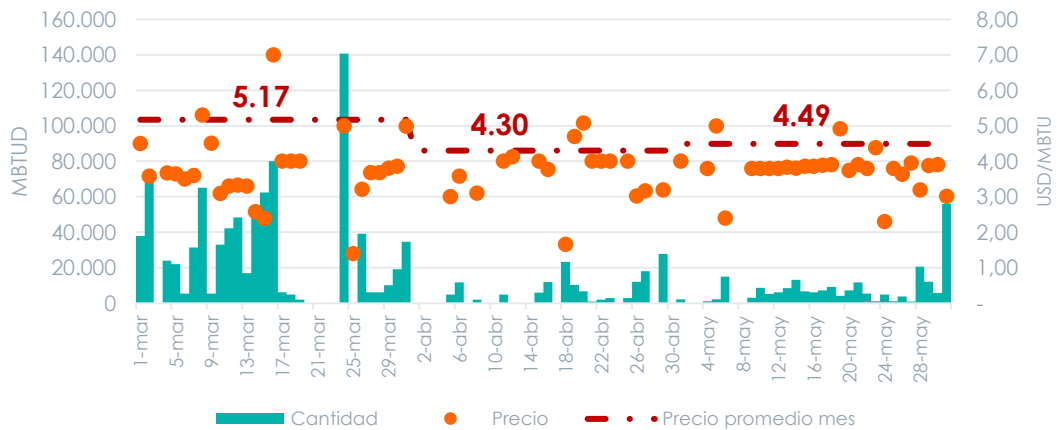


Fuente: SEGAS

Se observa un crecimiento importante, tanto del número de operaciones, como de la cantidad transada, especialmente para capacidad de transporte.

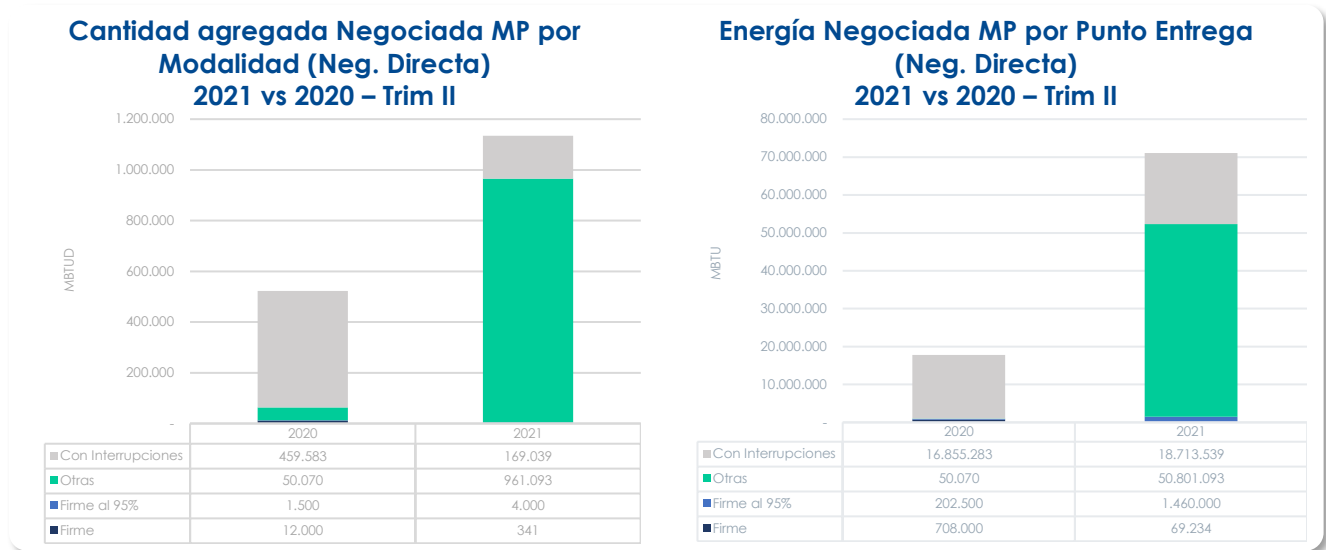
Suministro

Cantidades y Precios Promedio Ponderados de Negociación 2021 – Trim. II



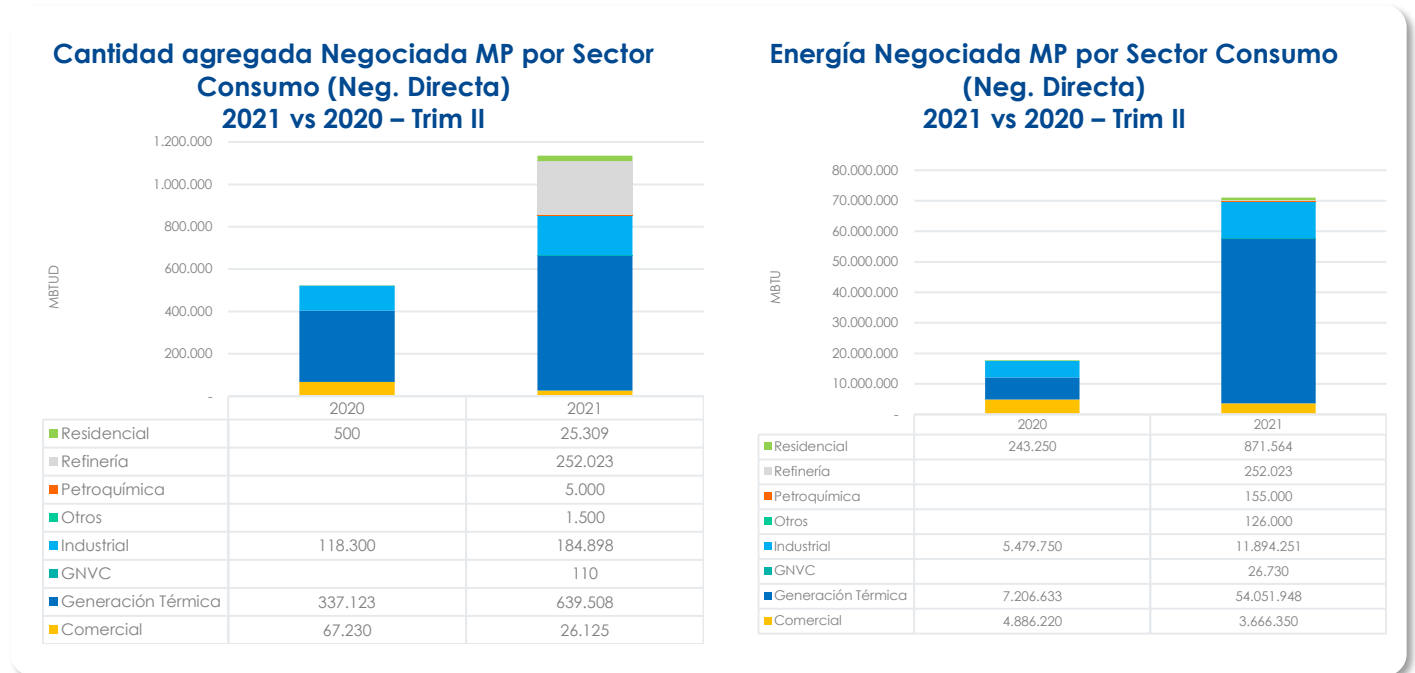
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas de forma directa por modalidad contractual para el II trimestre de los años 2020 y 2021². Se destaca el importante aumento de cantidades y energía negociada de la modalidad "OTRAS"³, en este trimestre del año 2021.



Fuente: SEGAS

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 de Generación Térmica e industria.



Fuente: SEGAS

² La energía se calcula como la relación de la cantidad pactada y la duración del contrato.

³ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 19).

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre II

Punto Entrega	2021	2020
AGUAS BLANCAS	\$ 2.00	\$ 2.25
ARRECIFE	ND	NA
BALLENA	\$ 4.23	\$ 4.97
BARRANQUILLA	NA	\$ 3.96
BLOQUE VIM 5	ND	NA
BREMEN JOBO	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 4.56	ND
CARMENTEA	\$ 4.00	NA
CARTAGENA	\$ 5.40	\$ 3.34
CERRO GORDO	ND	NA
CORRALES	\$ 4.60	NA
CUPIAGUA	NA	\$ 2.42
CUSIANA	ND	\$ 2.42
FLOREÑA	\$ 3.74	ND
GUADUAS	NA	ND
HOCOL	\$ 3.83	\$ 3.86
JOBO	\$ 3.83	NA
LA MAMI	\$ 4.93	\$ 5.12
MAMONAL	\$ 6.16	\$ 5.75
RAMIRIQUÍ	ND	NA
SINCELEJO	\$ 4.10	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 \$2.00 y \$6.20 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre II

Modalidad	2020	2021
Con Interrupciones	\$ 3.72	\$ 3.79
Firme	ND	\$ 2.75
Firme al 95%	\$ 3.52	\$ 4.60
Otras	\$ 5.60	\$ 5.20

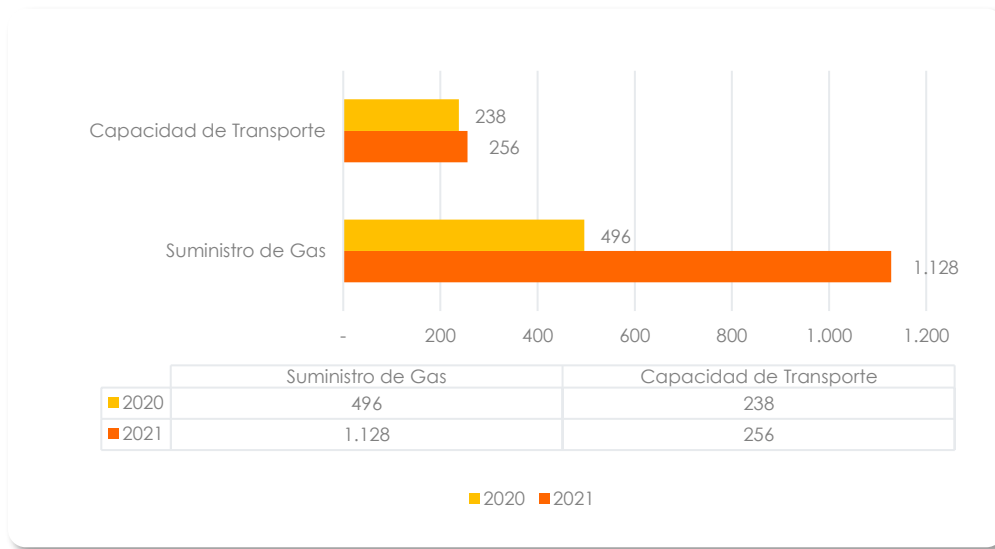
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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 II trimestre de 2021.

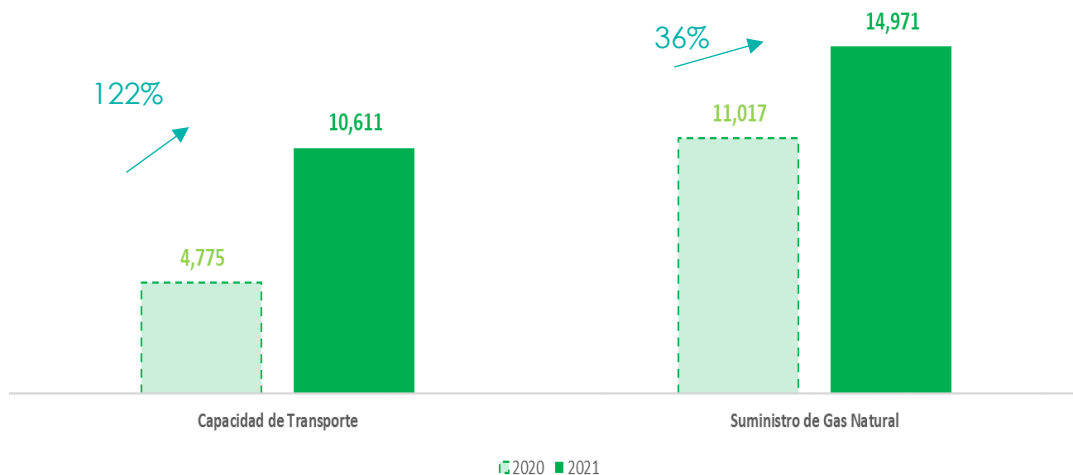
Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Secundario II Trimestre (2021 vs. 2020)



Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se presentan las cantidades promedio diarias negociadas en el mercado secundario.

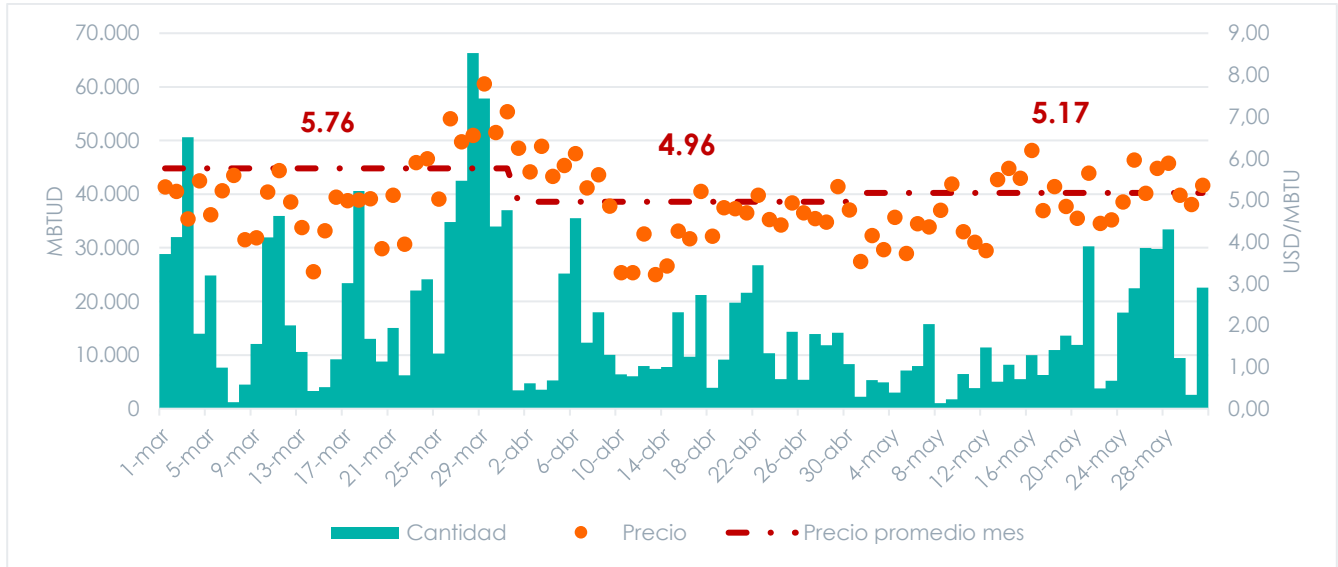
Cantidades en Promedio Diario Negociados Mercado Secundario Trim. II (2021 vs. 2020)



Fuente: SEGAS

Suministro

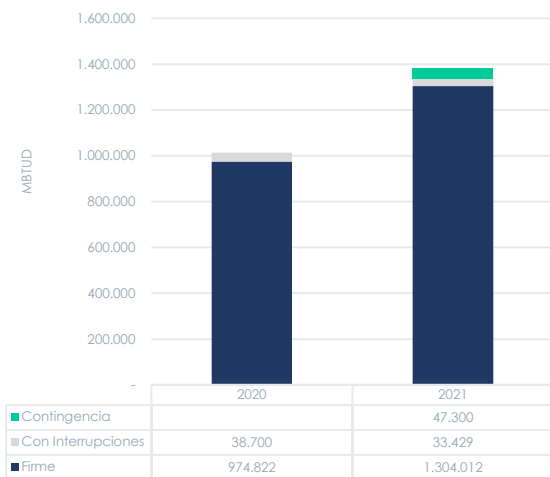
Cantidades y precios promedio ponderados por cantidad negociados en diariamente en el mercado secundario de suministro II trimestre de 2021.



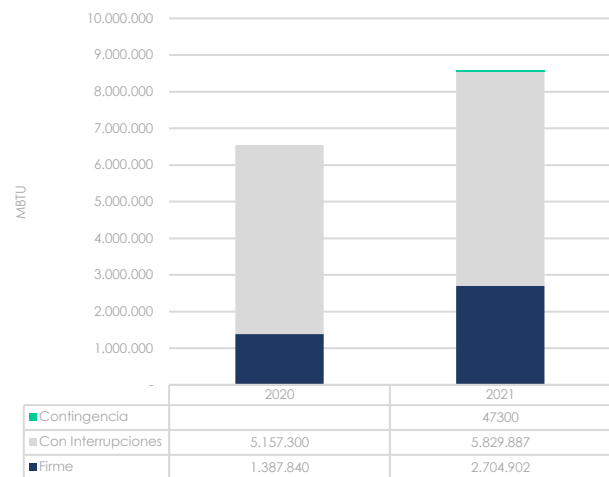
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas por modalidad contractual para el II trimestre de los años 2020 y 2021. Se destaca las grandes cantidades de energía negociadas en la modalidad “Con interrupciones”.

Cantidad agregada Negociada MS por Modalidad (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim II



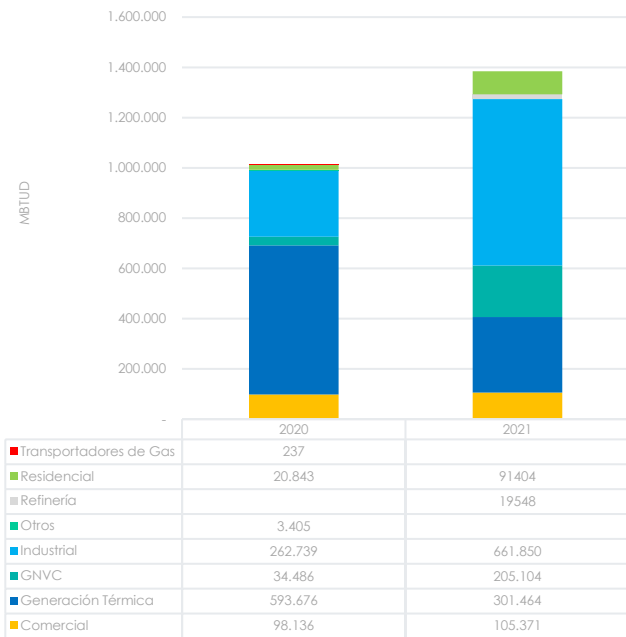
Energía Negociada MS por Modalidad (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim II



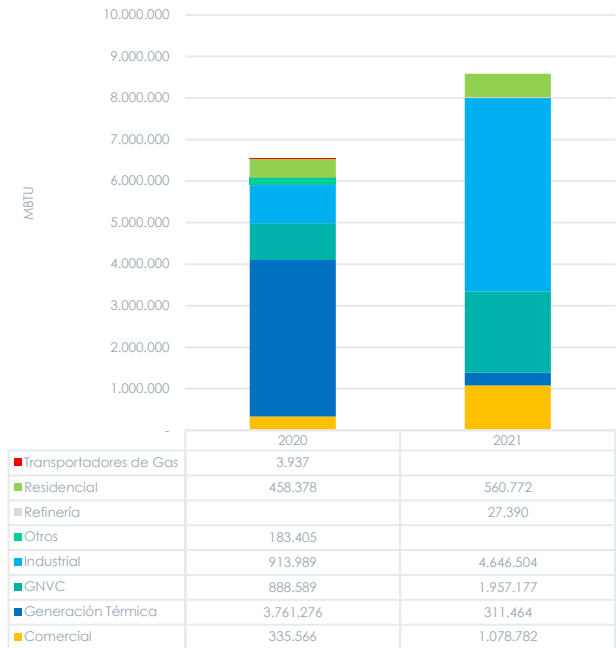
Fuente: SEGAS

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 del sector industrial.

Cantidad agregada Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim II



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim II



Fuente: SEGAS

Precios del mercado secundario

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

Punto Entrega	2021
CUSIANA	3.95
TUCURINCA	5.67
BALLENA	6.51
MAMONAL	5.55
BARRANCABERMEJA	5.83
JOBO	4.74
EL DIFICIL	7.86
BULLERENGUE	5.82
AGUAS BLANCAS	2.43
Otros	8.22

Fuente: SEGAS

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

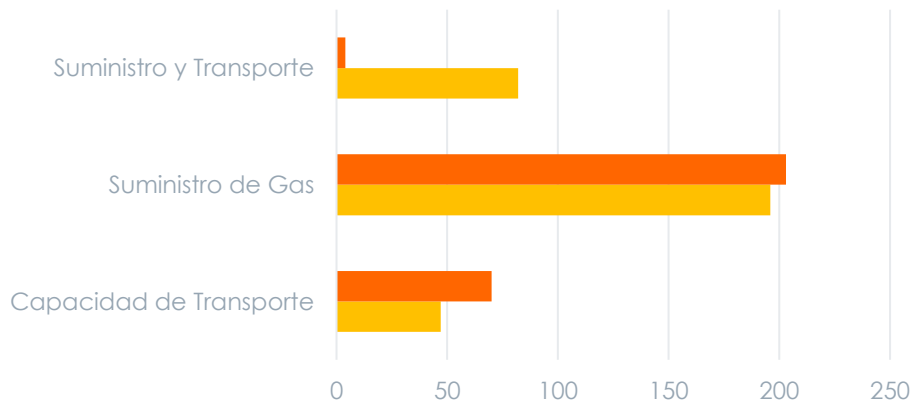
Modalidad	2021
Con Interrupciones	\$ 3.34
Contingencia	\$ 6.51
Firme	\$ 5.37

Fuente: SEGAS

2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del II trimestre de 2021 con respecto al mismo periodo de 2020, se observa aumento en el número de operaciones como en los productos suministro y capacidad de transporte. En el producto integrado de suministro y capacidad de transporte se nota una reducción.

Número de negociaciones por producto OTMM



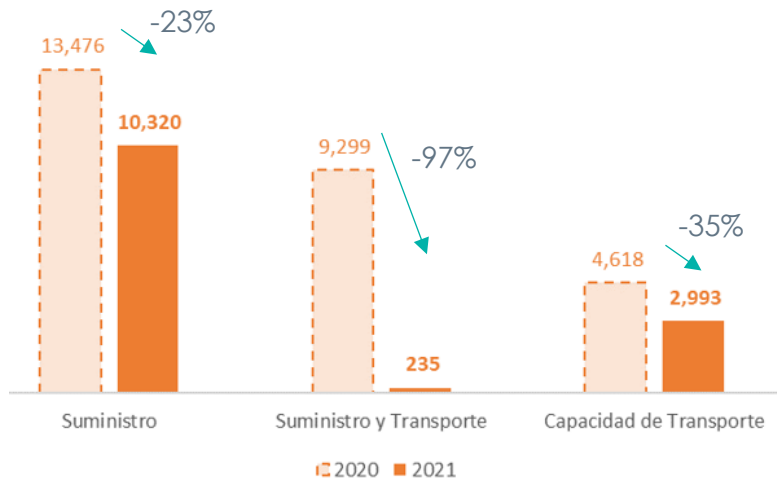
	Capacidad de Transporte	Suministro de Gas	Suministro y Transporte
■ 2021	70	203	4
■ 2020	47	196	82

Fuente: SEGAS

Cantidades en promedio diario negociadas.

Para el II trimestre de 2021 disminuyeron las cantidades negociadas promedio de los productos suministro, suministro / transporte y capacidad de transporte en comparación del mismo periodo del año 2020 como se observa a continuación:

**Cantidades en Promedio Diario Negociadas OTMM
Trim II (2020 vs. 2021)**



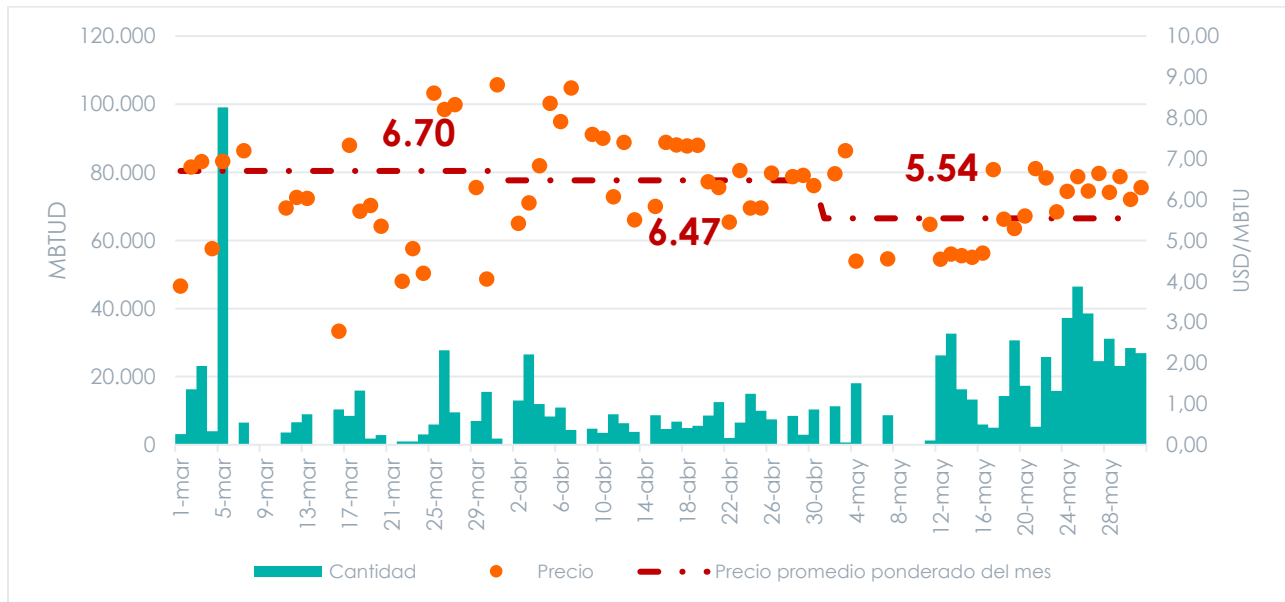
Fuente: SEGAS

Suministro - OTMM

La siguiente sección considera de forma agregada para el suministro, los productos suministro y el componente de suministro del producto "suministro y transporte" de gas natural de los contratos registrado por los comercializadores con los usuarios no regulados.

a. Cantidades y precios promedios

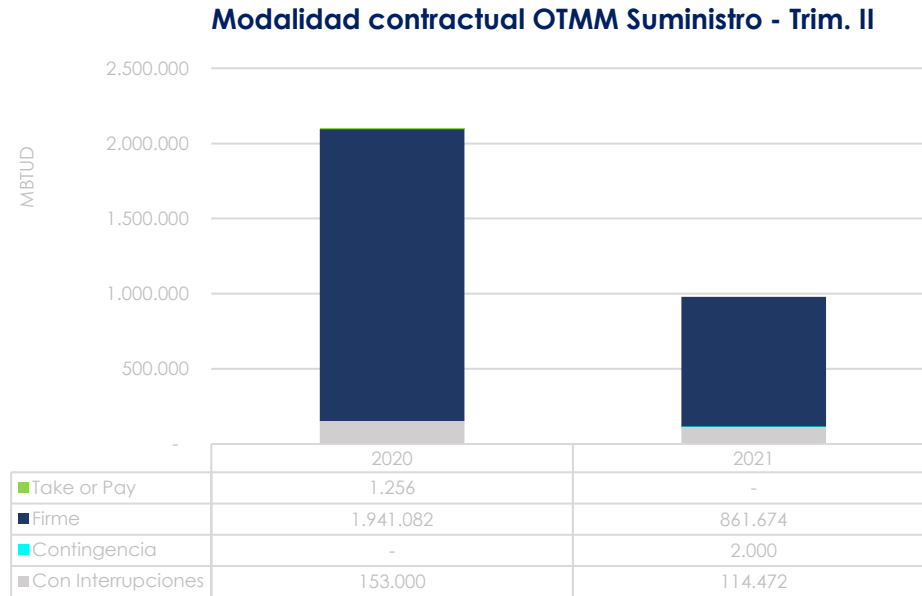
**Cantidades y precios promedios ponderados por cantidades negociadas
diariamente en OTMM
II trimestre de 2021.**



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el II trimestre de 2021 se presenta la disminución de cantidad de suministro registrada, en comparación con el mismo periodo del año 2020. No se registraron contratos bajo la modalidad Take or Pay y disminuyeron las negociaciones bajo la modalidad Firme y con interrupciones.



Fuente: SEGAS

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM – Suministro – II trimestre 2021

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 6.29
Contingencia	ND
Firme	\$ 6.05

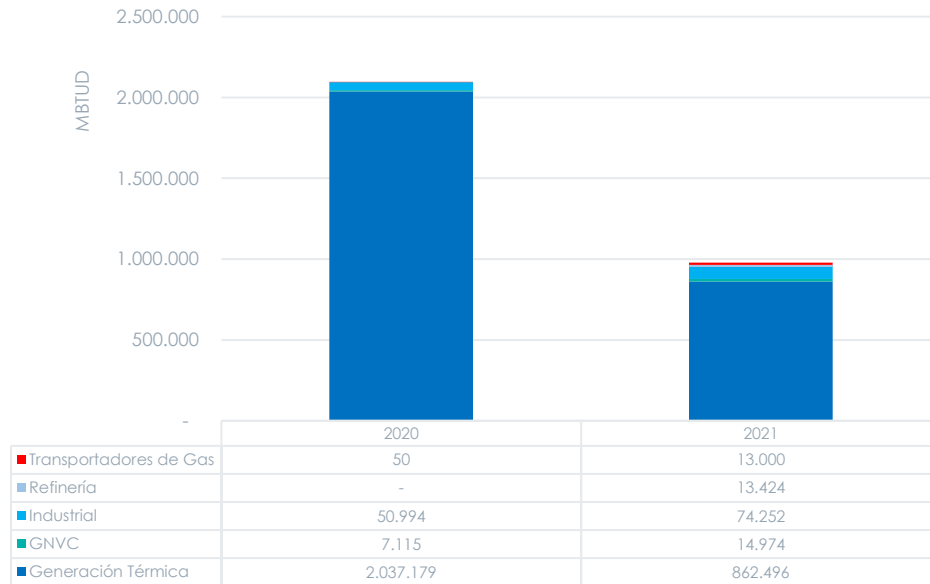
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Suministro

La siguiente tabla presenta la cantidad de suministro registrado por sector de consumo en OTMM del II trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo periodo del año 2020. En general se observa una disminución de las cantidades negociadas para el trimestre de 2021.

Sector de consumo OTMM Suministro - Trim. II



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 II de 2021 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo
OTMM – Suministro –II trimestre 2021**

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 6.01
GNVC	\$ 7.42
Industrial	\$ 7.07
Refinería	\$ 4.46
Transportadores de Gas	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

La siguiente sección contiene para las negociaciones de capacidad de transporte, los productos transporte y suministro / transporte de gas natural de Otras Transacciones del Mercado Mayorista.

a. Cantidades y precios

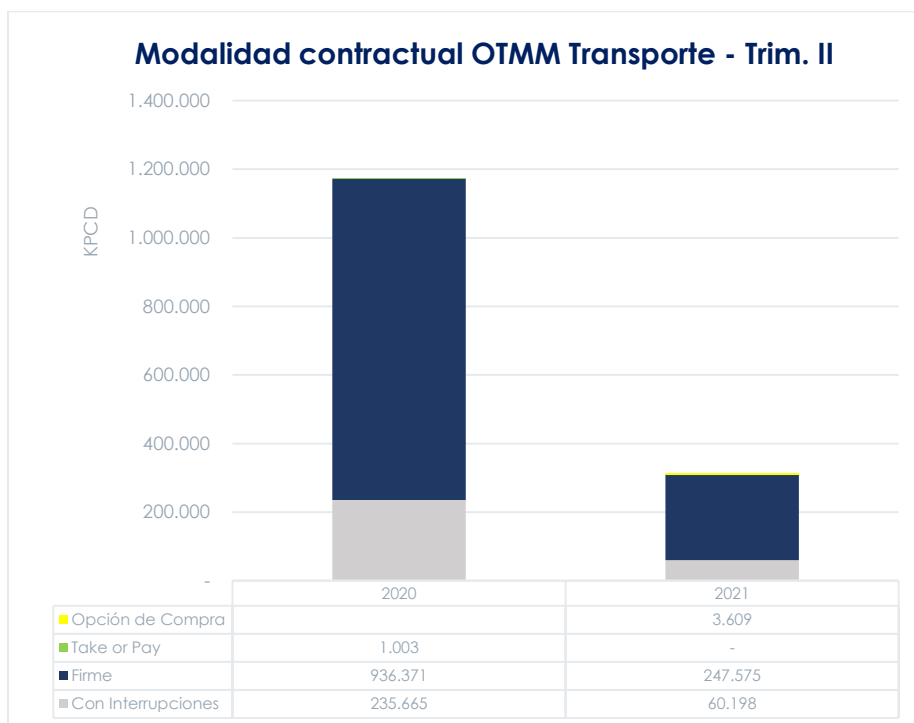
**Capacidades y precios promedio ponderados por capacidades negociadas diariamente en OTMM
II trimestre 2021**



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el II trimestre de 2021, disminuye la capacidad de transporte registrada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2020, se observa una disminución en el registro de contratos bajo las modalidades contractuales Firme y con Interrupciones.



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por capacidades estimados por modalidad y registrados durante el II trimestre de 2021:

Precio Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM – Capacidad de Transporte – II Trimestre 2021

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/KPCD)
Con Interrupciones	\$ 1.41
Firme	\$ 1.37
Opción de Compra	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Precios registrados por rutas – II trimestre 2021

A continuación, se presenta los precios de negociación promedio ponderados por capacidades estimados por ruta y registrados durante el trimestre:

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Ruta OTMM – Capacidad de Transporte – II trimestre 2021

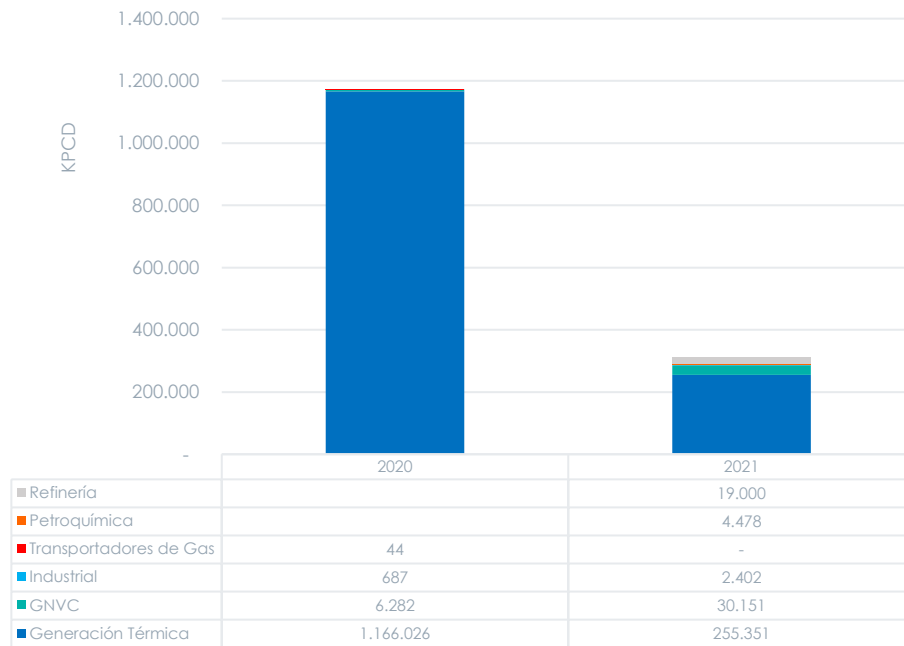
Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPDC)
BALLENA - ARMENIA	ND
BALLENA - BARRANCABERMEJA	0.66
BALLENA - BARRANQUILLA	ND
BALLENA - LA BELLEZA	ND
BALLENA - LA MAMI	0.96
BALLENA - PEREIRA	ND
BALLENA - YUMBO/CALI	ND
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	1.05
BUENOS AIRES - IBAGUE	0.27
CARTAGENA - MAMONAL	ND
CHICORAL - FLANDES	0.60
CUSIANA - BARRANCABERMEJA	0.52
CUSIANA - LA BELLEZA	ND
CUSIANA - NEIVA	4.24
CUSIANA - SABANA_F	1.80
CUSIANA - SEBASTOPOL	1.42
CUSIANA - USME	1.92
CUSIANA - VASCONIA	1.59
CUSIANA - YUMBO/CALI	ND
GIBRALTAR - BARRANCABERMEJA	ND
JOBO - BARRANQUILLA	ND
JOBO - CARTAGENA	1.59
LA BELLEZA - VASCONIA	0.65
SEBASTOPOL - MEDELLIN	0.73
SINCELEJO - CARTAGENA	ND
VASCONIA - ARMENIA	2.15
VASCONIA - BARRANCABERMEJA	0.49
VASCONIA - PEREIRA	ND
VASCONIA - SEBASTOPOL	0.19

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

Sector de consumo OTMM Transporte - Trim. II



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 en 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, este trimestre estándar se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 2 Subastas 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.

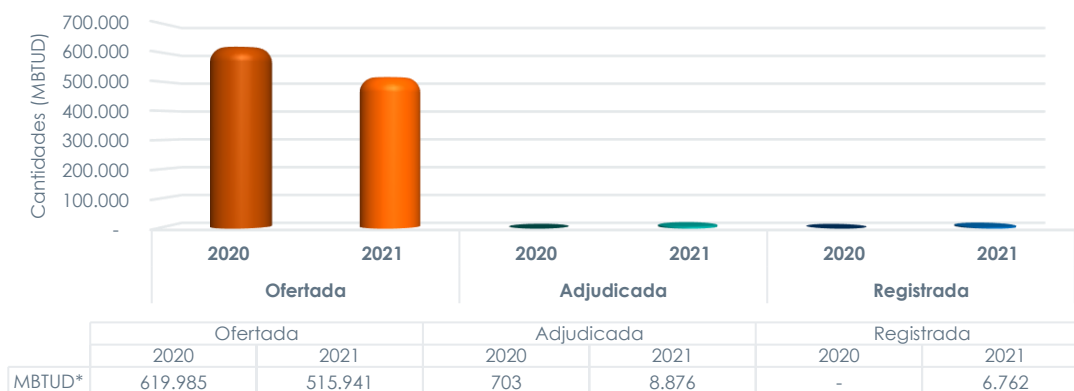
Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, con un producto de contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realizará una comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP - suministro para el II trimestre de 2020 vs 2021⁵.

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.

Cantidad total ofertada, adjudicada y registrada de gas natural SUVCP - Suministro



Fuente: SEGAS

Puntos de entrega	Cantidad ofertada (MBTUD)		Cantidad adjudicada (MBTUD)		Cantidad registrada (MBTUD)	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Ballena	14,450	6,158	-	-	-	-
Bullerengue	-	681	-	-	-	-
Cupiagua	-	164,779	-	1,135	-	1,096
Cusiana	67,188	338,836	703	7,741	-	5,666
Floreña	75,266	4,335	-	-	-	-
Sardinata	-	1,152	-	-	-	-
Otros puntos de entrega*	463,081	-	-	-	-	-
TOTAL	619,985	515,941	703	8,876	-	6,762

Fuente: SEGAS

(*): Los otros puntos de entrega para el trimestre II de 2020 fueron: Bloque Esperanza (Campo Mayor), Bloque Esperanza (Pruebas Extensas) y Bloque VIM 5, para los cuales se ofertaron 11,000 MBTUD, 247,660 MBTUD y 204,421 MBTUD respectivamente.

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.

N° de vendedores y compradores SUVCP Suministro

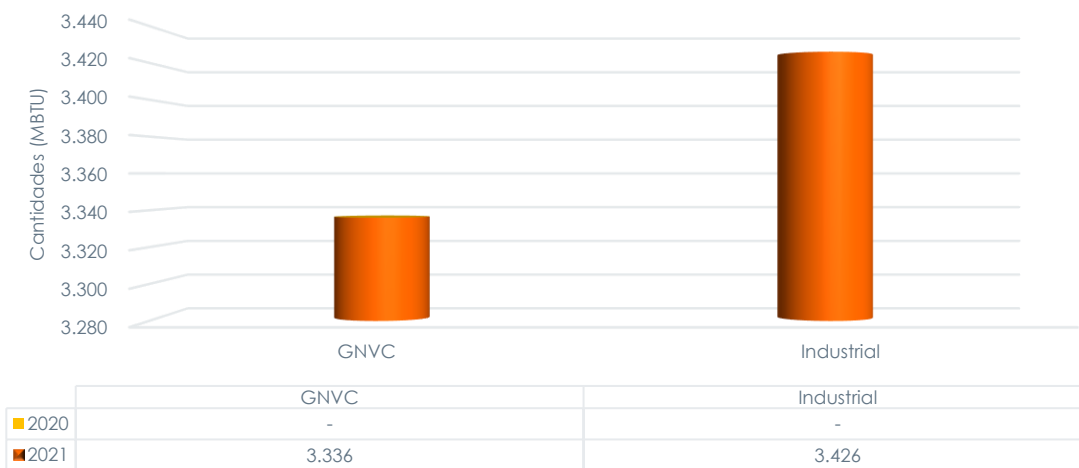


Fuente: SEGAS

b) Demanda por sector de consumo SUVCP - Suministro

Las negociaciones en la SUVCP - Suministro en el II trimestre de 2021 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores GNVC e industrial. Para el mismo periodo del año anterior no se presentaron registros de estas operaciones.

Demanda por Sector de Consumo SUVCP Suministro



Fuente: SEGAS

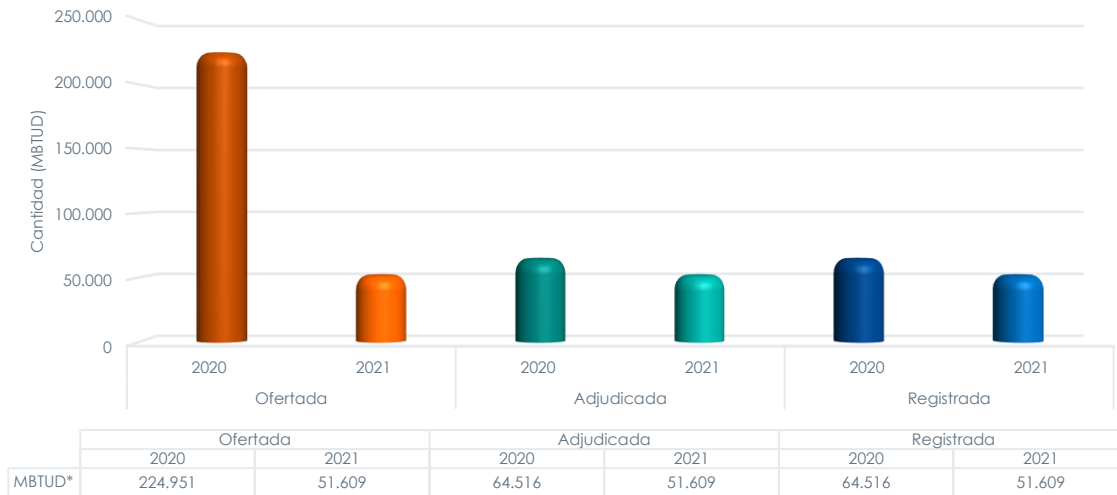
3.1.1. Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI).

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. Normativa aplicable: Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el II trimestre de 2020 vs 2021.⁶

Cantidad total ofertada, adjudicada y registrada de gas natural SSCI



Fuente: SEGAS

a) Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el II trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior. Cabe resaltar que, para ambos periodos la oferta fue realizada para los mismos puntos.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	27,000	8,600
Chuchupa	25,727	2,815
Cupiagua	69,176	6,393
Cusiana	103,048	33,801
Total (MBTUD)	224,951	51,609

Fuente: SEGAS

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

b) Cantidades adjudicadas SSCI

En el año 2021, se presentó una adjudicación de 51,609 MBTUD, mientras que en mismo periodo de 2020 la adjudicación fue de 64,516 MBTUD. En la siguiente tabla se muestran los puntos de entrega adjudicados.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	17,000	8,600
Chuchupa	25,727	2,815
Cupiagua	2,633	6,393
Cusiana	19,156	33,801
Total (MBTUD)	64,516	51,609

Fuente: SEGAS

c) Cantidades registradas SSCI

En ambos periodos, la totalidad del gas adjudicado fue registrado para las subastas SSCI.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	17,000	8,600
Chuchupa	25,727	2,815
Cupiagua	2,633	6,393
Cusiana	19,156	33,801
Total (MBTUD)	64,516	51,609

Fuente: SEGAS

d) Número de vendedores y compradores SSCI

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



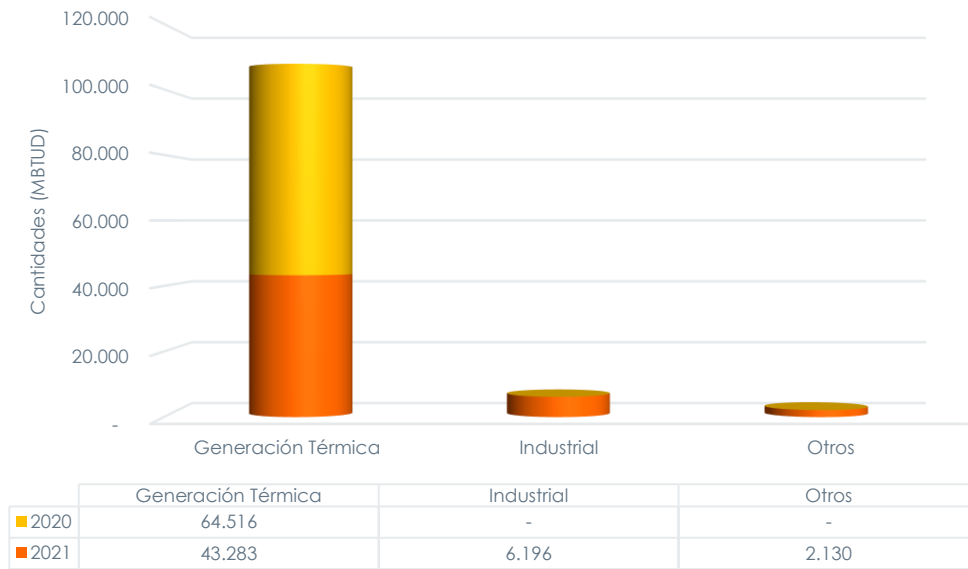
Fuente: SEGAS

e) Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el II trimestre de 2021 fue registrada con destino a abastecer la demanda de los sectores GNVC, industrial y otros⁷. Para el mismo periodo del año anterior el total de la contratación se destinó a Generación térmica.

⁷ Otros: Son sectores no caracterizados, aquellos con consumos menores o igual a 1000 MBTUD.

Demanda por Sector de Consumo SSCI



Fuente: SEGAS

3.1.2. 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. Normativa aplicable: Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

a) Cantidades ofertadas, adjudicadas y registradas SCFB

Para el trimestre II de 2021 se ejecutó el mecanismo en marzo y mayo, en donde se consolidó una única postura de venta equivalente a 1,000 MBTUD para la subasta de mayo.

No se adjudicaron ni registraron operaciones debido a que no existió demanda. Para el mismo periodo de 2020 no se reportaron posturas de venta o compra.

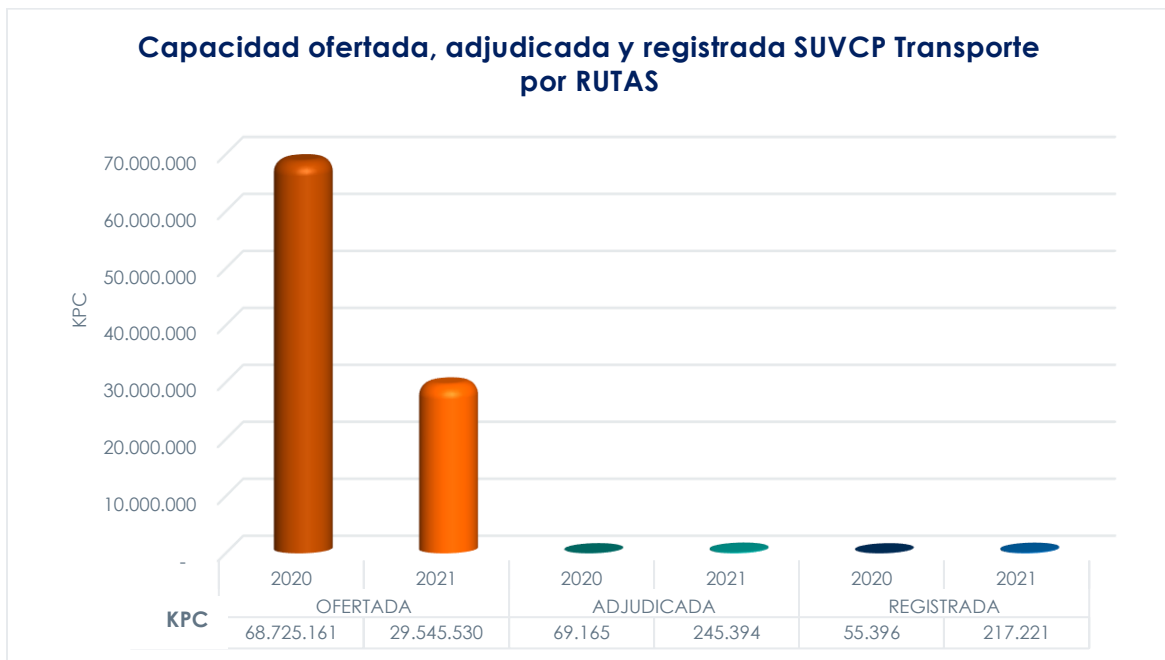
3.1 TRANSPORTE

En el segundo trimestre de gas de 2021, para capacidad de transporte se llevaron 92 subastas por rutas y 92 subastas por tramos. Con respecto al mismo periodo del 2020, se desarrolló la misma cantidad de subastas para rutas; en cuanto la subasta por tramos, en 2020 no se desarrollaron pues no estaba dentro de los mecanismos de negociación de la regulación vigente.

3.1.3. 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 1 día.

A continuación, se observa la comparación de la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del II trimestre de 2021 vs 2020.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Rutas

La siguiente tabla consolida las ocho rutas más ofertadas en el II trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre para el año 2020.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
YUMBO/CALI – CALI	3,905,288	3,931,831
CUSIANA - SABANA_F	4,384,445	3,508,557
CARTAGENA – SINCELEJO	6,555,334	2,891,989
LA MAMI – BARRANQUILLA	11,452,991	2,586,652
CUSIANA – VASCONIA	182,987	2,071,283
SINCELEJO – JOBO	3,582,928	1,964,966
BARRANQUILLA – CARTAGENA	10,634,392	1,856,004
VASCONIA – SEBASTOPOL	798	1,400,668
Otras Rutas	28,025,998(*)	9,333,580 (**)
TOTAL (KPC)	68,725,161	29,545,530

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2020. Cantidad 43 rutas.

** Otras Rutas 2021. Cantidad 40 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolidan las rutas más adjudicadas para el II trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre para el año 2020. Se observa una capacidad adjudicada de casi cuatro veces más en el II trimestre de 2021.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	7,355	79,066
VASCONIA - PEREIRA	4,922	47,011
CUSIANA - SABANA_F	11,019	30,810
CUSIANA - OCOA	6,525	25,077
BALLENA - LA MAMI	-	15,040
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	10,674
CARTAGENA - SINCELEJO	-	3,350
Otras Rutas	39,344(*)	34,366(**)
TOTAL (KPC)	69,165	245,394

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2020. Cantidad 4 rutas.

** Otras Rutas año 2021. Cantidad 11 rutas.

c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolidan las rutas con mayor capacidad registrada para el II trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre para el año 2020. Se observa una capacidad registrada de casi cuatro veces más en el II trimestre de 2021.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	-	70,179
VASCONIA - PEREIRA	-	46,233
CUSIANA - SABANA_F	-	30,810
CUSIANA - OCOA	24,591	24,727
BALLENA - LA MAMI	1,383	15,040
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	10,674
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	10,427
CARTAGENA - MAMONAL	459	3,707
Otras Rutas	28,963(*)	5,424(**)
TOTAL	55,396	217,221

Fuente: SEGAS

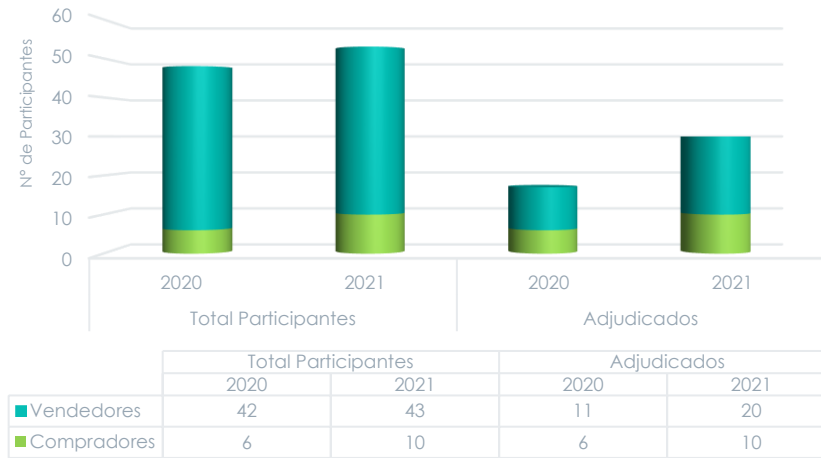
* Otras Rutas año 2020. Cantidad 4 rutas.

** Otras Rutas año 2021. Cantidad 8 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Rutas.

Nº de vendedores y compradores SUVCP Transporte por RUTAS

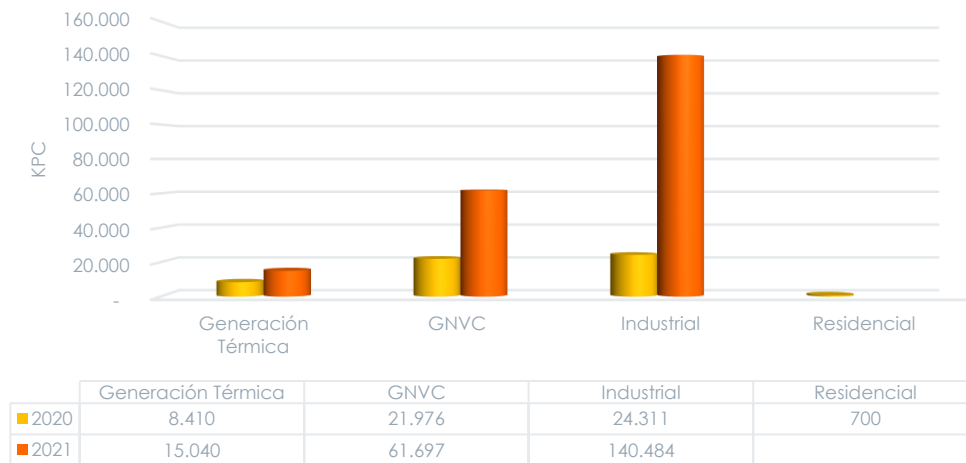


Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

Para el II trimestre de 2021 se observan las cantidades registradas por sectores de consumo.

Demanda por sector de consumo SUVCP Transporte por RUTAS

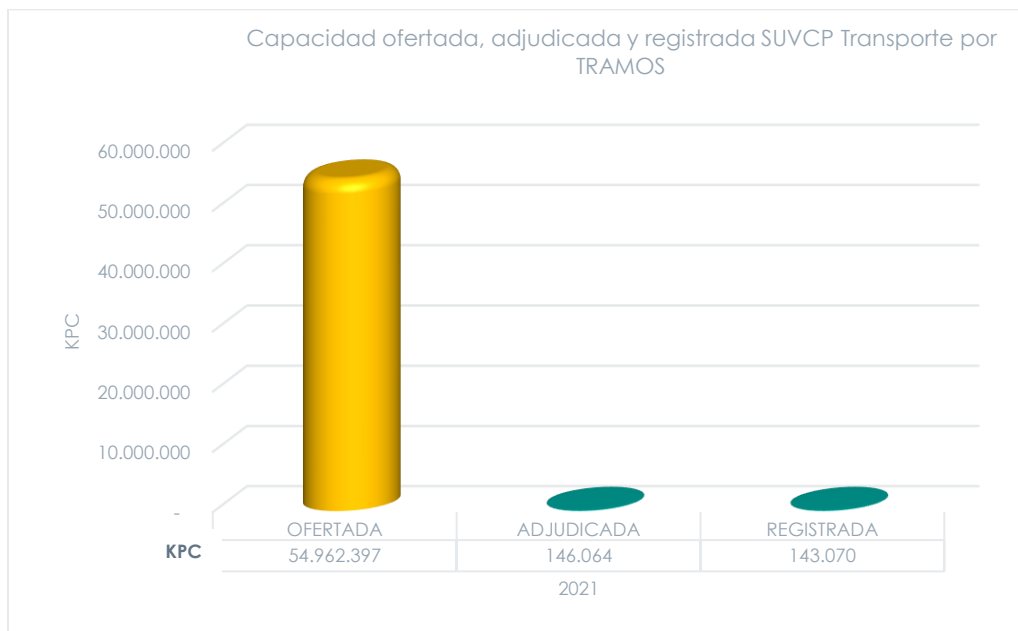


Fuente: SEGAS

3.1.4. Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – TRAMOS

De acuerdo con la Resolución CREG 185 de 2020, publicada en el mes de noviembre del mismo año, se implementó la SUVCP de transporte por tramos. La primera subasta por tramos se llevó a cabo el 28 de diciembre de 2020.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del II trimestre de 2021.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los 8 los tramos más ofertados para el II trimestre de 2021.

TRAMOS	2021 (KPC)
CUSIANA - EL PORVENIR	6,868,458
EL PORVENIR - LA BELLEZA	6,864,973
LA BELLEZA - COGUA	4,702,063
COGUA - SABANA_F	4,700,887
YUMBO/CALI - CALI	3,931,831
LA BELLEZA - VASCONIA	3,420,002
CARTAGENA - SINCELEJO	2,888,639
LA MAMI - BARRANQUILLA	2,586,652
Otros Tramos (31*)	18,998,892
TOTAL (KPC)	54,962,397

Fuente: SEGAS

*Otros Tramos. Cantidad 31 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos adjudicados para el II trimestre de 2021:

TRAMOS	2021 (KPC)
SEBASTOPOL - VASCONIA	48,536
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	23,823
CUSIANA - EL PORVENIR	22,353
EL PORVENIR - LA BELLEZA	21,810
COGUA - SABANA_F	14,768
VASCONIA - SEBASTOPOL	8,428
LA BELLEZA - VASCONIA	3,000
VASCONIA - MARIQUITA	1,433
BARRANQUILLA - CARTAGENA	432
CARTAGENA - SINCELEJO	432
LA MAMI - BARRANQUILLA	432
SINCELEJO - JOBO	432
SEBASTOPOL - MEDELLIN	185
TOTAL	146,064

Fuente: SEGAS

c. Capacidad registrada - Tramos

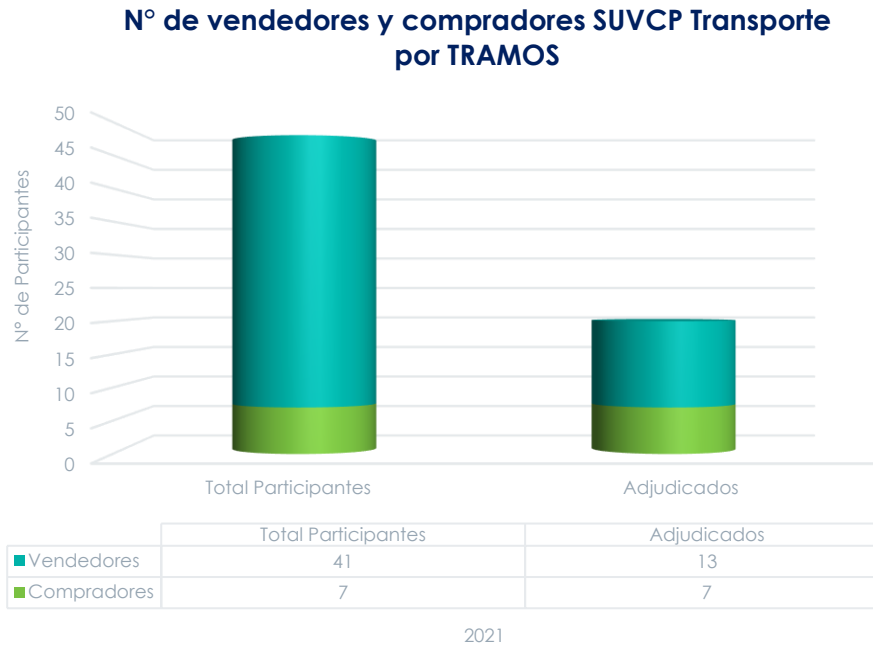
La siguiente tabla consolida los tramos registrados para el II trimestre de 2021:

TRAMOS	2021 (KPC)
SEBASTOPOL - VASCONIA	48,531
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	23,823
CUSIANA - EL PORVENIR	21,851
EL PORVENIR - LA BELLEZA	21,318
COGUA - SABANA_F	14,768
VASCONIA - SEBASTOPOL	8,404
LA BELLEZA - VASCONIA	3,000
VASCONIA - MARIQUITA	1,190
SEBASTOPOL - MEDELLIN	185
TOTAL	143,070

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

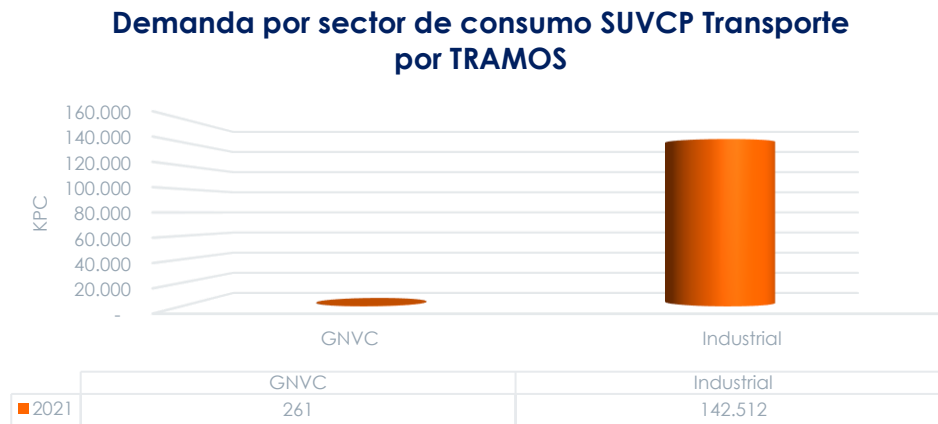
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el II trimestre de 2021, se demandó y registro capacidad de transporte por tramos con destino a los sectores industrial y GNVC; se resalta la participación del sector industrial.



Fuente: SEGAS

4

Indicadores CREG del Mercado Primario

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

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

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

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre marzo a mayo de 2021. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado⁸.

⁸ <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

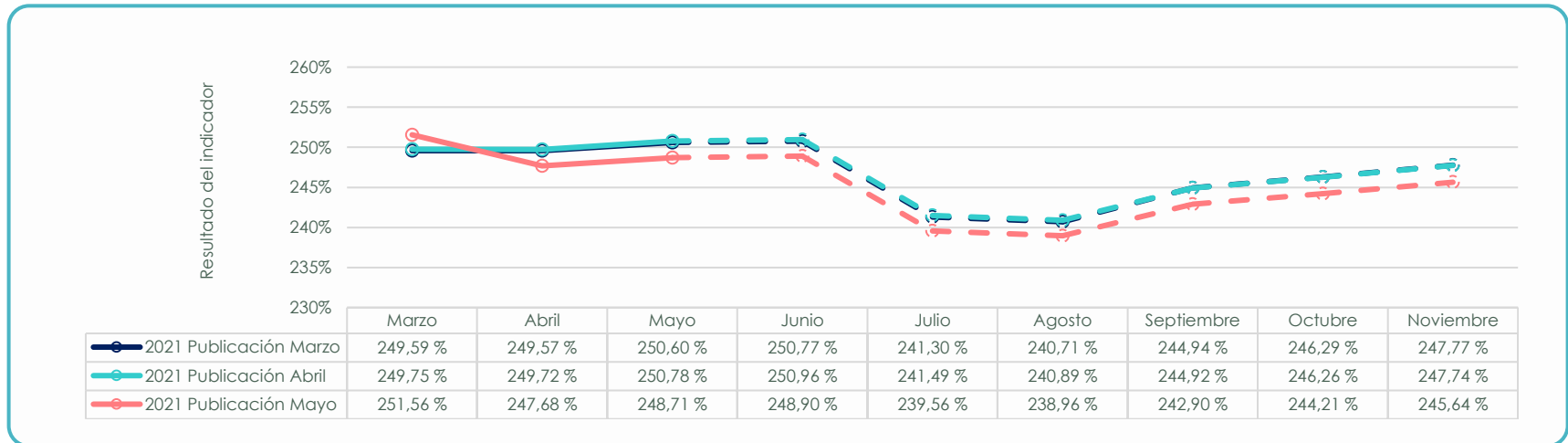
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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.

El valor del indicador entre la publicación de marzo y abril se incrementó en un 0,06% como consecuencia de un aumento de 500 MBTUD en la oferta comprometida en firme. Así mismo, entre la publicación de abril y la publicación de mayo correspondiente al mes de marzo el indicador aumentó un 0,72%, dado un ajuste en las declaraciones de

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

PTDV realizado por los agentes del mercado; ajuste que también influyó en la disminución del indicador para los meses de abril y mayo.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo 2021** es:

Oferta Comprometida: 812.982 MBTUD

PTDV: 276.101 MBTUD

CIDV: 50.000 MBTUD

Adicionalmente, la tendencia del indicador para el mes de junio se mantiene constante, sin embargo, para los meses julio y agosto el indicador presenta una disminución de aproximadamente el 3,9%, lo cual se debe al aumento de la oferta comprometida en 610 MBTUD. A partir de septiembre, se denota una tendencia creciente del indicador, respaldada por la disminución de la oferta comprometida a lo largo del año gas.

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 PTDF. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDF y CIDVF representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

El valor del indicador entre la publicación de marzo y abril se incrementó en un 0,06% como consecuencia de un aumento de 500 MBTUD en la oferta comprometida en firme. Así mismo, para el periodo de mayo a agosto aumentó la oferta comprometida en 610 MBTUD llegando a los 812.852MBTUD en este último mes.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo 2021** es:

Oferta Comprometida: 812.982 MBTUD
PTDF: 211.738 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD

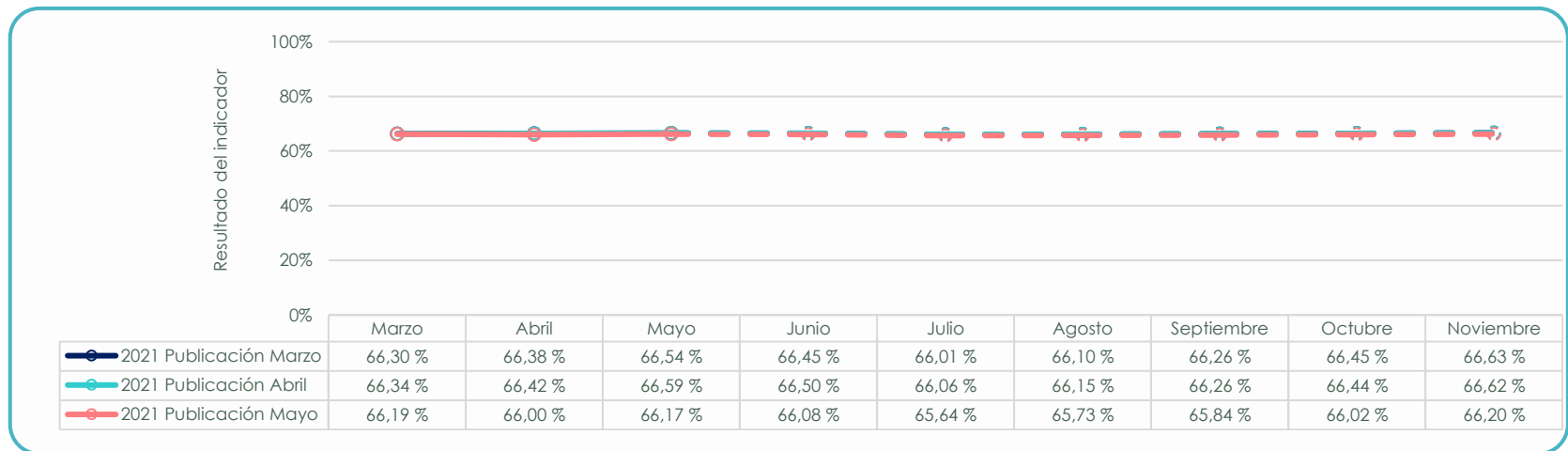
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Adicionalmente, la tendencia del indicador para los últimos meses del año gas es creciente, ya que disminuye la oferta comprometida en 700 MBTUD para dicho periodo, mientras que la PTDVF se mantiene constante.

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: Este indicador presenta 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%. En la publicación del indicador realizada en el mes de mayo se evidenció que en promedio la contratación vigente de suministro de gas natural bajo modalidades que garantizan firmeza fue del 66% del potencial de producción. Así mismo, entre la publicación de abril y la publicación de mayo, el indicador aumentó un 0,6% dado un ajuste en las declaraciones del PP realizado por los agentes del mercado.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **marzo a mayo 2021** es:

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Oferta Comprometida: 812.982 MBTUD

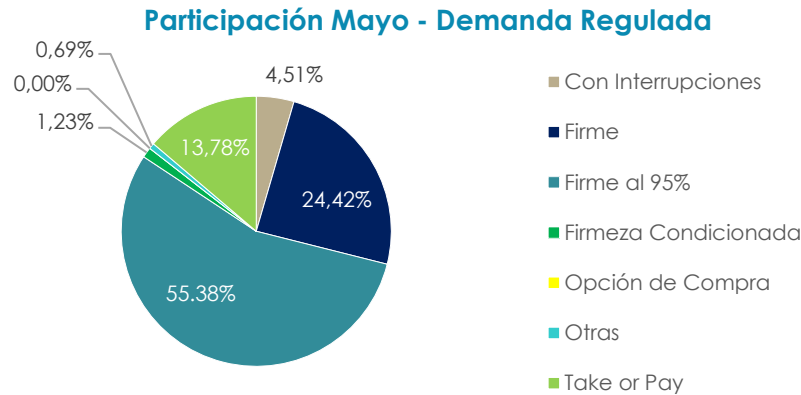
PP: 1.229.541 MBTUD

A medida que el horizonte de tiempo aumenta dicho indicador disminuye, pues el valor de la oferta comprometida agregada también se reduce.

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

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

MP17



Análisis: El valor del indicador para el mes de abril 2021 aumentó en comparación con el mes inmediatamente anterior, al disminuir la contratación vigente de la demanda regulada (450 MBTUD bajo la modalidad con Interrupciones), llegando a un total de 259.525 MBTUD, el cual se mantuvo para el mes de mayo.

La participación por modalidad contractual al finalizar el trimestre (mayo), fue la siguiente: Firme al 95% (55,38%), Firme (24,42%), ToP (13,78%), Con Interrupciones (4,51%), Firmeza condicionada (1,23%) y Otras (0,69%).

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

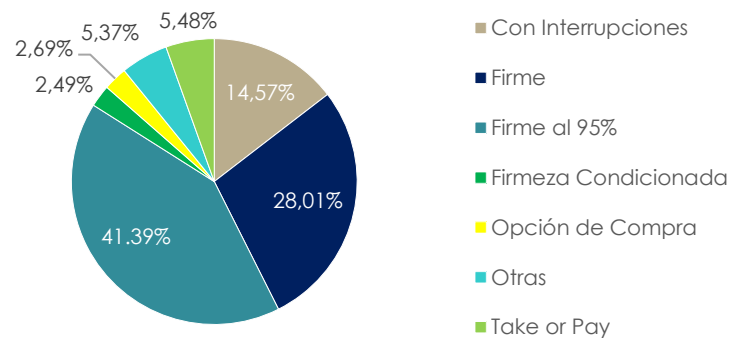
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

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

MP18

Participación Mayo - Demanda no Regulada



Análisis: El indicador para el mes de abril disminuyó en las modalidades Firme y Con Interrupciones, dado que se presentó una reducción en la contratación vigente de suministro para la demanda no regulada en 457 MBTUD y 1.710 MBTUD respectivamente. Así mismo, para el mes de mayo la contratación en firme aumentó en un 0,24%, lo que causó un aumento en el valor del indicador llegando al 28,01%.

La participación por modalidad contractual al finalizar el trimestre (mayo), fue la siguiente: Firme al 95% (41,39%), Firme (28,01%), Con Interrupciones (14,57%), ToP (5,48%), Otras (5,37%), Opción de Compra (2,69%) y Firmeza condicionada (2,49%).

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, tiene una participación mayor de modalidades con interrupciones que lo reportado por la demanda regulada.

5

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

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

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

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

IGas: Indicador colombiano diario elaborado por el Gestor del Mercado a partir de la información de los precios nacionales en mercado secundario calculado con información de los contratos firmes. (ver <http://www.bmcbec.com.co/prime/usuarios-registrados/igas-express/>).

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 II: Corresponde a los meses marzo, abril y mayo.