



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO A AGOSTO 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

**Reporte de información Cuentas de
Balance**

5

Indicadores CREG del Mercado Primario

6

Convenciones y terminología

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, en el trimestre estándar de negociación junio - agosto **se registraron en total 10 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

Las adjudicaciones en subastas UVCP transporte - rutas crecieron casi siete veces respecto al mismo trimestre del año anterior, para las rutas del SNT; El **97%** de las capacidades adjudicadas para rutas y el **95%** de las capacidades adjudicadas para Tramos se registraron.

La contratación de suministro en el tercer trimestre del año gas 2021, para el mercado primario y secundario fue de 96.75% y 3.25% respectivamente, considerando del total de la contratación.

En el mercado secundario se contrataron en total 2,203 MBTUD, por medio de 5 operaciones producto de la ejecución del mecanismo Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) – Suministro, a un precio que fluctuó entre 3.1 USD/MBTU y 3.9 USD/MBTU.

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

Los sectores con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte son el industrial con el 83% y gas natural vehicular con el 17%.

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI), el total de gas adjudicado fue de 65,609 MBTUD, con 18 operaciones registradas y con precios que oscilaron entre 3.00 USD/MBTU y 6.92 USD/MBTU.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

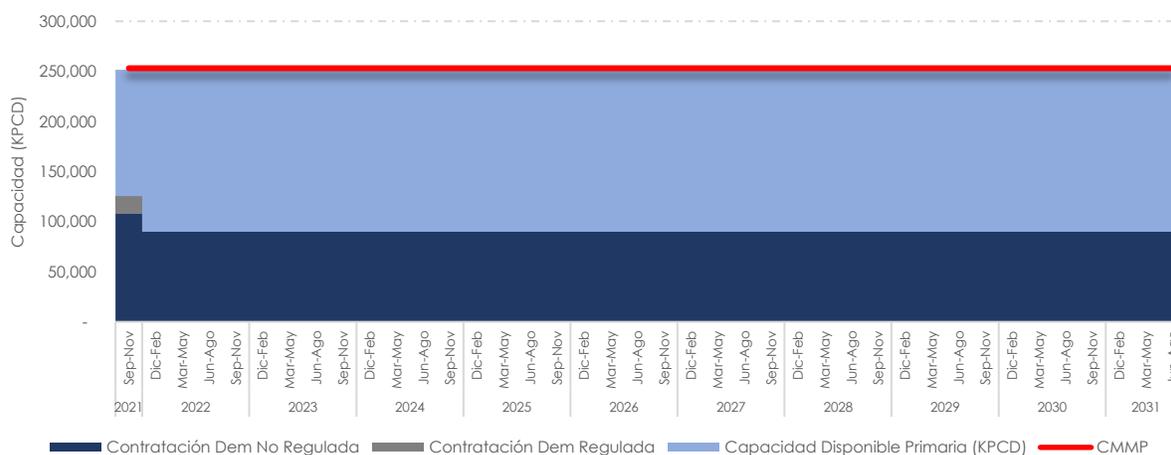
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación junio-julio-agosto de 2021, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001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

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron diez (10) 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

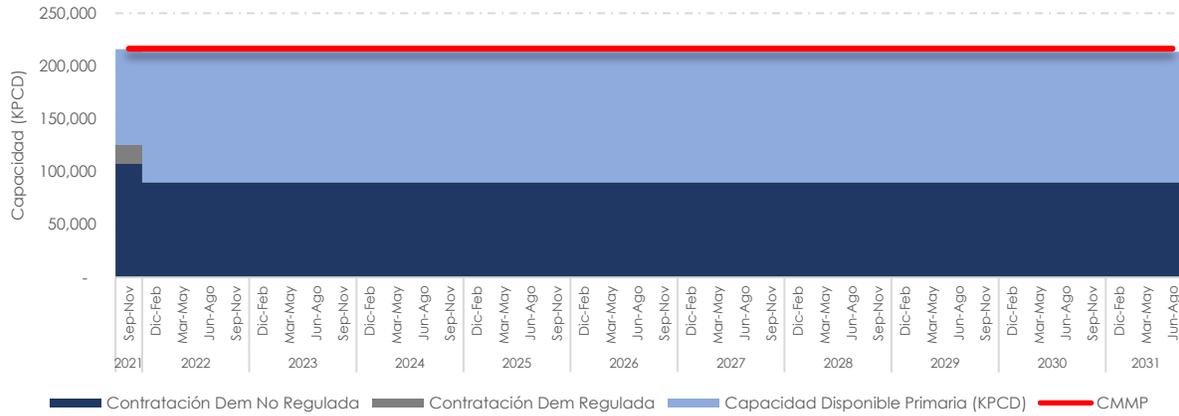
Ballena – La Mami



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	137,583	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	11,444	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8.32%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	17,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	108,252	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Contratación en Firme	125,452	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Cont. con Interrupciones	140,938										
CMMP	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091
Contratación firme/CMMP	50%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%

Fuente: SEGAS

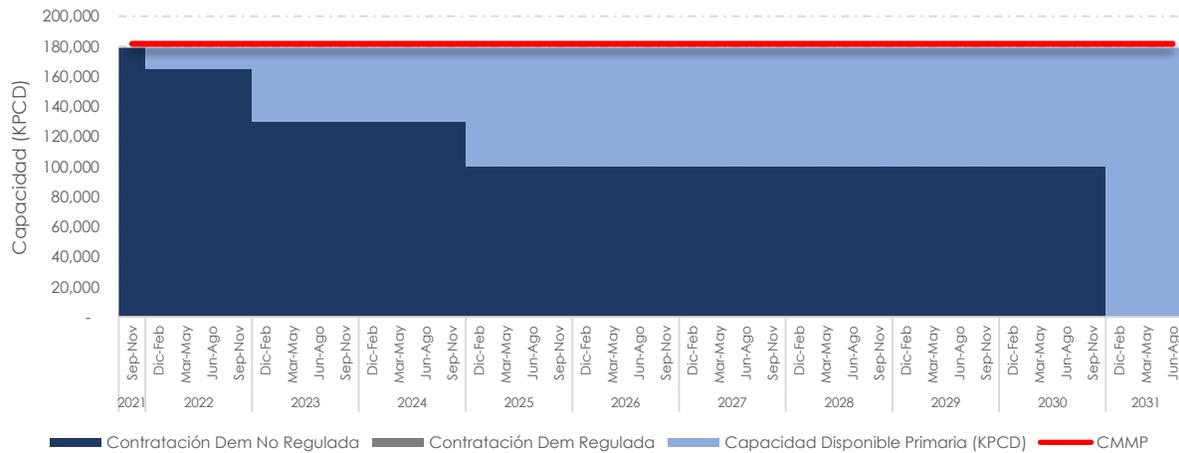
La Mami - Barranquilla



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	101,983	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491
Contratación Trim MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	11,444	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	11.22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	17,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	108,252	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Contratación en Firme	125,452	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Conf. con Interrupciones	155,748										
CMMP	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491
Contratación firme/CMMP	58%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%

Fuente: SEGAS

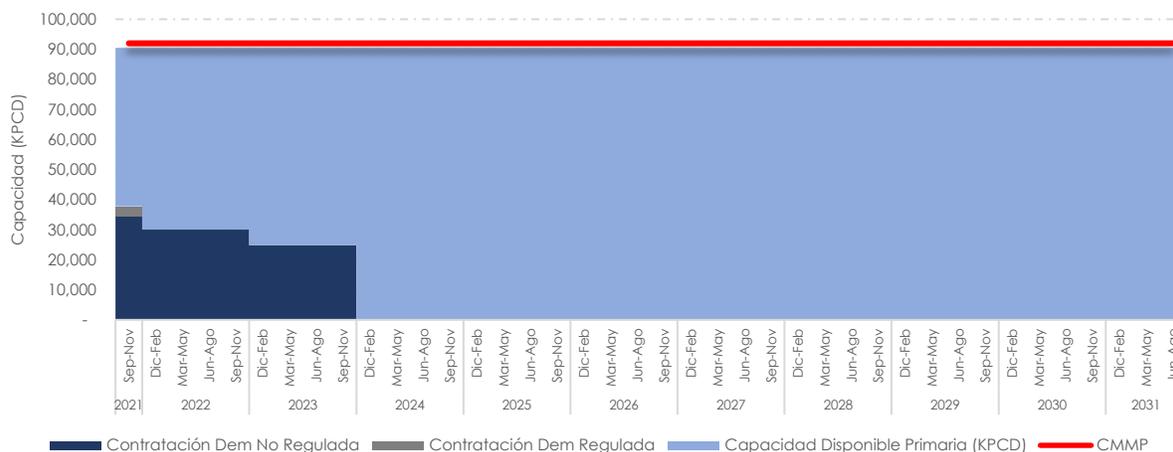
Jobo - Sincelejo



	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 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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1										
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

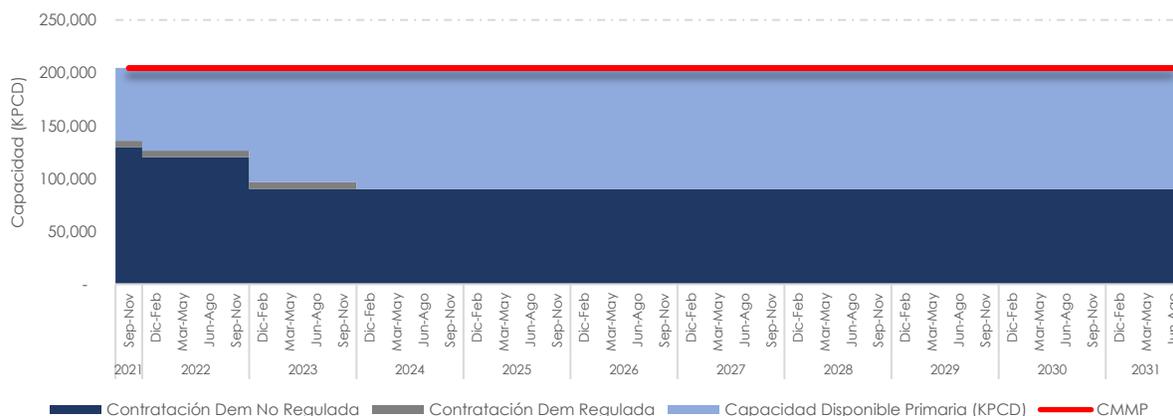
La Creciente – Sincelajo



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	52,750	60,475	65,585	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
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)	3,225	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	34,526	30,025	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	37,751	30,025	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Conf. con Interrupciones	49,804										
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	41%	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)	129,300	120,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Contratación en Firme	135,730	126,430	96,430	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Conf. con Interrupciones	65,577										
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	66%	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

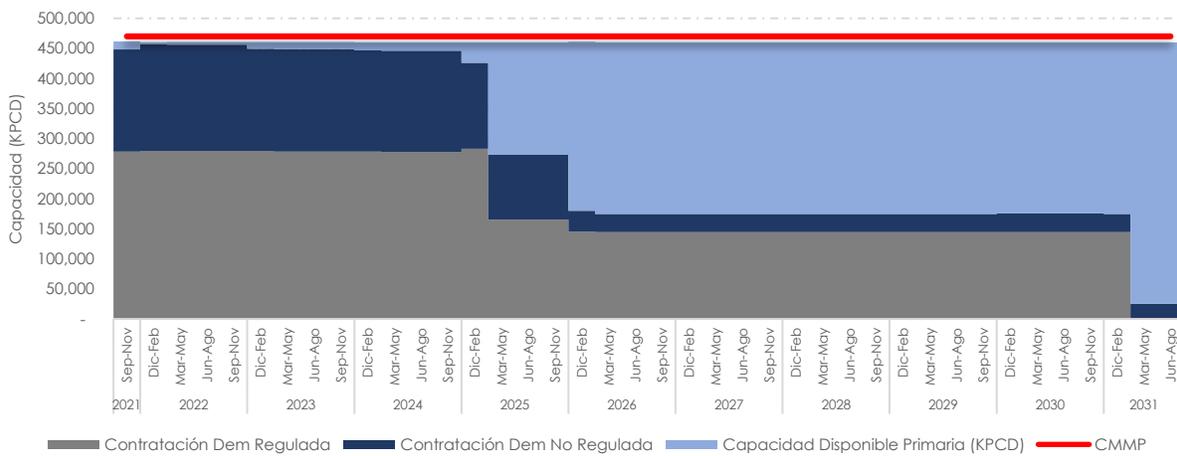
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

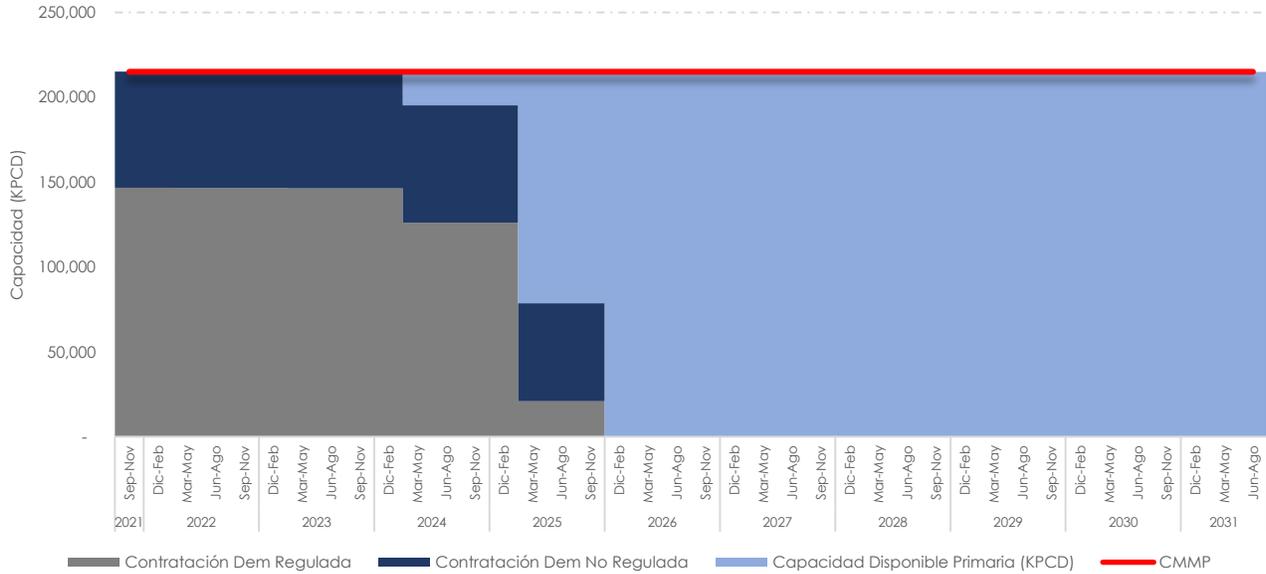
Cusiana – El Porvenir



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	15,236	10,113	11,431	13,330	34,351	280,861	285,445	285,440	285,437	284,434	285,434
Contratación Trim MR(2)	-	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	1,760	6,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	11.55%	65%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	278,347	278,877	278,564	277,730	165,108	144,645	144,649	144,652	144,657	144,660	217
Contratación en Firme MNR(3)	169,817	177,049	170,110	168,144	107,900	30,000	30,000	30,002	30,000	31,000	25,000
Contratación en Firme	448,164	455,926	448,674	445,874	273,008	174,645	174,649	174,654	174,657	175,660	25,217
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%	97%	95%	95%	58%	37%	37%	37%	37%	37%	5%

Fuente: SEGAS

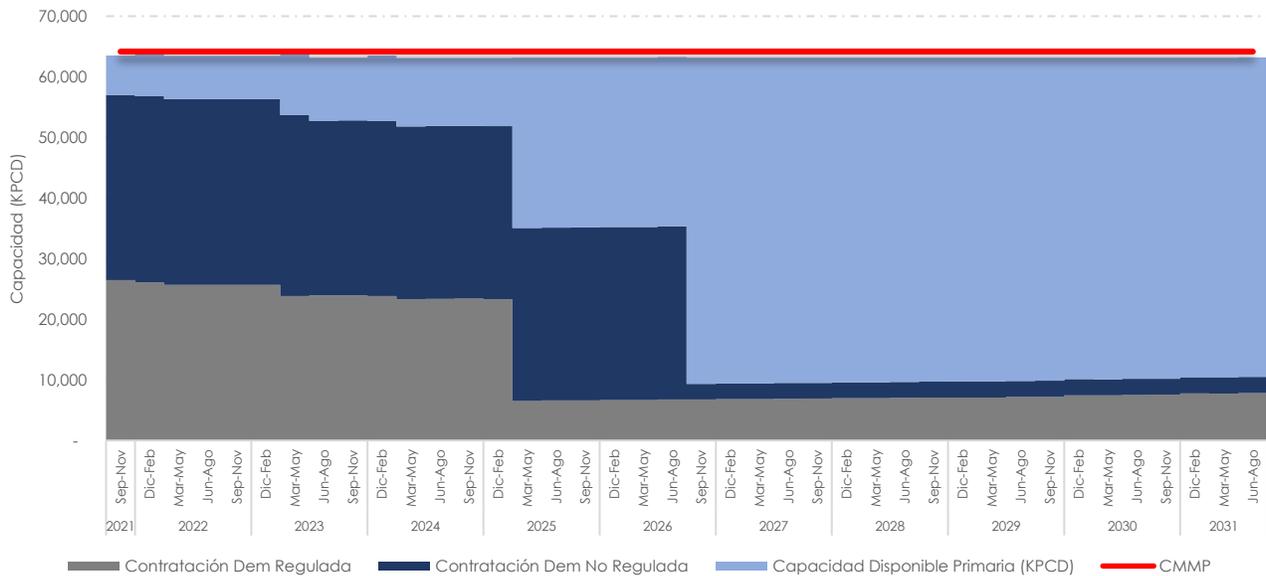
Cogua – Sabana



	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)	-	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	1,760	6,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	146,693	146,497	146,294	126,130	20,961	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	68,347	68,532	68,737	68,937	57,642	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,040	215,029	215,031	195,067	78,603	-	-	-	-	-	-
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%	100%	100%	91%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS

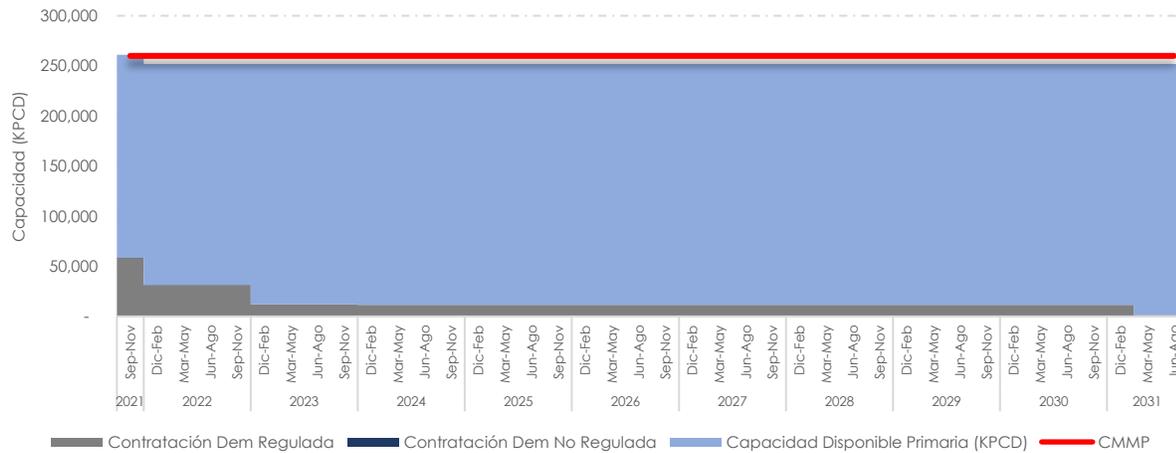
Cusiana – Apiay



	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	52,667
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)	26,445	25,648	23,849	23,308	6,536	6,684	6,832	6,987	7,108	7,437	7,742
Contratación en Firme MNR(3)	30,544	30,682	28,858	28,523	28,537	2,559	2,582	2,606	2,667	2,657	2,684
Contratación en Firme	56,989	56,330	52,707	51,831	35,073	9,243	9,414	9,593	9,775	10,094	10,426
Cont. 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%	82%	81%	55%	14%	15%	15%	15%	16%	16%

Fuente: SEGAS

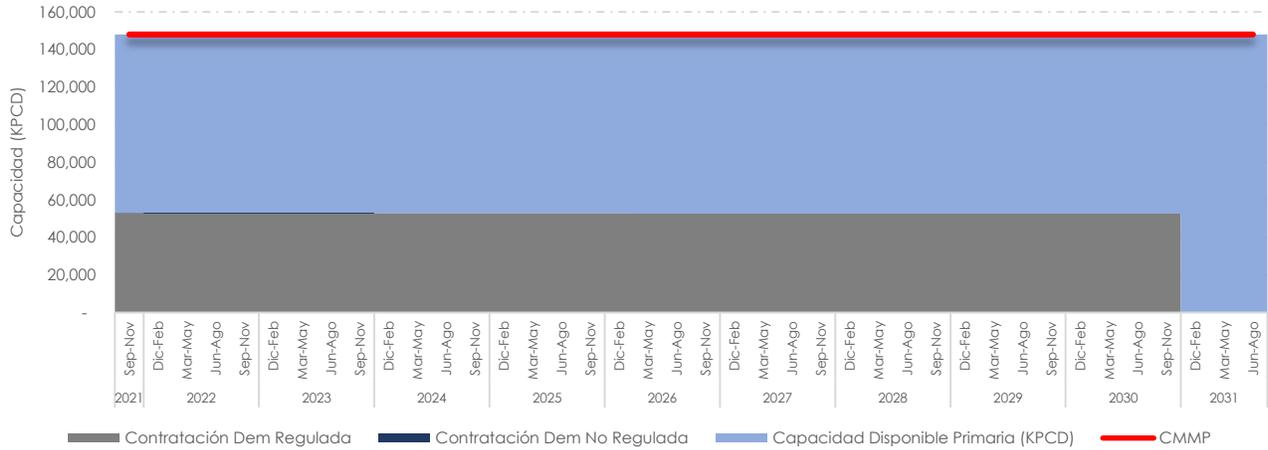
Ballena - Barrancabermeja



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	202,268	220,540	239,803	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600
Contratación Trim MR(2)	-	19,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	57,769	31,260	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400
Contratación en Firme MNR(3)	1,105	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	58,874	31,460	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400
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	23%	12%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%

Fuente: SEGAS

Armenia - Cali



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	95,000	94,824	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000
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)	52,600	52,688	52,688	52,688	52,688	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-
Contratación en Firme MNR(3)	350	488	568	88	88	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,950	53,176	53,256	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-
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%	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

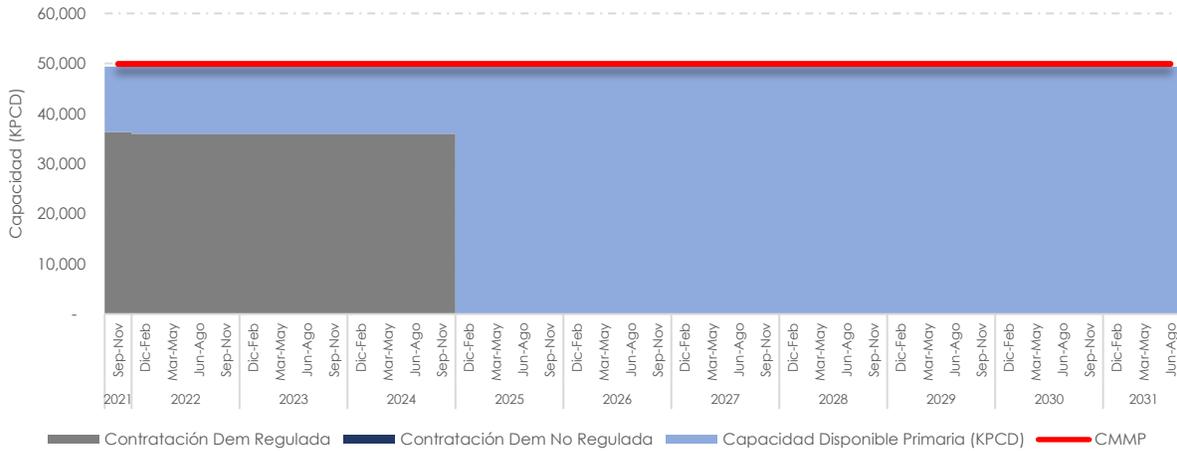
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

2.1.3 Promioriente

Gibraltar - Bucaramanga



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	13,094	13,398	13,398	13,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398
Contratación Trim MR(2)	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0.3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	36,311	36,000	36,000	36,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	36,311	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

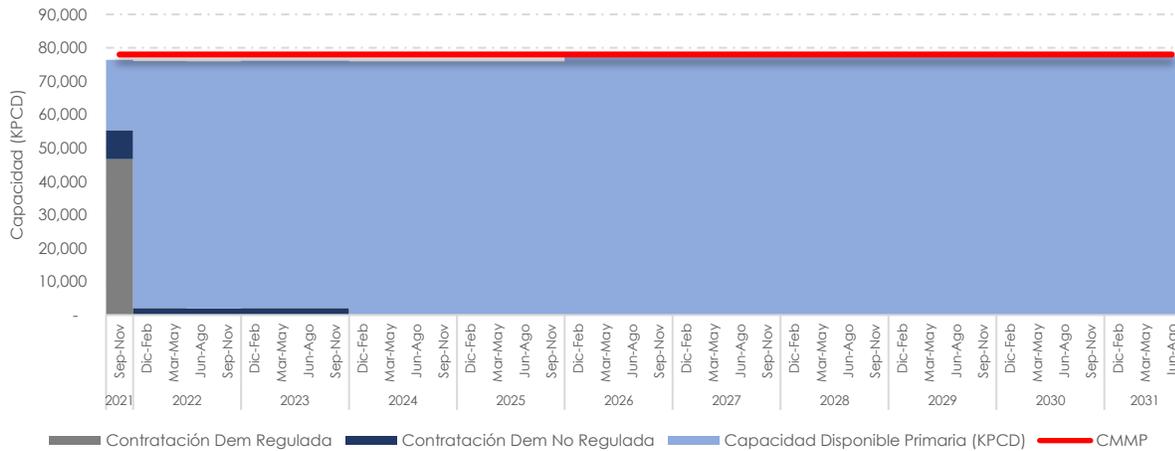
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

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

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

2.1.4 Transmetano

Sebastopol - Medellín



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	21,049	73,945	74,039	75,752	75,752	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MNR(2)	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	1.9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	46,680	180	180	180	180	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	8,637	1,802	1,895	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	55,317	1,982	2,075	180	180	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	2,800										
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	71%	3%	3%	0%	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 junio-julio-agosto, para los mercados regulado y no regulado.

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

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

De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación junio-julio-agosto de 2021 no se presentó congestión contractual¹ en ninguno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, por tal razón, no se efectuaron los

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.

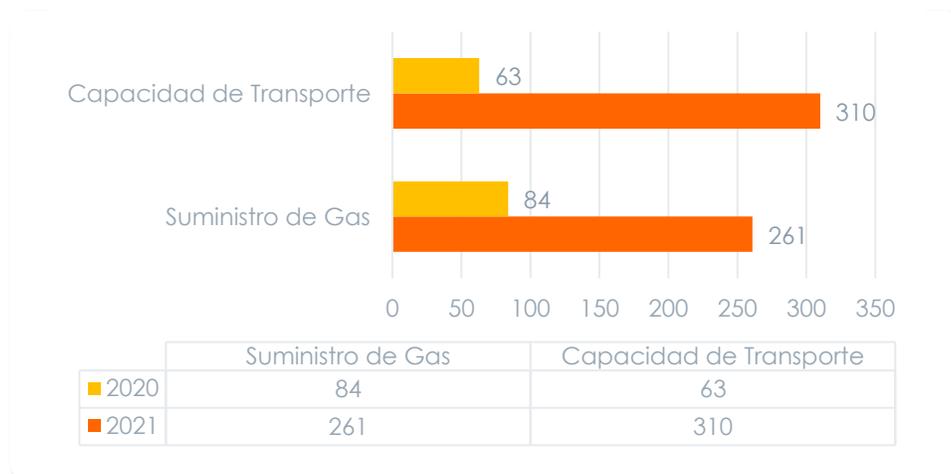
procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

2.2 Mercado primario

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

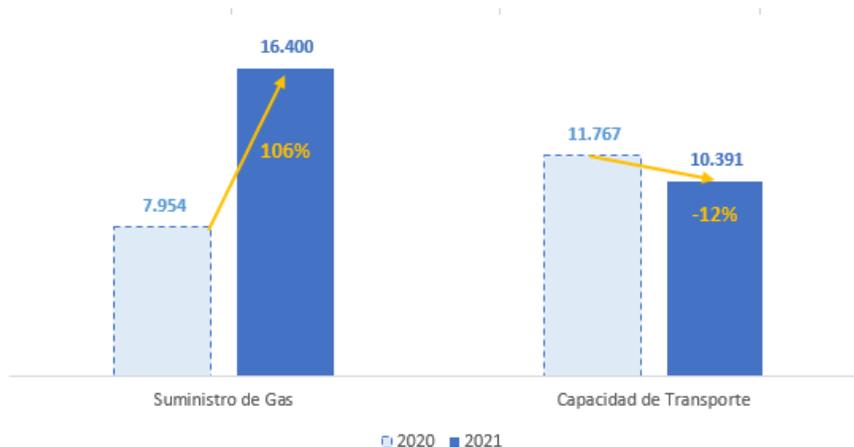
Transporte

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



Fuente: SEGAS

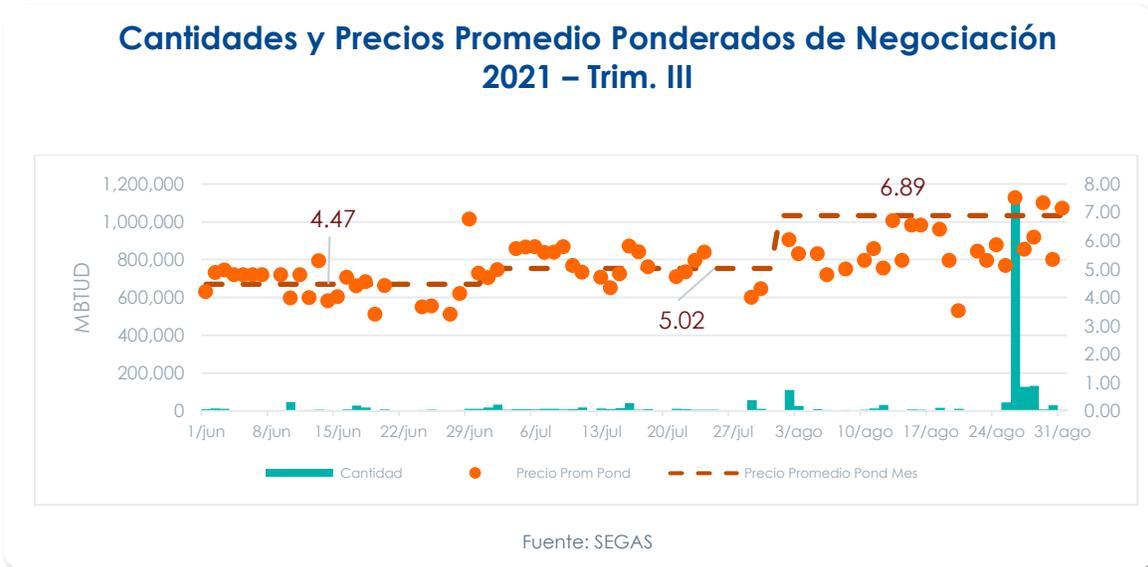
Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Primario III Trimestre (2021 vs. 2020)



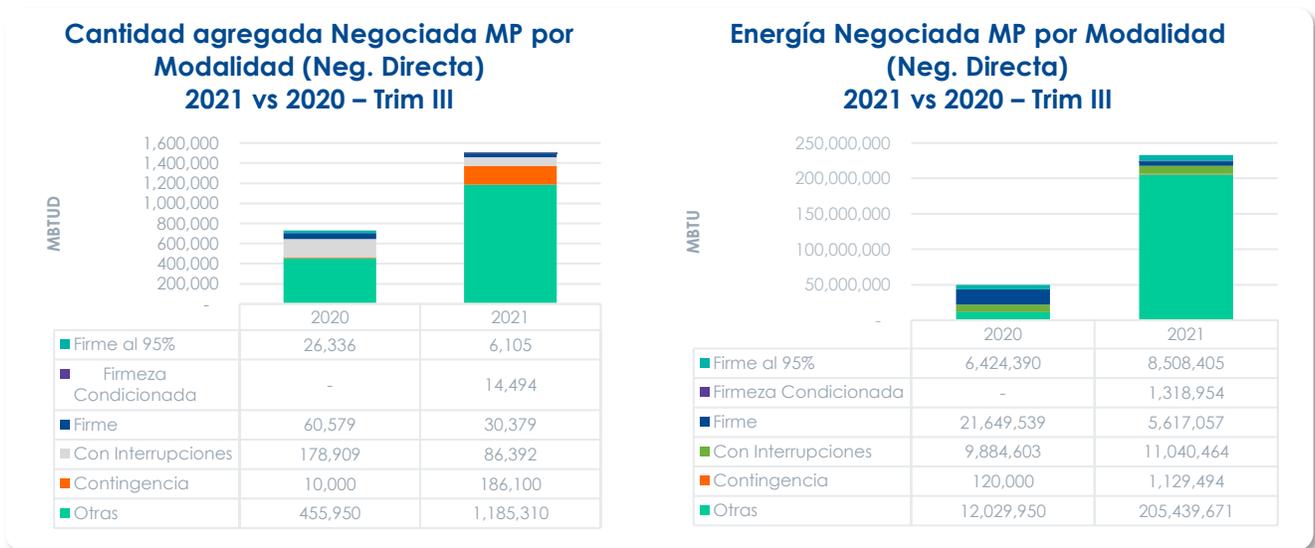
Fuente: SEGAS

Respecto al suministro de gas se observa un crecimiento importante, tanto en el número de operaciones, como en la cantidad transada; por su parte, si bien se presentó un incremento en las negociaciones de capacidad de transporte las capacidades transadas descendieron con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

Suministro



En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas de forma directa por modalidad contractual para el III 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.



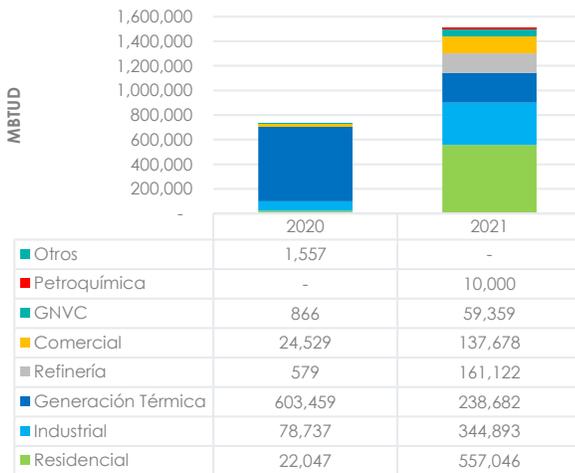
Fuente: SEGAS

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

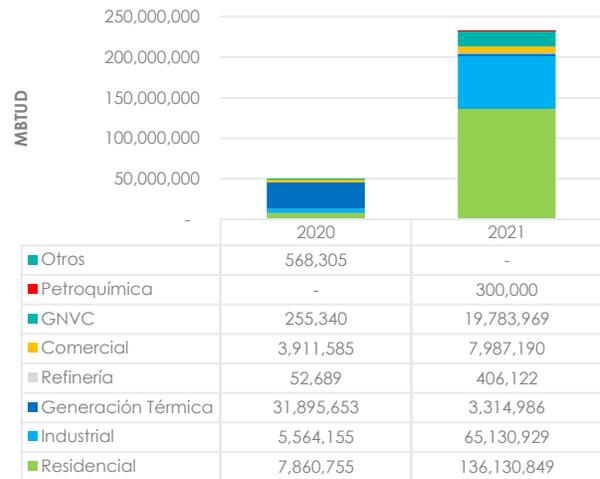
³ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 19).

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

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



Energía Negociada MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim III



Fuente: SEGAS

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

Punto Entrega	2021	2020
AGUAS BLANCAS	\$ 2,00	\$ 2,21
ARIANNA	\$ 4,65	NA
ARRECIFE	ND	NA
BALLENA	\$ 5,19	\$ 5,10
BARRANQUILLA	NA	ND
BLOQUE VIM 5	ND	NA
BREMEN JOBO	\$ 6,34	NA
BULLERENGUE	\$ 4,61	NA
CAMPO LA BELLEZA	\$ 4,00	NA
CAPACHOS	NA	ND
CARAMELO	ND	\$ 4,00
CARTAGENA	\$ 5,94	\$ 5,51
CHUCHUPA	\$ 3,50	NA
CUPIAGUA	\$ 4,70	NA
CUPIAGUA SUR	\$ 3,99	NA
CUSIANA	\$ 4,85	\$ 2,42
EL CENTRO	NA	ND

Punto Entrega	2021	2020
EL DIFICIL	\$ 4,03	ND
FLOREÑA	\$ 3,14	\$ 2,97
HOCOL	\$ 3,80	NA
JOBO	\$ 4,40	NA
LA CRECIENTE	\$ 4,00	NA
LA MAMI	\$ 5,91	\$ 4,00
MAMONAL	ND	\$ 4,88
MEDELLIN	\$ 7,52	NA
SINCELEJO	\$ 4,62	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 \$7.52 USD/MBTU.

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

Modalidad	2020	2021
Con Interrupciones	\$ 3.74	\$ 3.90
Firme	\$ 3.65	\$ 3.73
Firme al 95%	\$ 5.15	\$ 4.70
Otras	\$ 4.67	\$ 6.50
Contingencia	ND	\$ 5.05
Firmeza Condicionada	NA	\$ 3.00

Fuente: SEGAS

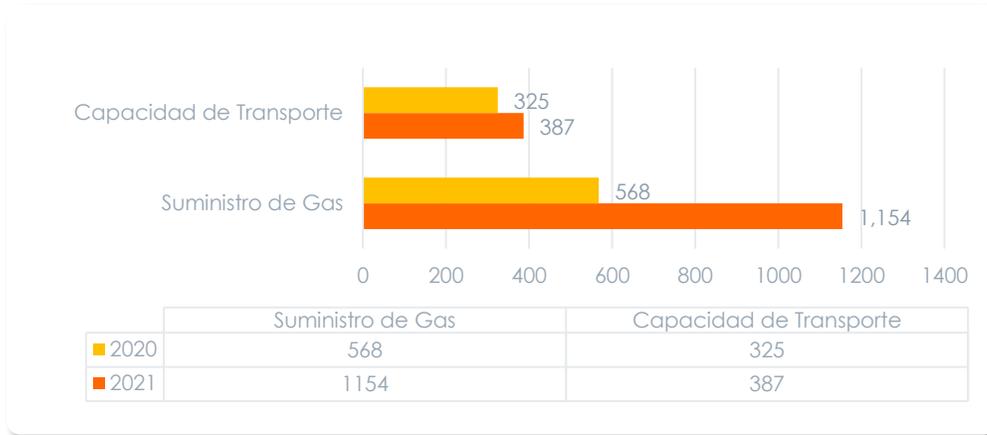
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

2.3 Mercado secundario

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

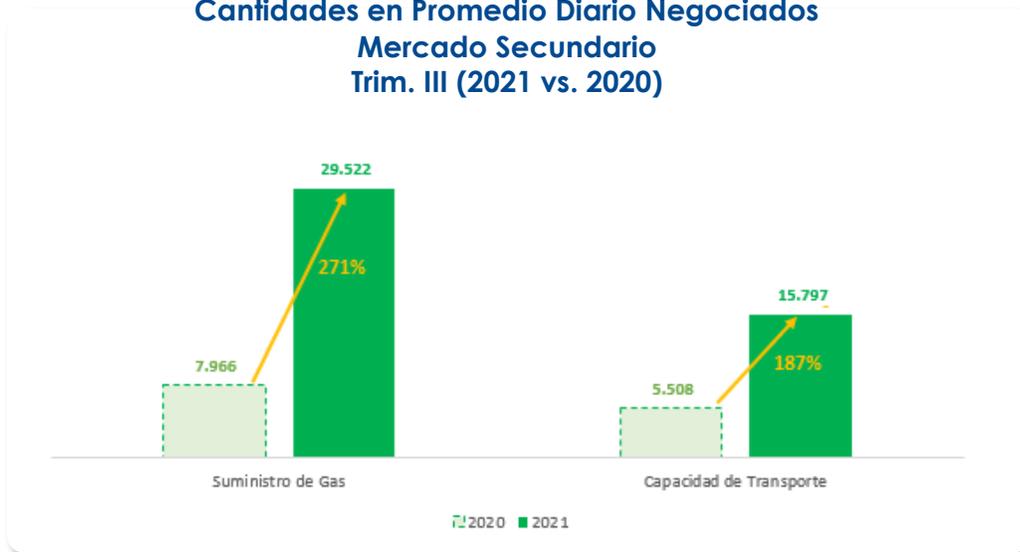
Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Secundario III Trimestre (2021 vs. 2020)



Fuente: SEGAS

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

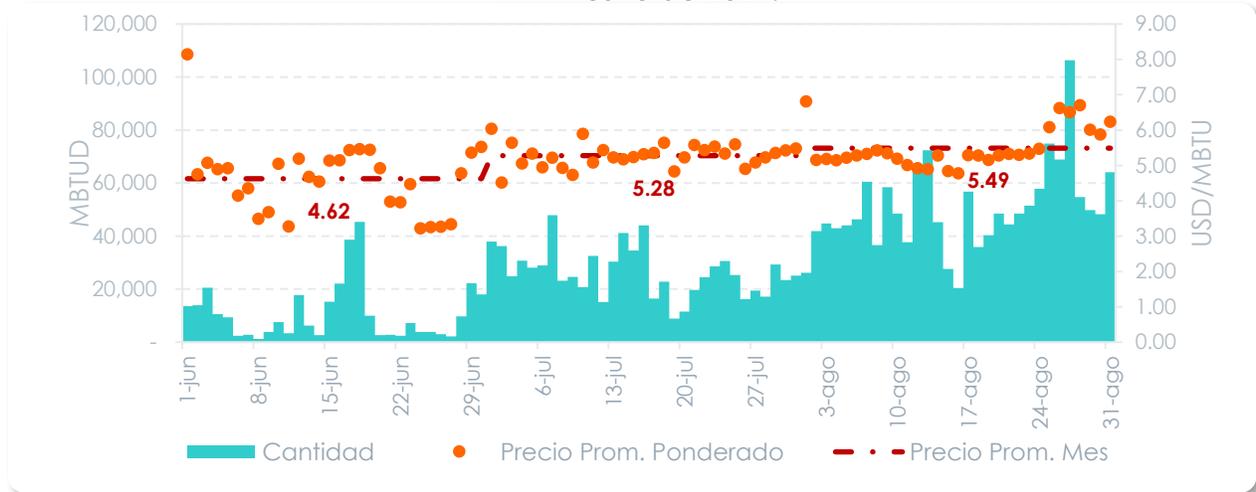
Cantidades en Promedio Diario Negociadas Mercado Secundario Trim. III (2021 vs. 2020)



Fuente: SEGAS

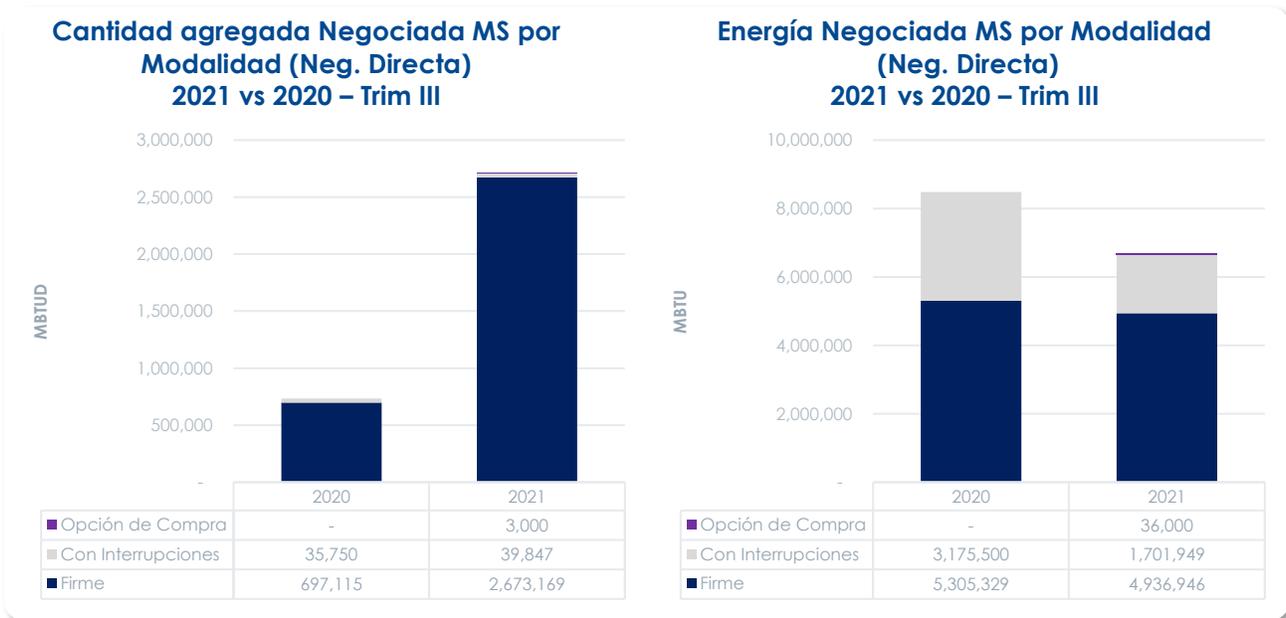
Suministro

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



Fuente: SEGAS

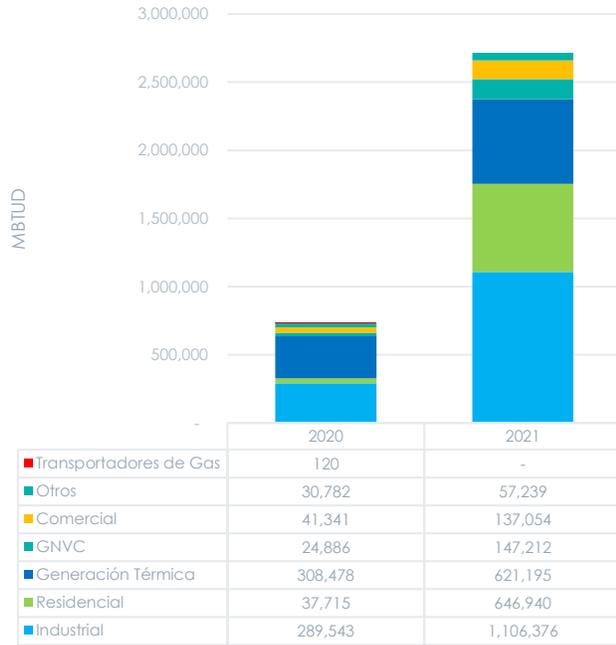
En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas por modalidad contractual para el III trimestre de los años 2020 y 2021. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo la modalidad "Firme".



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 III



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



Fuente: SEGAS

Precios del mercado secundario

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

Punto Entrega	2021
CUSIANA	\$ 4.30
TUCURINCA	\$ 6.14
BALLENA	\$ 5.93
MAMONAL	\$ 5.55
BARRANCABERMEJA	\$ 5.21
JOBO	\$ 6.40
EL DIFICIL	\$ 10.26
SEBASTOPOL	\$ 5.78
VASCONIA	\$ 7.91
Otros	\$ 10.70

Fuente: SEGAS

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

Modalidad	2021
Con Interrupciones	\$ 3.83
Opción de Compra	ND
Firme	\$ 5.45

Fuente: SEGAS

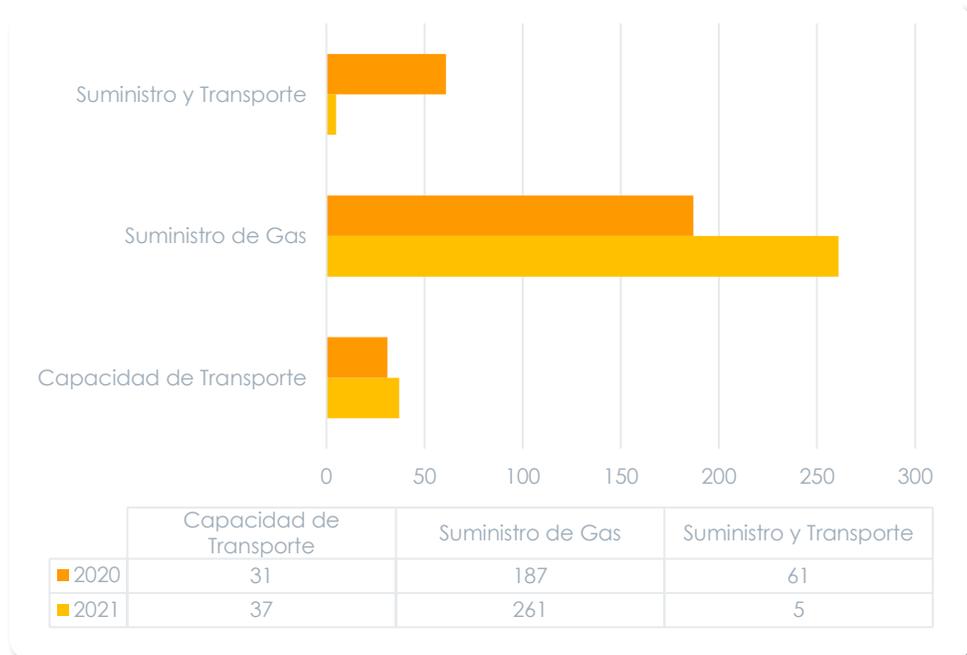
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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 III 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 OTMM III Trimestre (2021 vs. 2020)

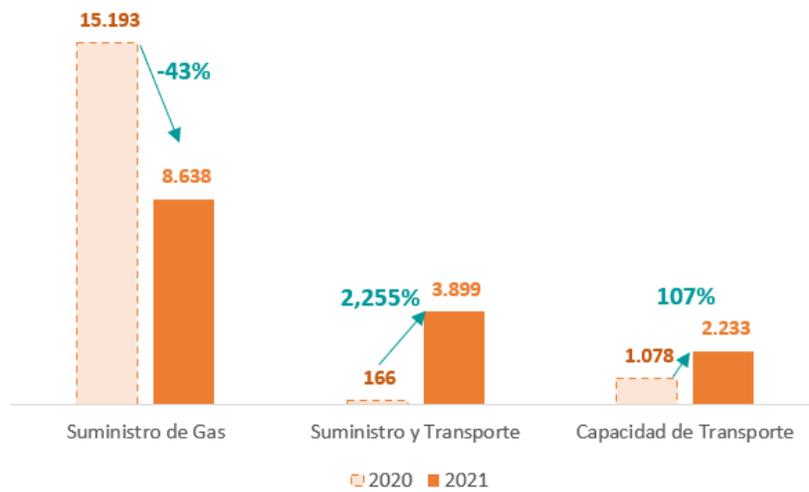


Fuente: SEGAS

Cantidades en promedio diario negociadas.

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

**Cantidades en Promedio Diario Negociadas OTMM
III Trimestre (2021 vs. 2020)**



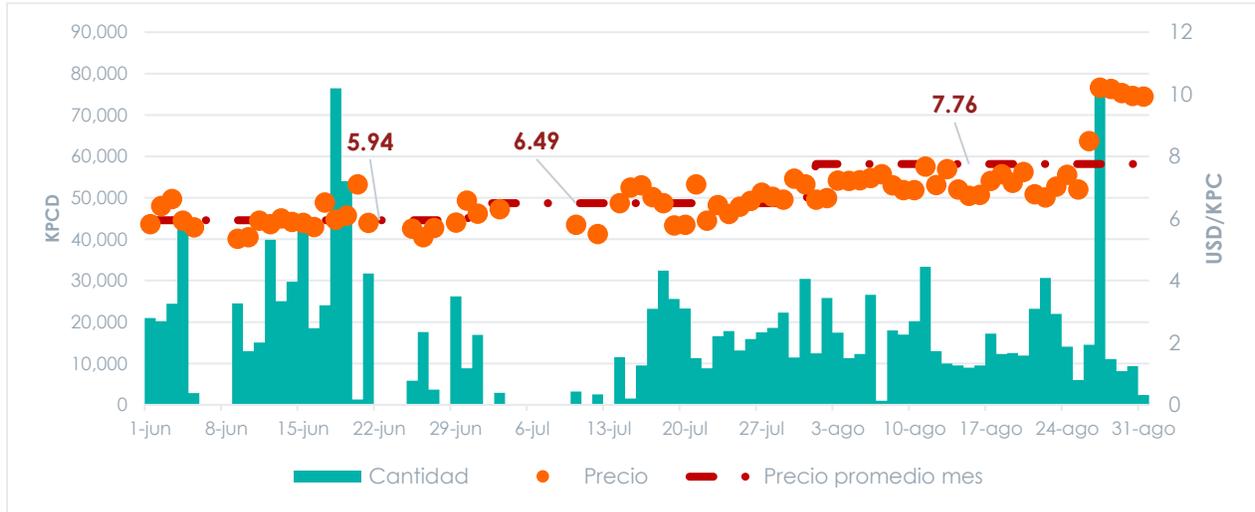
Fuente: SEGAS

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
III trimestre de 2021.**

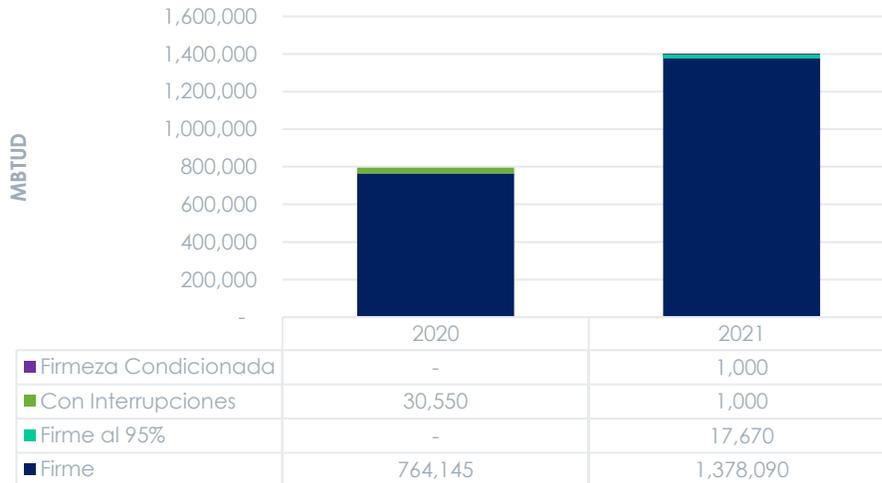


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el III 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.

Modalidad contractual OTMM Suministro - Trim. III



Fuente: SEGAS

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	ND
Firme	\$ 6.74
Firmeza Condicionada	ND
Firme al 95%	ND

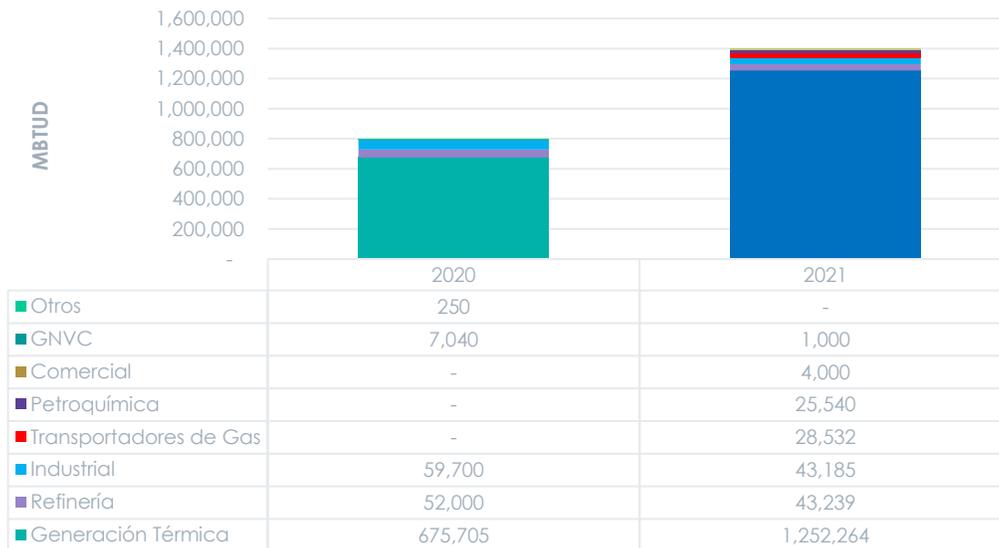
Fuente: SEGAS

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 III trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo periodo del año 2020. En general se observa un incremento de las cantidades negociadas en el III trimestre de 2021.

Sector de consumo OTMM Suministro - Trim. III



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 III de 2021 en OTMM:

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

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 6.51
GNVC	ND
Industrial	\$ 6.99
Petroquímica	\$ 6.48
Refinería	\$ 8.25
Transportadores de Gas	\$ 13.81
Comercial	\$ 7.16

Fuente: SEGAS

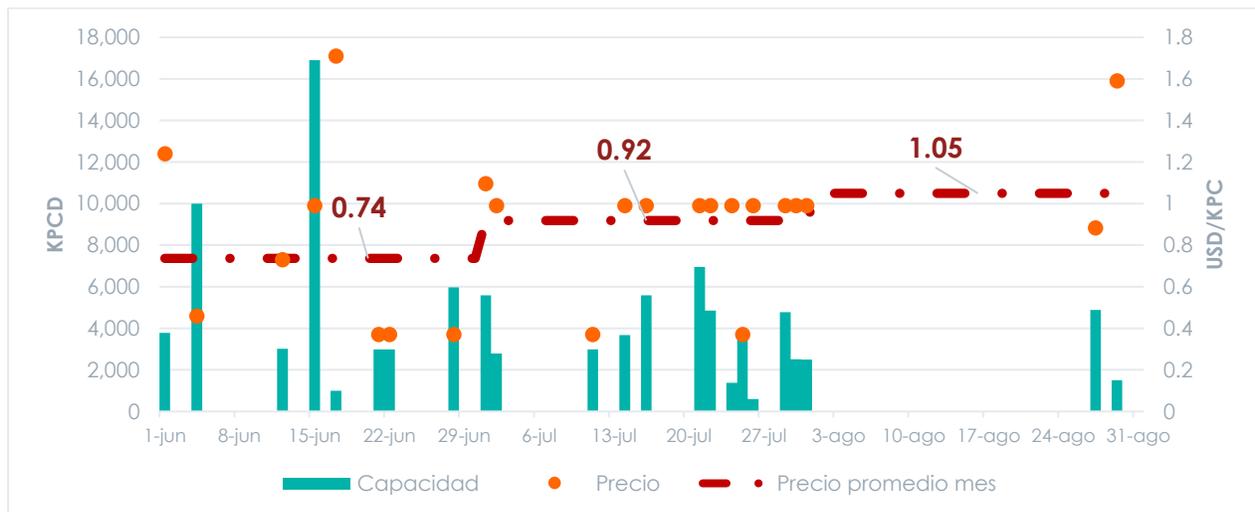
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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 promedios ponderados por capacidades negociadas diariamente en OTMM
III trimestre 2021**



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el III 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 III trimestre de 2021:

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/KPCD)
Con Interrupciones	\$ 0.84
Firme	\$ 0.83

Fuente: SEGAS

Precios registrados por rutas – III 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 – III trimestre 2021**

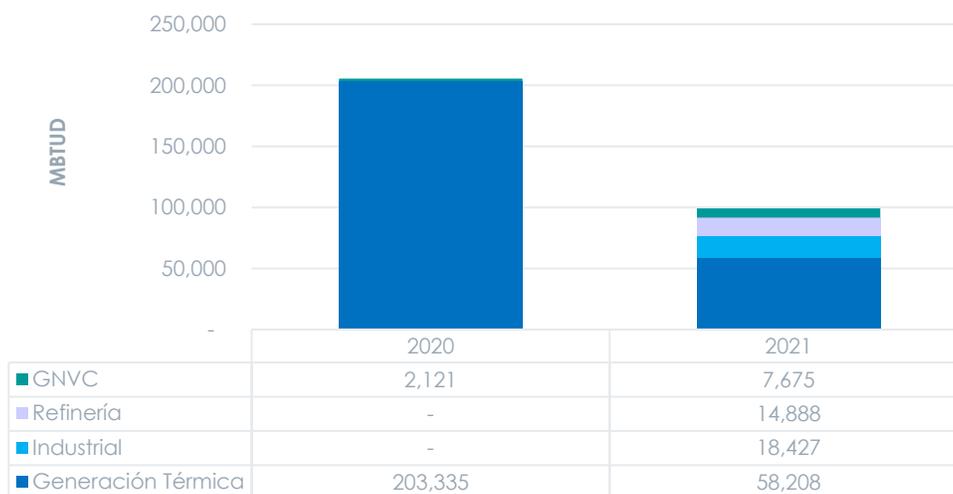
Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPDC)
BALLENA - BARRANQUILLA	ND
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	\$ 1,86
BUENOS AIRES - IBAGUE	ND
CARTAGENA - MAMONAL	\$ 0,37
CHICORAL - FLANDES	ND
CUSIANA - SABANA_F	\$ 1,82
CUSIANA - USME	\$ 1,92
SEBASTOPOL - MEDELLIN	ND
SINCELEJO - CARTAGENA	\$ 0,98
VASCONIA - ARMENIA	ND
VASCONIA - BARRANCABERMEJA	\$ 0,48
VASCONIA - SEBASTOPOL	\$ 0,20

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

Sector de consumo OTMM Transporte - Trim. III



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, en el III trimestre estándar de gas se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 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.

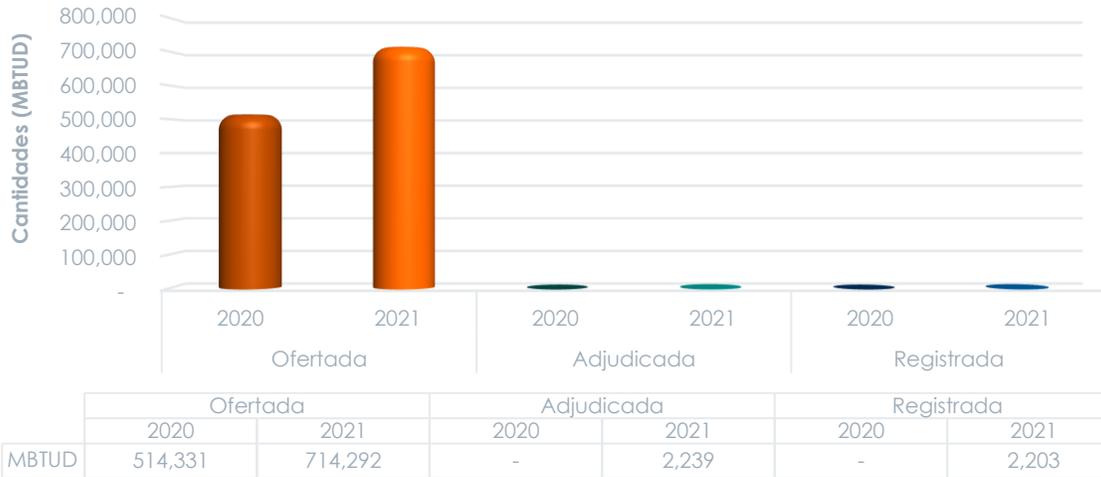
Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realizará una comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP - suministro para el III 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

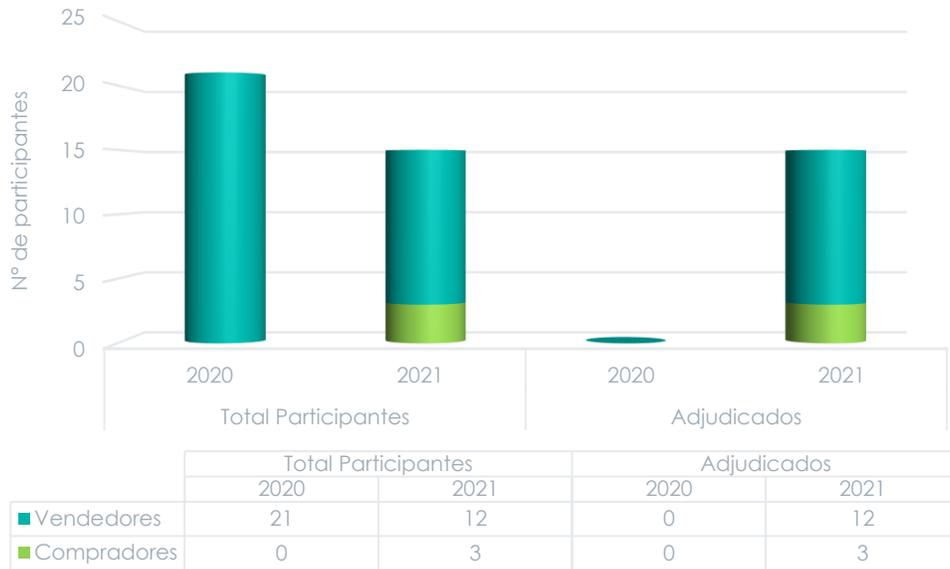
Puntos de entrega	Cantidad ofertada (MBTUD)		Cantidad adjudicada (MBTUD)		Cantidad registrada (MBTUD)	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Bloque Esperanza (Pruebas extensas)	22,900	-	-	-	-	-
Bloque VIM 5	24,751	-	-	-	-	-
Cupiagua	136,542	112,240	-	698	-	662
Cusiana	215,551	600,187	-	1,541	-	1,541
Floreña	94,663	225	-	-	-	-
Gibraltar	771	257	-	-	-	-
Provincia	1,100	1,100	-	-	-	-
Sardinata	18,053	-	-	-	-	-
Bullerengue		180	-	-	-	-
Hocol		103	-	-	-	-
TOTAL	514,331	714,292	-	2,239	-	2,203

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.

N° de vendedores y compradores SUVCP Suministro

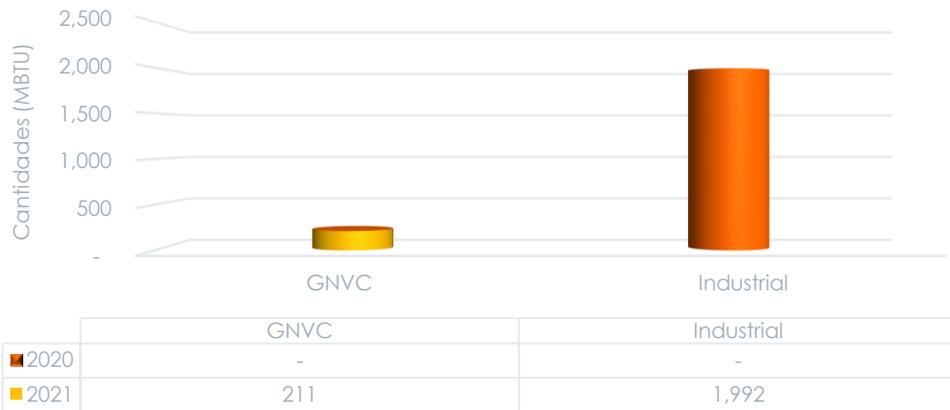


Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las negociaciones en la SUVCP - Suministro en el III trimestre gas 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

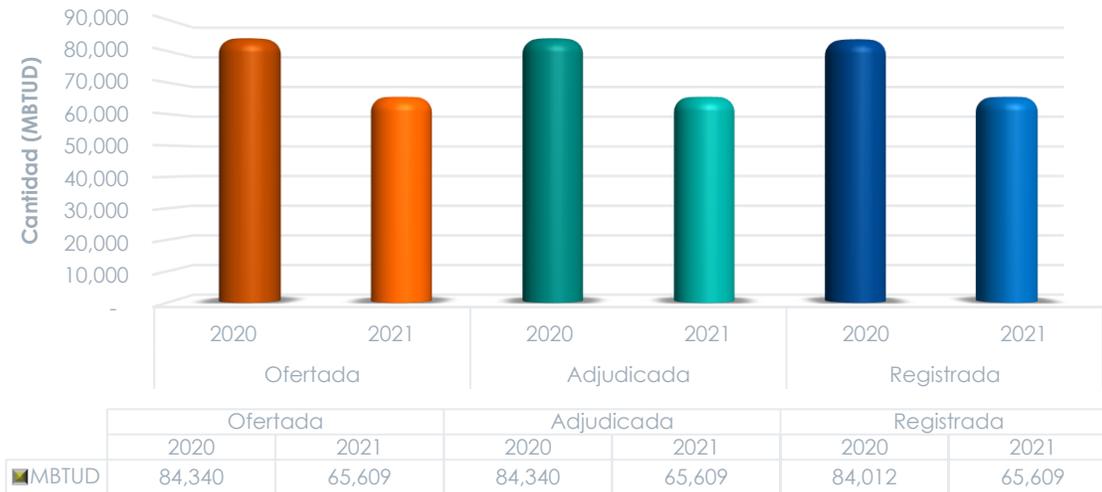
3.1.2 Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI)

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. 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 III 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 III trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior. Cabe resaltar que, en ambos periodos la oferta fue realizada para los mismos puntos.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	33,400	16,000
Chuchupa	15,561	11,882
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	27,480	33,465
Total (MBTUD)	84,340	65,609

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 65,609 MBTUD, mientras que en el mismo periodo de 2020 la adjudicación fue de 84,340 MBTUD. En la siguiente tabla se muestran las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	33,400	16,000
Chuchupa	15,561	11,882
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	27,480	33,465
Total (MBTUD)	84,340	65,609

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SSCI

En el trimestre III de 2021 la totalidad de gas adjudicado en las subastas SSCI fue registrada. En el mismo periodo de 2020, se dejaron de registrar 328 MBTUD para Cusiana.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	33,400	16,000
Chuchupa	15,561	11,882
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	27,152	33,465
Total (MBTUD)	84,012	65,609

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.

N° de vendedores y compradores SSCI

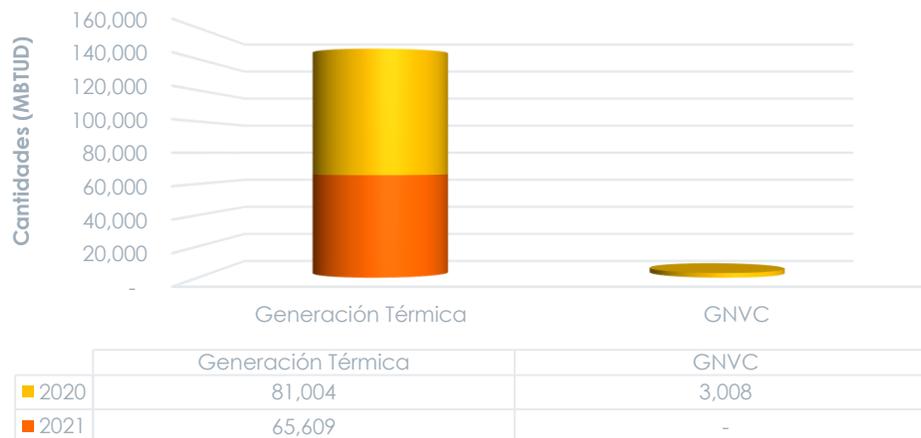


Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el III trimestre de 2021 fue registrada con destino a abastecer únicamente la demanda del sector Generación Térmica. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación se destinó a Generación térmica y GNVC.

Demanda por Sector de Consumo 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. Normativa aplicable: Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

a. Cantidades ofertadas, adjudicadas y registradas SCFB

Para el trimestre III de 2021 se ejecutó el mecanismo en julio, sin embargo, no se presentó actividad.

En el mismo periodo de 2020, no se reportaron posturas de venta o compra.

3.2 TRANSPORTE

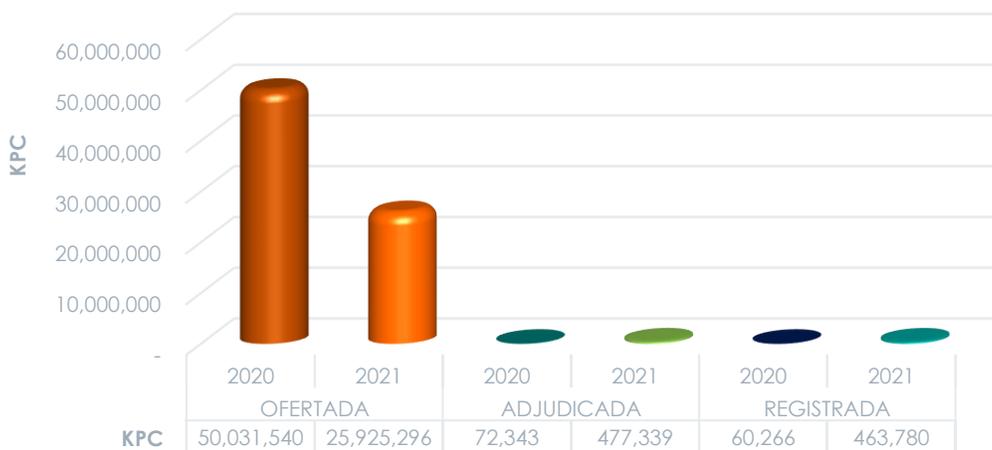
En el segundo trimestre de gas de 2021, para capacidad de transporte se llevaron a cabo 92 subastas por rutas y 92 subastas por tramos. Con respecto al mismo periodo del 2020, se desarrolló la misma cantidad de subastas para rutas; en cuanto la subasta por tramos, en 2020 no se desarrollaron, pues no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

3.2.1 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 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 III trimestre de 2021 vs el mismo periodo de 2020.

Capacidad ofertada, adjudicada y registrada SUVCP Transporte por RUTAS



Fuente: SEGAS

b. Capacidad ofertada - Rutas

La siguiente tabla consolida las nueve rutas más ofertadas en el III trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2020.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
CUSIANA - SABANA_F	2,768,931	3,497,531
YUMBO/CALI - CALI	3,719,338	3,347,467
CARTAGENA - SINCELEJO	3,434,833	2,148,518
LA MAMI - BARRANQUILLA	7,152,298	2,137,086
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	434,580	2,055,093
BALLENA - BARRANCABERMEJA	8,611,593	1,778,101
BARRANQUILLA - CARTAGENA	6,320,739	1,412,961
BARRANCABERMEJA - SABANA_F	1,388,004	1,310,073
BUCARAMANGA - GIBRALTAR	702,596	1,219,038
Otras Rutas	15,498,628(*)	7,019,420 (**)
TOTAL (KPC)	50,031,540	25,925,296

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2020. Cantidad 41 rutas.

** Otras Rutas 2021. Cantidad 38 rutas.

c. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el III trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2020. Se observa una capacidad adjudicada de casi siete veces más en el III trimestre de 2021.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	179,176
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	151,450
CUSIANA - VASCONIA	12,317	61,941
CUSIANA - SABANA_F	16,586	31,022
CUSIANA - OCOA	23,635	23,825
VASCONIA - PEREIRA	4,636	17,411
CUSIANA - SEBASTOPOL	6,991	7,394
Otras Rutas	8,178(*)	5,120(**)
TOTAL (KPC)	72,343	477,339

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2020. Cantidad 3 rutas.

** Otras Rutas año 2021. Cantidad 3 rutas.

d. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el III trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2020. Se observa un aumento en la capacidad registrada del III trimestre de 2021, respecto al mismo periodo del año 2020.

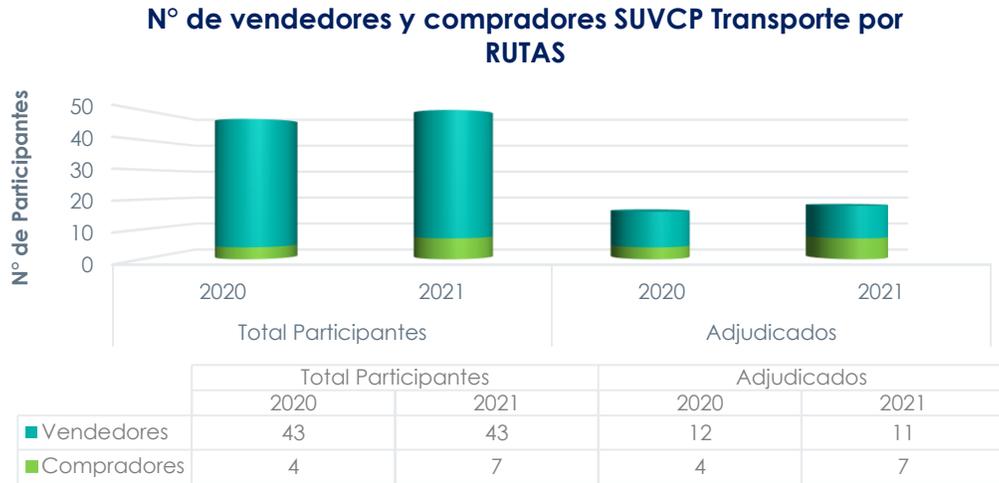
RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	176,881
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	145,462
CUSIANA - VASCONIA	12,317	61,939
CUSIANA - SABANA_F	16,360	31,022
CUSIANA - OCOA	17,810	23,792
VASCONIA - PEREIRA	4,636	17,411
CUSIANA - SEBASTOPOL	4,785	7,153
MARIQUITA - GUALANDAY	-	60
VASCONIA - MARIQUITA	-	60
Otras Rutas	4,358(*)	-
TOTAL	60,266	463,780

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2020. Cantidad 2 rutas.

e. Número de vendedores y compradores – Rutas

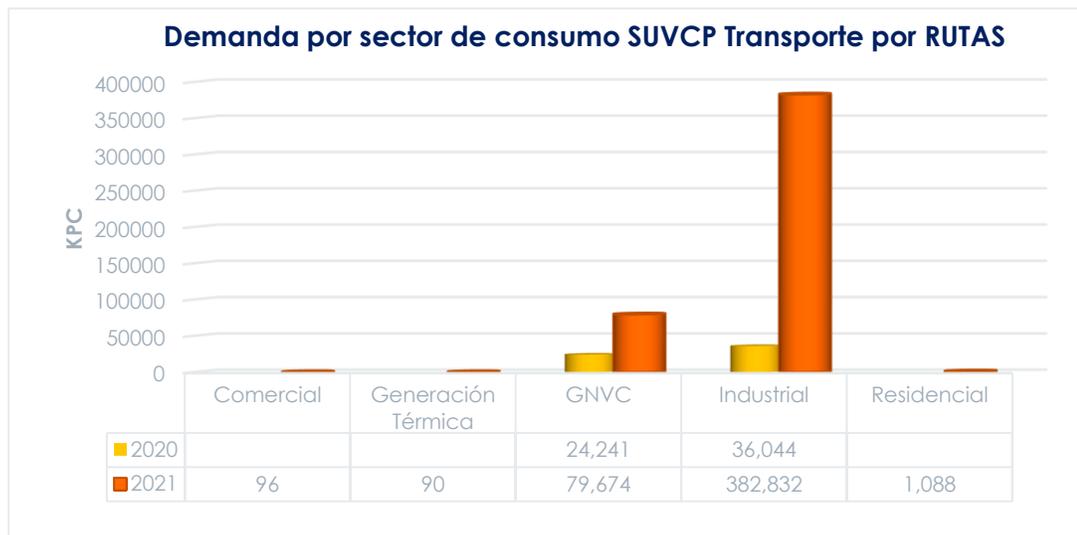
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Rutas del III trimestre de 2021 vs 2020.



Fuente: SEGAS

f. Demanda por sector de consumo - Rutas

En la siguiente imagen se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el III trimestre de 2021 vs 2020. Se resalta la participación de los sectores industrial y GNVC en ambos periodos; adicionalmente, se observa un aumento en la demanda a través de la SUVCP por rutas en el III trimestre de 2021 respecto al mismo periodo de 2020.

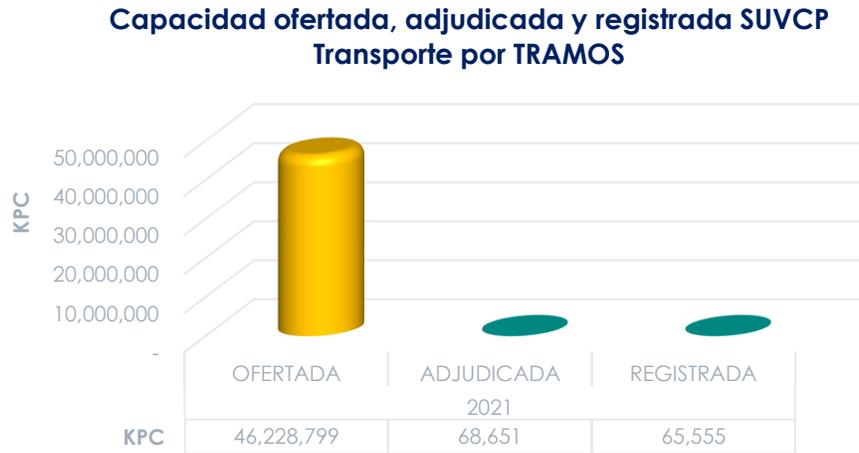


Fuente: SEGAS

3.2.2 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 III trimestre de 2021.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el III trimestre de 2021.

TRAMOS	2021 (KPC)
CUSIANA - EL PORVENIR	4,945,890
EL PORVENIR - LA BELLEZA	4,931,591
LA BELLEZA - COGUA	4,780,424
COGUA - SABANA_F	4,776,582
YUMBO/CALI - CALI	3,347,467
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	3,241,246
CARTAGENA - SINCELEJO	2,148,518
LA MAMI - BARRANQUILLA	2,137,086
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,805,631
Otros Tramos (27*)	14,114,364
TOTAL (KPC)	46,228,799

Fuente: SEGAS

*Otros Tramos. Cantidad 27 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos adjudicados en el III trimestre de 2021:

TRAMOS	2021 (KPC)
COGUA - SABANA_F	18,102
SEBASTOPOL - VASCONIA	17,986
VASCONIA - MARIQUITA	11,862
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	8,771
CUSIANA - EL PORVENIR	3,936
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,936
LA BELLEZA - VASCONIA	3,668
VASCONIA - SEBASTOPOL	357
LA BELLEZA - COGUA	33
TOTAL	68,651

Fuente: SEGAS

c. Capacidad registrada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos registrados en el III trimestre de 2021:

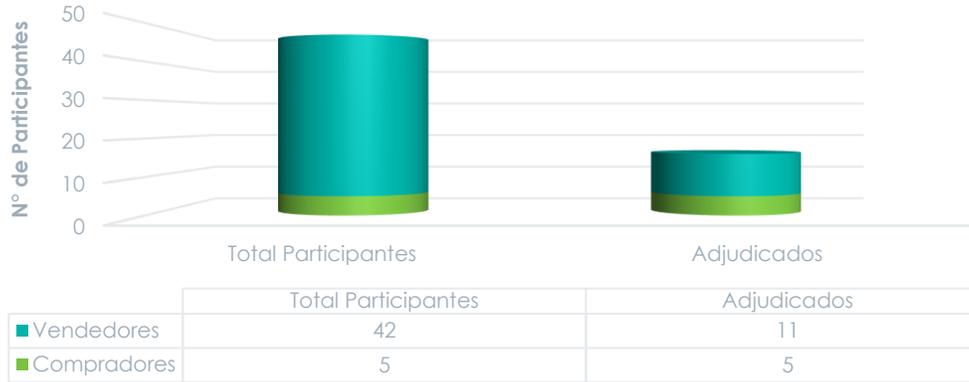
TRAMOS	2021 (KPC)
COGUA - SABANA_F	18,102
SEBASTOPOL - VASCONIA	17,984
VASCONIA - MARIQUITA	9,310
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	8,771
LA BELLEZA - VASCONIA	3,668
CUSIANA - EL PORVENIR	3,665
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,665
VASCONIA - SEBASTOPOL	357
LA BELLEZA - COGUA	33
TOTAL	65,555

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del III trimestre de 2021.

N° de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS



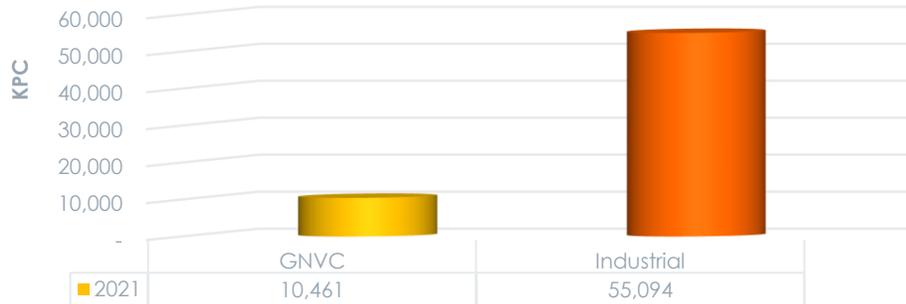
2021

Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

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

Demanda por sector de consumo SUVCP Transporte por TRAMOS



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 natural⁷, 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:

⁷ “4.3. Monitorear el Mercado Mayorista de Gas Natural. Este servicio consiste en el análisis y publicación permanente de la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural o de cualquier otra fuente de información a la que tenga acceso o disponga, para ofrecer periódicamente reportes, informes o boletines, entre otros (...)”.

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 E.S.P S.A., 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 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 (GBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (GBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Junio	-	615,705	-	-	-21,066	-
Julio	-	610,219	-	-	-31,090	-
Agosto	-	708,162	-	-	-55,152	-

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT (GBTU)	Desbalances (-) acumulados SNT (GBTU)
Transportador - Productor	No se presentó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se presentó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
Transportador - Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 644.695 GBTU, para el mes de agosto se presentó un incremento absoluto de 16,05% respecto a julio.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de 35.769 GBTU, para el mes de agosto se presentó un incremento absoluto de 77,39% respecto a julio.
Transportador - Transportador	No se presentó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se presentó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.

5

Indicadores CREG del Mercado Primario

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

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

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

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP1, MP2, MP3, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre junio a agosto de 2021. 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/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

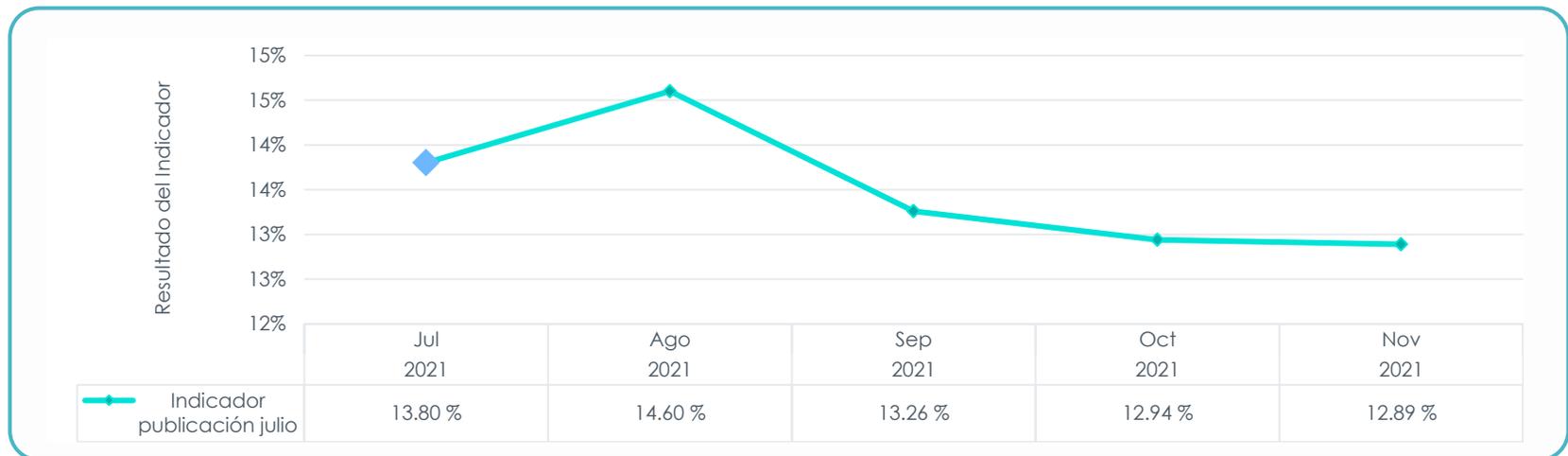
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Periodicidad de publicación Anual, antes del proceso de negociación

Descripción: Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP1 = \frac{PTDV}{PP}$$

MP1



Análisis: Los resultados del presente indicador disminuyeron en promedio un 38% en comparación con el año anterior, debido a una reducción en las variables de producción disponible para la venta y el potencial de producción declarados por los agentes del mercado en el año 2021.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **julio 2021** y para lo restante del año gas 2021 es:

PTDV: 158.893MBTUD

PP: 1.177.200 MBTUD

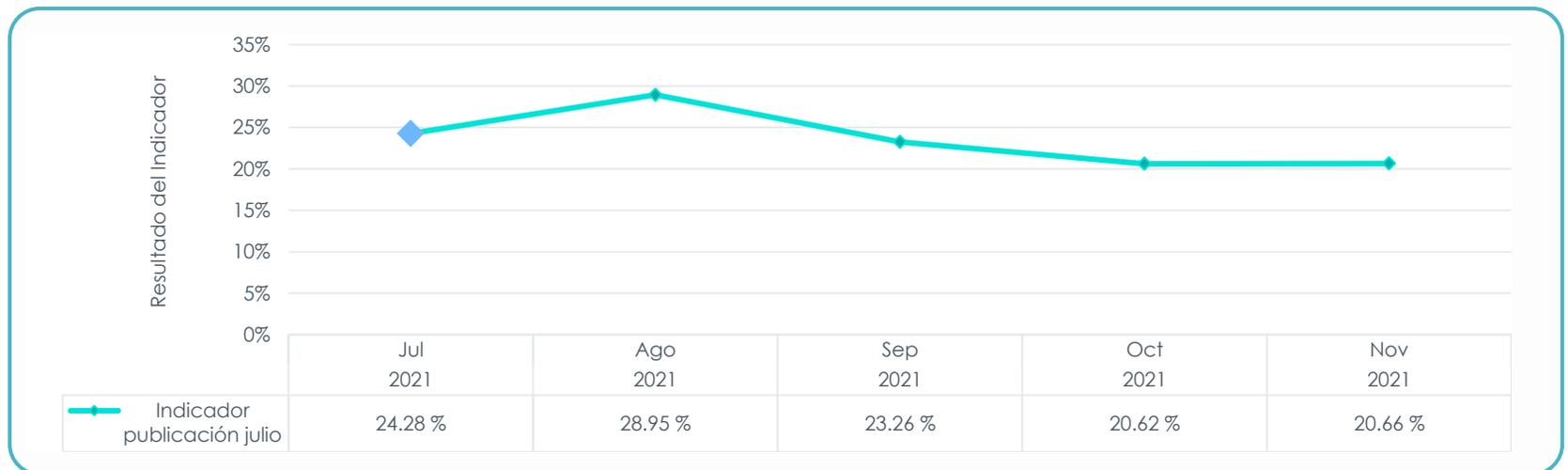
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2021, con corte 9 de julio.

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para la venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 186 de 2020 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya.

$$MP2 = \frac{PTDVF + CIDVF}{PTDV + CIDV}$$

MP2



Análisis: Los resultados del presente indicador presentan una reducción del 34% en promedio, respecto a la publicación del año 2020. Lo anterior, como consecuencia de la reducción en las variables PTDVF y PTDV declarada por los agentes del mercado en el año 2021. En el mes de agosto, se observa un incremento en el valor del indicador producto del aumento en 10.221 MBTUD de la variable PTDVF entre julio y agosto.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El promedio de las variables calculadas para el mes de **julio 2021** y para lo restante del año gas 2021 es:

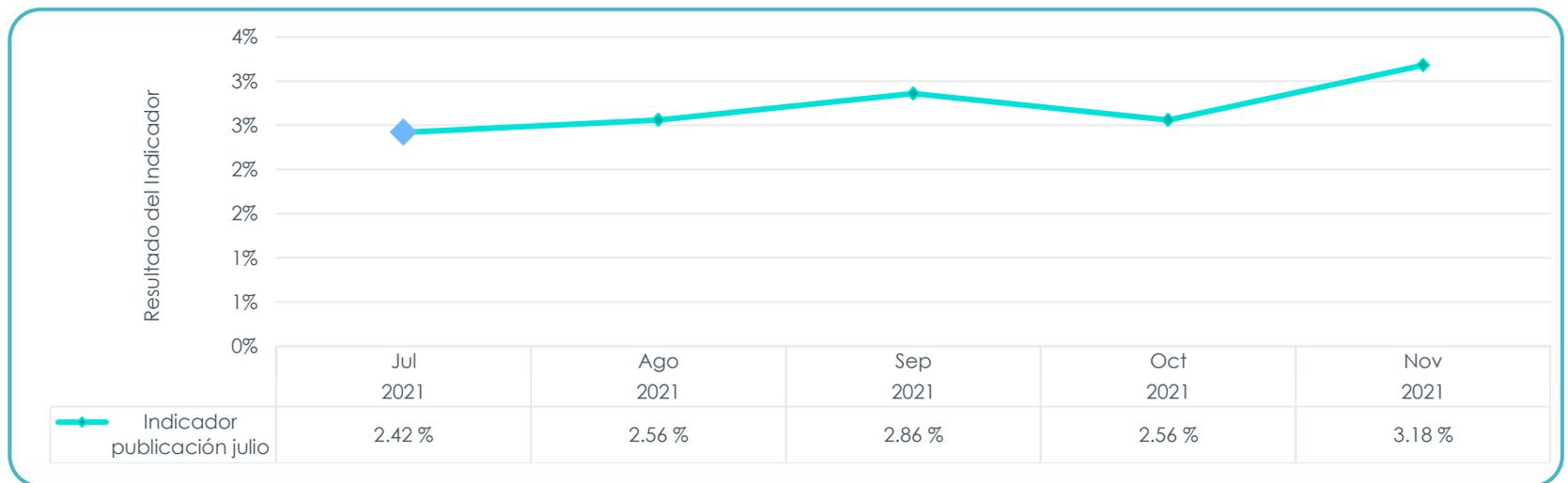
PTDVF: 37.654 MBTUD
PTDV: 158.893 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD
CIDV: 0 MBTUD

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 2021, con corte 9 de julio.

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP3 = \frac{PTDVF}{PP}$$

MP3



INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Análisis: Los resultados del presente indicador muestran una tendencia creciente para el año 2021, lo anterior, asociado a la reducción de la variable PP en el tiempo lo cual deriva en un incremento del cociente del indicador. De acuerdo con lo declarado por los agentes del mercado, se observa un incremento en el valor de la PTDVF para el año gas 2022, puesto que la finalización de contratos libera cantidades para la negociación de dicho periodo.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **julio 2021** y para lo restante del año gas 2021 es:

PTDVF: 37.654 MBTUD

PP: 1.177.200 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 2021, con corte 9 de julio.

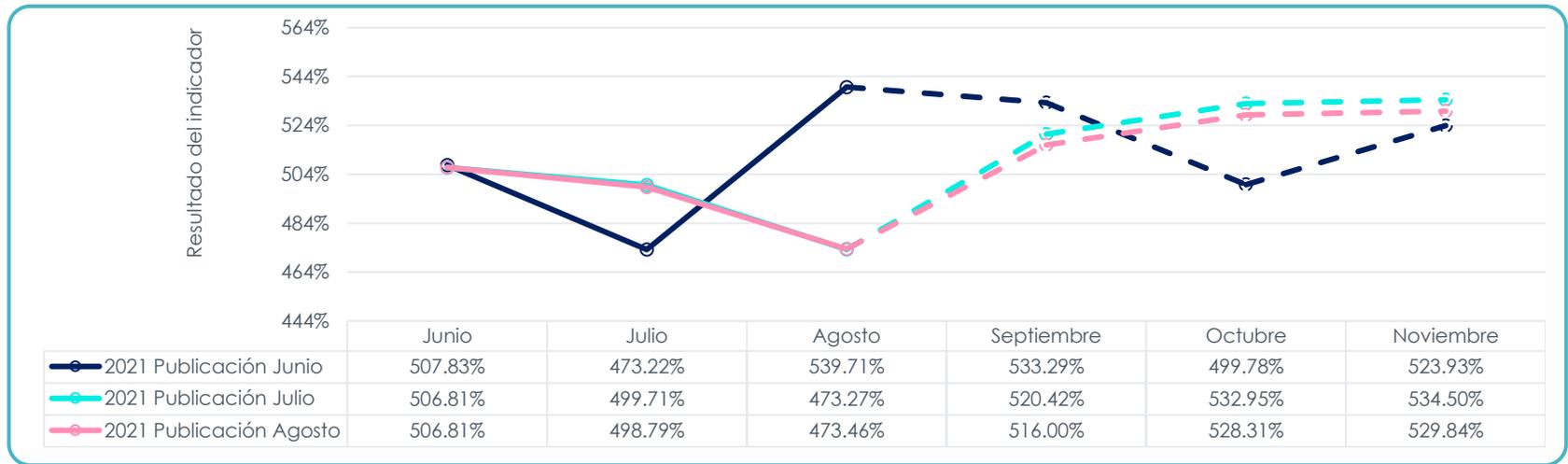
Periodicidad de publicación Mensual

MP4

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.

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

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 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 junio y julio disminuyó en un 12,32% para el mes de agosto, principalmente por un incremento de 21.162 MBTUD en la PTDV, sumado a un aumento de 125 MBTUD en la oferta comprometida. Así mismo, a partir del mes de agosto el indicador aumentó un 0,04% comparando la publicación de julio y agosto, producto de un incremento de 330 MBTUD en la oferta comprometida, aumento que se mantuvo constante para los meses restantes del año de gas.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto 2021** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 812.506 MBTUD
PTDV: 164.942 MBTUD
CIDV: 0 MBTUD

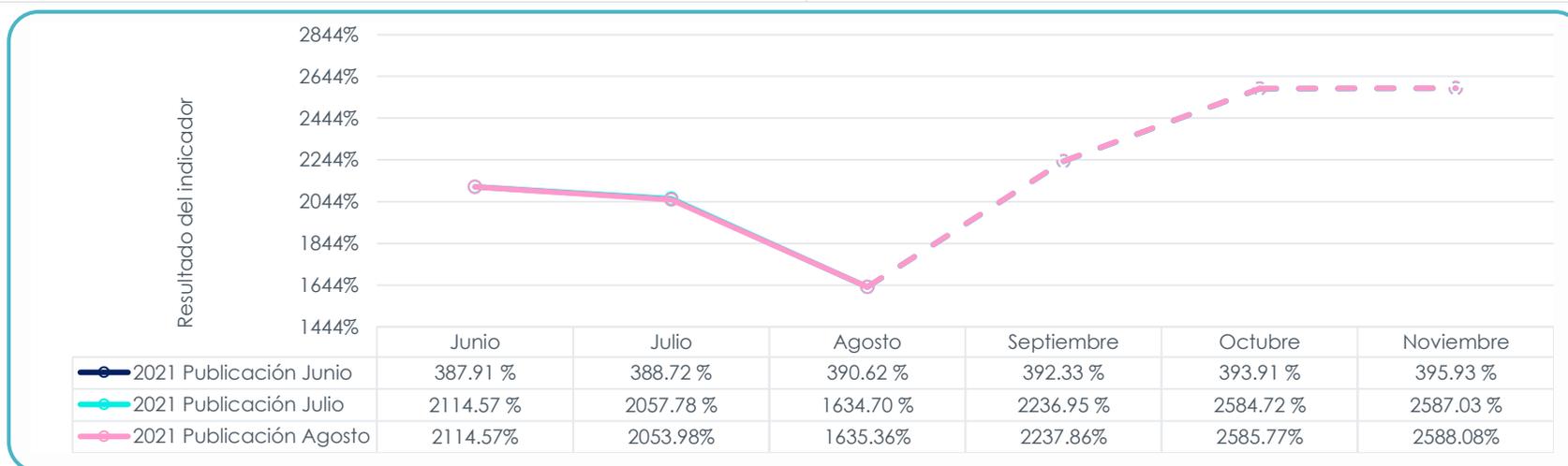
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Nota: la publicación del indicador realizada en junio 2021 presenta diferencias con respecto a las publicaciones de los siguientes dos meses, ya que en dicha publicación se consideró 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 2021, con corte 9 de junio de 2021 y sin considerar las actualizaciones posteriores.

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.

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

MP5



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.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

El valor del indicador se incrementó en un 318,49% para el mes de agosto, comparando la publicación de junio y julio como consecuencia de un aumento de 125 MBTUD en la oferta comprometida en firme y una disminución de 158.299 MBTUD en la variable PTDVF. Así mismo, entre la publicación de julio y la publicación de agosto correspondiente al mes de agosto, el indicador aumentó un 0,04%, dado un aumento de 330 MBTUD en la oferta comprometida, aumento que se mantuvo constante para los meses restantes del año de gas.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto 2021** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 812.506 MBTUD

PTDVF: 42.557 MBTUD

CIDVF: 0 MBTUD

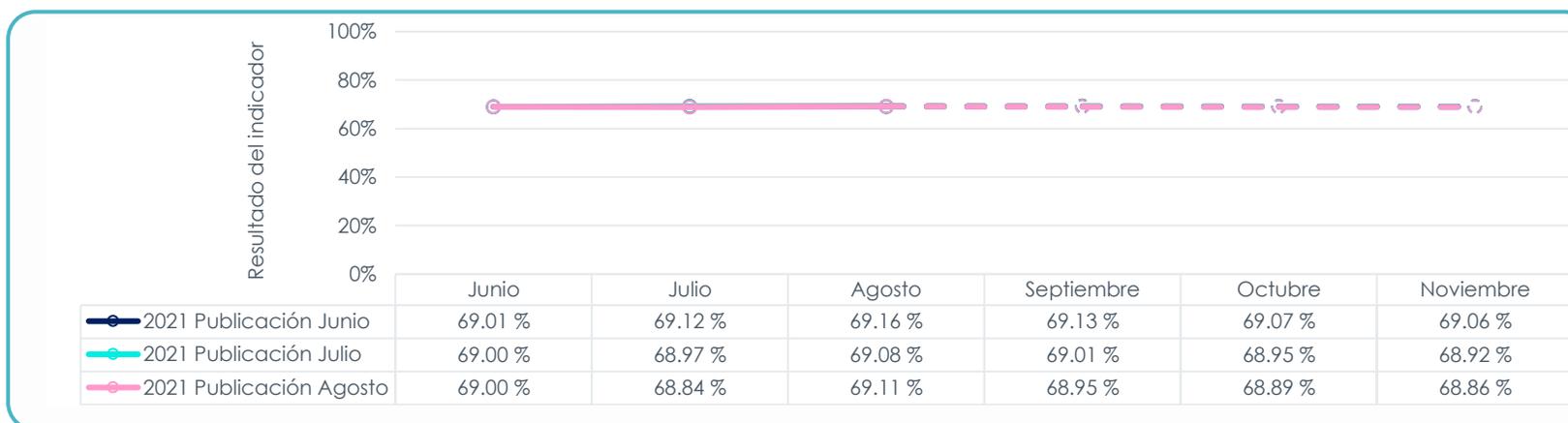
Nota: en la publicación de junio se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año inmediatamente anterior, ya que las declaraciones referentes al año 2021 se realizaron posterior al cálculo del indicador.

MP6

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.

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



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 agosto se evidenció que en promedio la contratación vigente de suministro de gas natural bajo modalidades que garantizan firmeza fue del 69% del potencial de producción. Este indicador mantiene un valor estable para el año gas 2021 finalizando en 68,86%.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto 2021** teniendo en cuenta la publicación del último mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 812.506 MBTUD

PP: 1.177.827 MBTUD

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

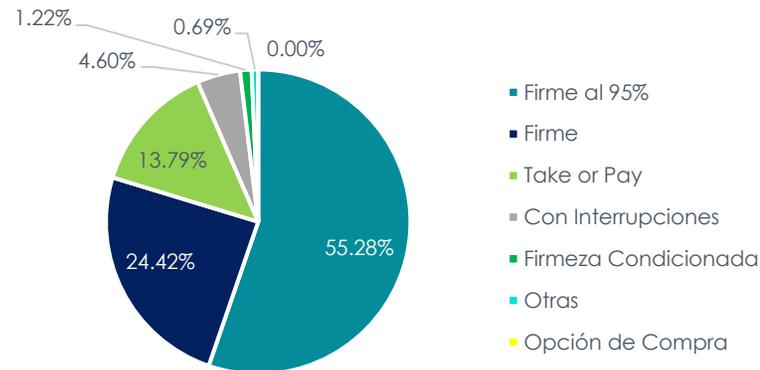
MP17

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

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

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Participación Agosto - Demanda Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de agosto 2021 disminuyó en comparación con el mes inmediatamente anterior, al aumentar la contratación vigente de la demanda regulada en 375 MBTUD (250 MBTUD bajo la modalidad con Interrupciones y 125 MBTUD bajo la modalidad firme), llegando a un total de 259.997 MBTUD, el cual se mantuvo para el mes de septiembre.

La participación por modalidad contractual al finalizar el trimestre (agosto), fue la siguiente: Firme al 95% (55,28%), Firme (24,42%), ToP (13,79%), Con Interrupciones (4,60%), Firmeza condicionada (1,22%) 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.

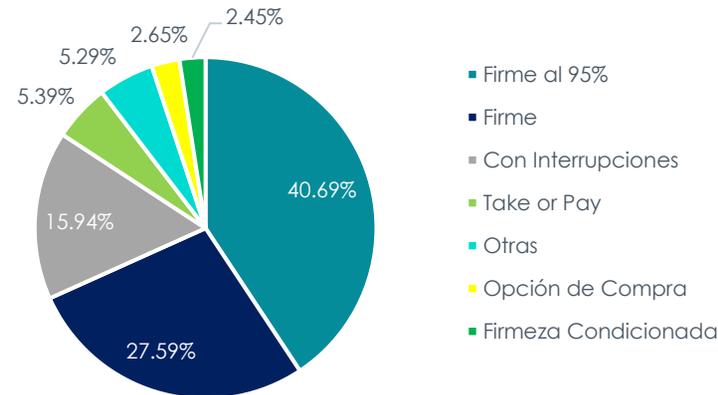
MP18

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 Agosto - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de agosto 2021 aumentó en comparación con el mes inmediatamente anterior, al aumentar la contratación vigente de la demanda no regulada en 15.250 MBTUD (bajo la modalidad con Interrupciones) y al disminuir 550 MBTUD (bajo la modalidad firme al 95%), llegando a un total de 747.031 MBTUD.

La participación por modalidad contractual al finalizar el trimestre (agosto), fue la siguiente: Firme al 95% (40,69%), Firme (27,59%), Con Interrupciones (15,94%), ToP (5,39%), Otras (5,29%), Opción de Compra (2,65%) y Firmeza condicionada (2,45%).

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.

6

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

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

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

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

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 III: Corresponde a los meses junio, julio y agosto.