



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

## SEPTIEMBRE A NOVIEMBRE 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 septiembre - octubre - noviembre **se registraron en total 73 contratos**, bajo la modalidad firme de capacidades trimestrales.

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior, casi duplicando las mismas. Tanto el **96%** de las capacidades adjudicadas para rutas como el **92%** de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociado en el mercado primario durante el cuarto trimestre del año gas 2021 se redujeron en un **66%** con respecto al mismo periodo de 2020; por su parte, los precios de negociación se ubicaron entre los \$2.70 y \$7.86 USD/MBTU.

En el mercado secundario se contrataron en total 803 MBTUD, por medio de 3 operaciones producto de la ejecución del mecanismo Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) – Suministro, a un precio que osciló entre 3.0 USD/MBTU y 3.9 USD/MBTU.

El cuanto a la aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, dado que **se determinó congestión contractual en tres de los tramos del SNT**, se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los tramos i) Cusiana – El Porvenir, II) El Porvenir – La Belleza y, iii) La Belleza – Vasconia.

Los sectores con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos son el industrial con el 53% y gas natural vehicular con el 46% de la demanda para el IV trimestre gas 2021.

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI), el total de gas adjudicado fue de 34,923 MBTUD, producto de 18 operaciones. Los precios de adjudicación fluctuaron entre 3.21 USD/MBTUD y 6.89 USD/MBTUD.

## 2

## Información transaccional

### 2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

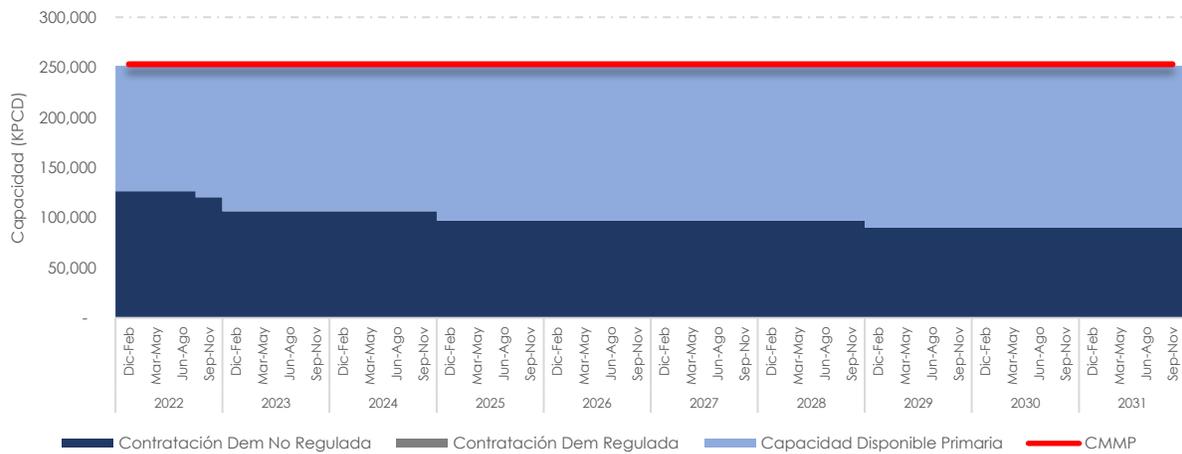
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación septiembre-octubre-noviembre de 2021, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de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

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron setenta y tres (73) 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

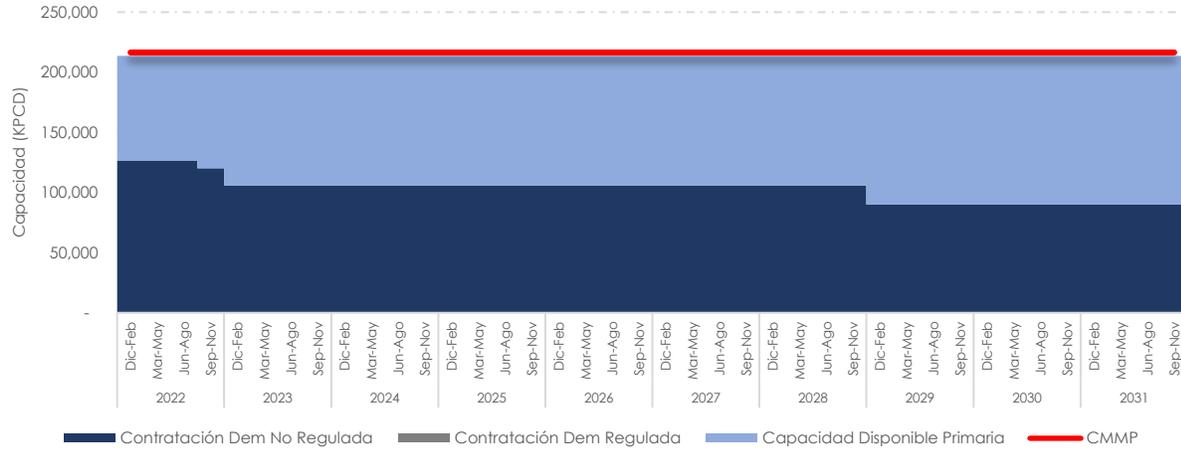
##### Ballena – La Mami



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591	161,591
<b>Contratación Trim MR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR(2)</b>	36,360	16,361	16,361	7,350	7,350	7,350	7,350	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	22.50%	10%	10%	5%	5%	5%	5%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	126,360	106,361	106,361	97,350	97,350	97,350	97,350	90,000	90,000	90,000
<b>Contratación en Firme</b>	126,360	106,361	106,361	97,350	97,350	97,350	97,350	90,000	90,000	90,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	126,145									
<b>CMMP</b>	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091	253,091
<b>Contratación firme/CMMP</b>	50%	42%	42%	38%	38%	38%	38%	36%	36%	36%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

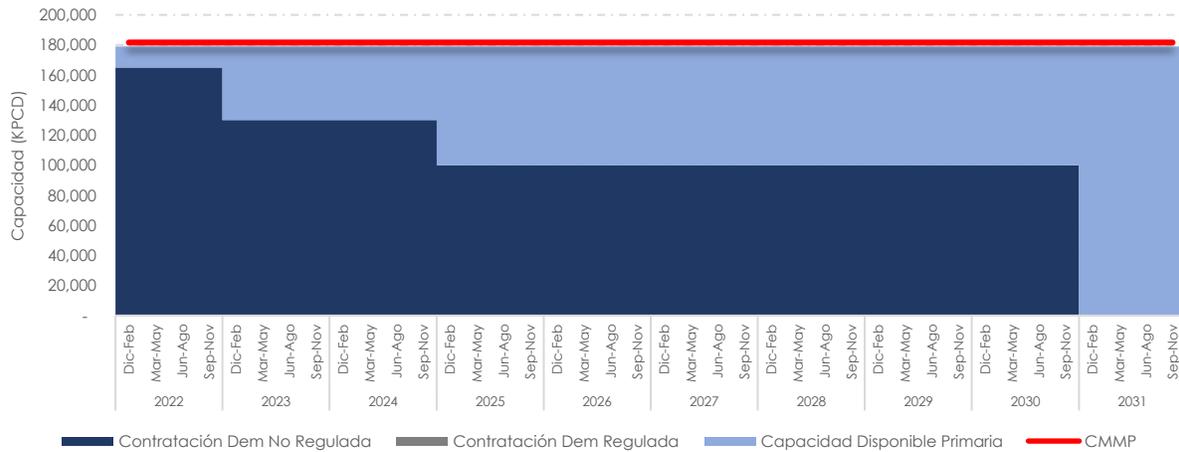
### La Mami - Barranquilla



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491	123,491
<b>Contratación Trím MR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR(2)</b>	36,199	15,800	15,800	15,800	15,800	15,800	15,800	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	29.31%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	126,199	105,800	105,800	105,800	105,800	105,800	105,800	90,000	90,000	90,000
<b>Contratación en Firme</b>	126,199	105,800	105,800	105,800	105,800	105,800	105,800	90,000	90,000	90,000
<b>Cont. con Interrupciones</b>	89,527									
<b>CMMP</b>	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491	216,491
<b>Contratación firme/CMMP</b>	58%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	42%	42%	42%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Jobo – Sincelejo



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	14,045	49,045	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045
<b>Contratación Trím MR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trím MNR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	165,000	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
<b>Contratación en Firme</b>	165,000	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	12,798									
<b>CMMP</b>	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
<b>Contratación firme/CMMP</b>	91%	72%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

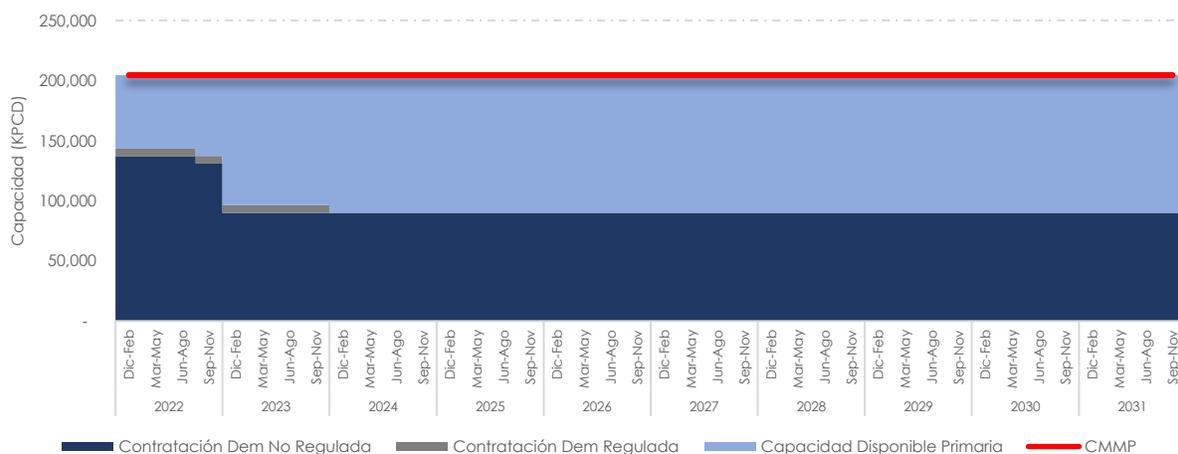
### La Creciente – Sincelajo



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	60,475	35,585	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trím MR(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	9,311	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	39,336	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	39,336	24,890	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	58,561									
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	43%	27%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Cartagena – Mamonal



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	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)	16,908	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	6,430	6,430	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	136,908	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Contratación en Firme	143,338	96,430	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Cont. con Interrupciones	43,733									
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	70%	47%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

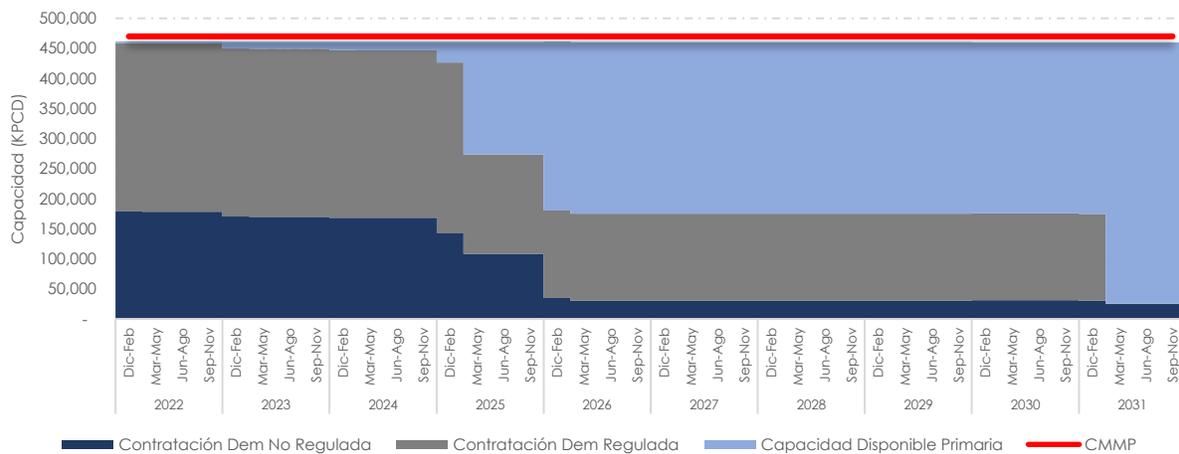
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2021, 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

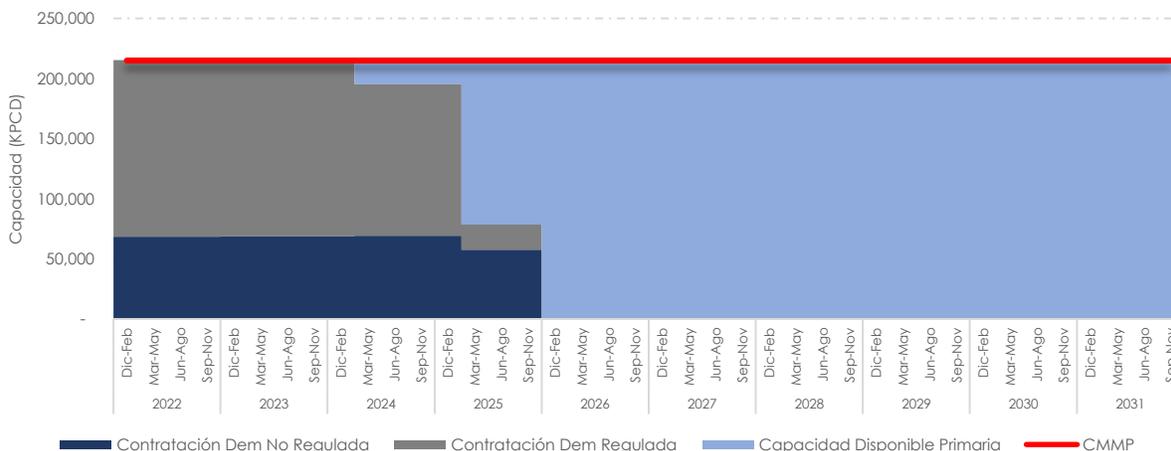
### Cusiana – El Porvenir



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	3,542	11,431	13,330	34,351	280,835	285,419	285,414	285,411	284,408	285,408
<b>Contratación Trim MR(2)</b>	1,200	711	661	605	438	438	438	438	-	-
<b>Contratación Trim MNR(2)</b>	1,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	65%	6%	5%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	280,318	279,378	279,138	283,704	145,356	145,097	145,100	145,105	144,670	144,670
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	178,593	170,203	168,178	142,594	35,088	30,000	30,002	30,002	31,000	30,000
<b>Contratación en Firme</b>	458,911	449,581	447,316	426,298	180,444	175,097	175,102	175,107	175,670	174,670
<b>Cont. con Interrupciones</b>	905									
<b>CMMP</b>	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	98%	96%	95%	91%	38%	37%	37%	37%	37%	37%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Cogua – Sabana

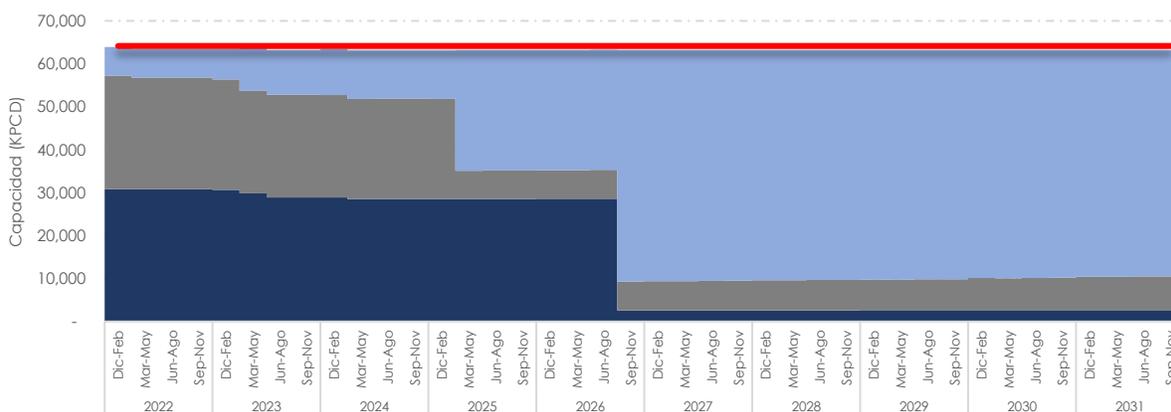


■ Contratación Dem No Regulada ■ Contratación Dem Regulada ■ Capacidad Disponible Primaria — CMMP

	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%
Contratación en Firme MR(3)	146,691	146,495	146,291	126,127	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR(3)	68,615	68,823	69,196	69,196	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	215,306	215,318	215,487	195,323	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	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%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Cusiana – Apiay

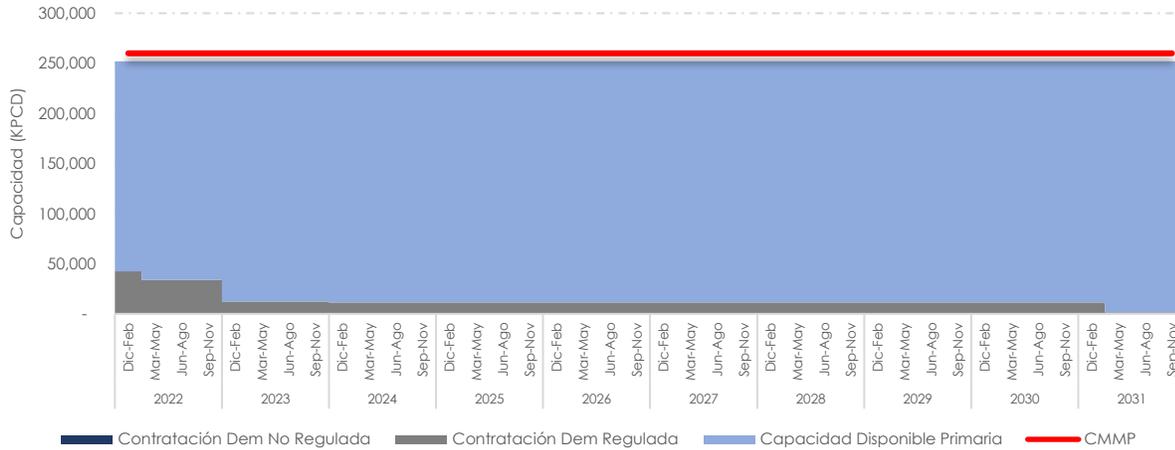


■ Contratación Dem No Regulada ■ Contratación Dem Regulada ■ Capacidad Disponible Primaria — CMMP

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CDP(1)	7,137	7,137	10,796	11,243	27,913	53,646	53,467	53,285	52,966	52,634
Contratación Trím MR(2)	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MNR(2)	129	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR(3)	26,471	25,648	23,855	23,313	6,783	6,931	7,086	7,207	7,536	7,841
Contratación en Firme MNR(3)	30,811	30,682	28,858	28,537	28,559	2,582	2,606	2,667	2,667	2,684
Contratación en Firme	57,282	56,330	52,713	51,850	35,342	9,513	9,692	9,874	10,203	10,525
Cont. con Interrupciones	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	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%	15%	15%	15%	16%	16%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

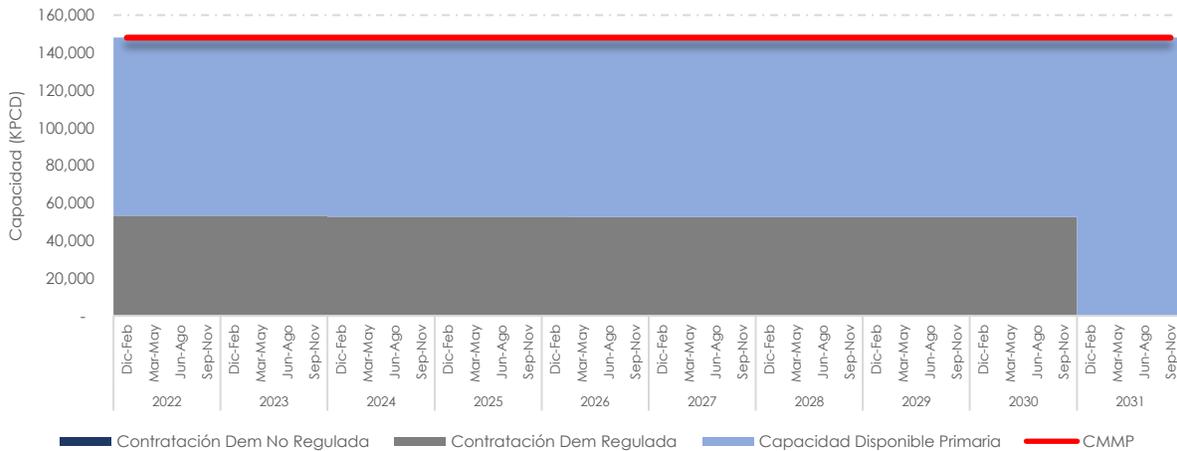
### Ballena - Barrancabermeja



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	220,540	239,803	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600
<b>Contratación Trim MR(2)</b>	10,970	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR(2)</b>	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	42,230	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	42,530	12,197	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400
<b>Cont. con Interrupciones</b>	20,000									
<b>CMMP</b>	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	16%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

### Armenia - Cali



	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>CDP(1)</b>	94,824	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400
<b>Contratación Trim MR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratación Trim MNR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	52,688	52,688	52,688	52,688	52,688	52,600	52,600	52,600	52,600	-
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	488	568	88	88	88	-	-	-	-	-
<b>Contratación en Firme</b>	53,176	53,256	52,776	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	-
<b>Cont. con Interrupciones</b>	-									
<b>CMMP</b>	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
<b>Contratación firme/CMMP</b>	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

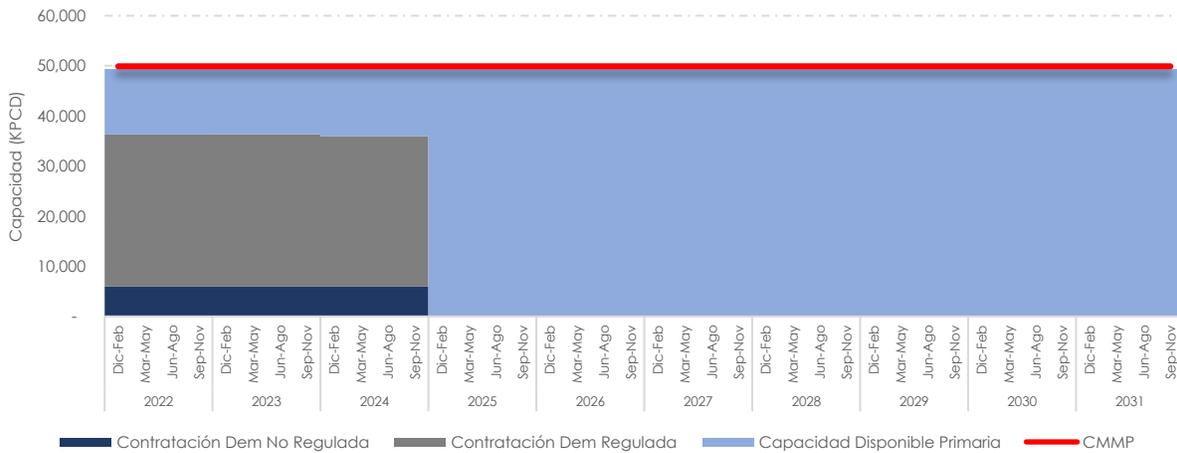
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre septiembre-octubre-noviembre, 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
<b>CDP(1)</b>	13,398	13,398	13,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	49,398	13,398
<b>Contratación Trim MR(2)</b>	337	315	-	-	-	-	-	-	-	-	337
<b>Contratación Trim MNR(2)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>% CDP comprometida</b>	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
<b>Contratación en Firme MR(3)</b>	30,337	30,347	30,010	-	-	-	-	-	-	-	30,337
<b>Contratación en Firme MNR(3)</b>	6,000	6,000	6,000	-	-	-	-	-	-	-	6,000
<b>Contratación en Firme</b>	36,337	36,347	36,010	-	-	-	-	-	-	-	36,337
<b>Cont. con Interrupciones</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>CMMP</b>	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920	49,920
<b>Contratación firme/CMMP</b>	73%	73%	72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	73%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

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

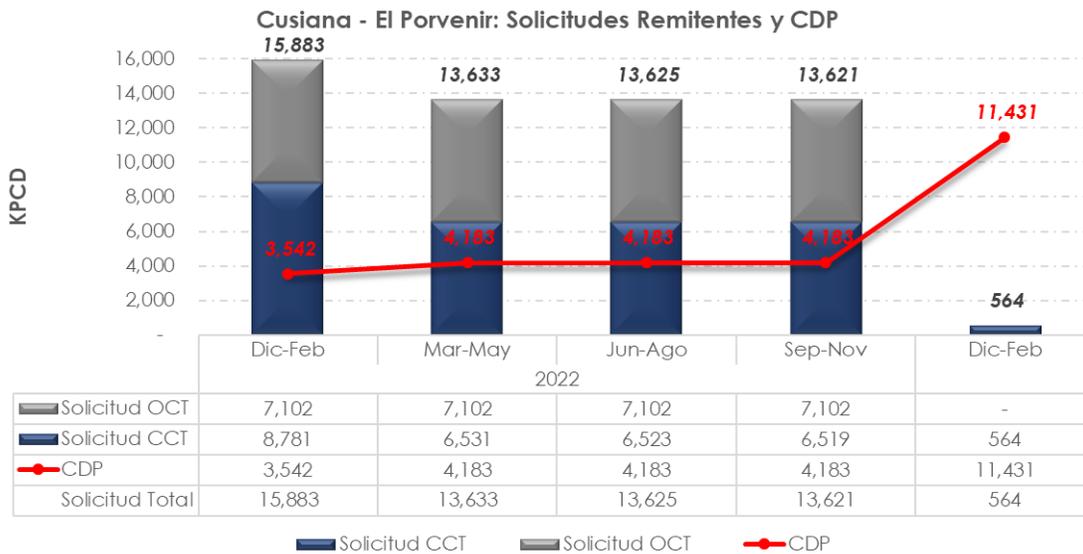
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre septiembre-octubre-noviembre, para los mercados regulado y no regulado.

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

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

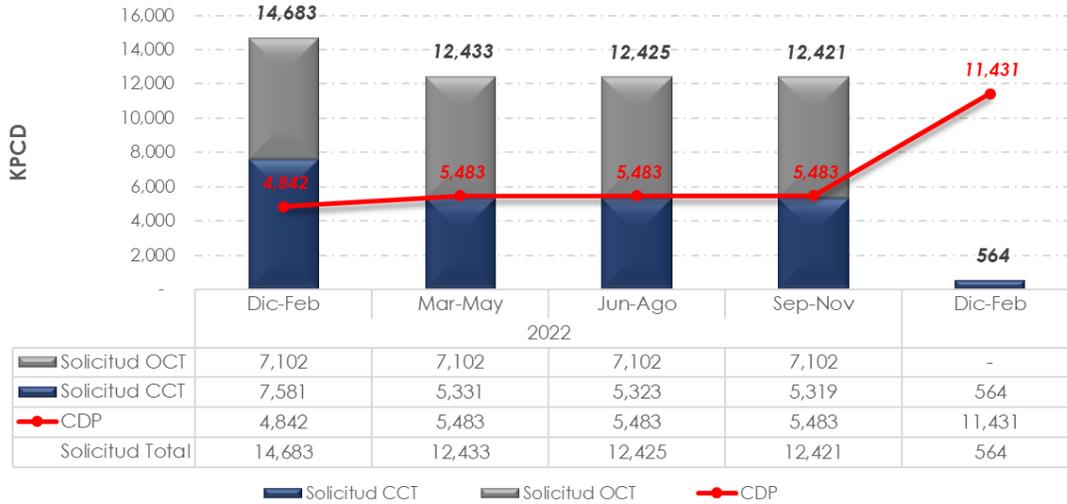
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que en el trimestre estándar de negociación septiembre-octubre-noviembre de 2021 se presentó congestión contractual<sup>1</sup> en tres (3) de los tramos del Sistema Nacional de Transporte - SNT, i) Cusiana – El Porvenir, ii) El Porvenir – La Belleza y, iii) La Belleza – Vasconia; para los trimestres comprendidos entre diciembre de 2021 y noviembre de 2022. Por tal razón, se efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 para efectos de la asignación de la capacidad disponible entre los remitentes.

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

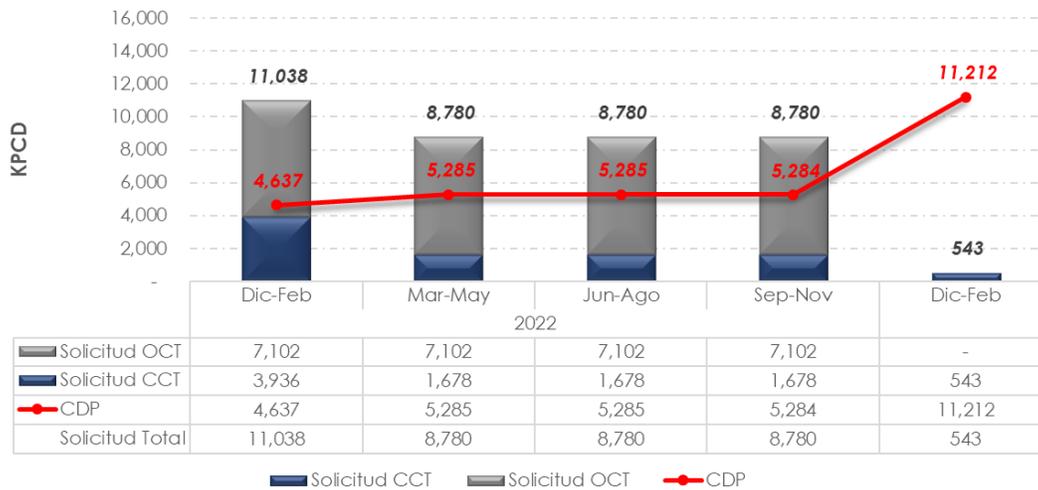


<sup>1</sup> La congestión contractual es definida como la condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

**El Porvenir - La Belleza: Solicitudes Remitentes y CDP**



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



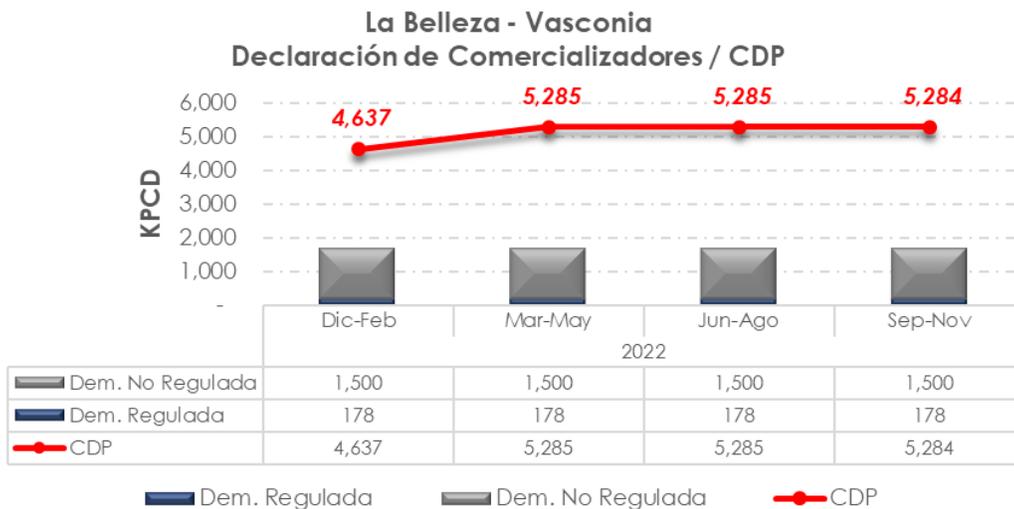
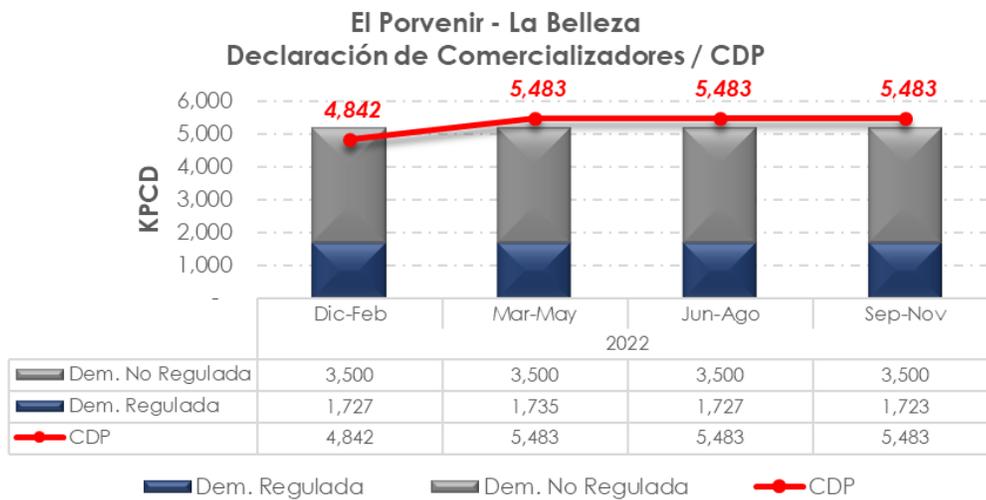
Como se evidencia en las gráficas, en los cuatro trimestres del año de gas 2022, las solicitudes de los remitentes bajo las diferentes modalidades superaron la CDP de los tramos.

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

Así, el pasado 28 de septiembre los comercializadores realizaron la declaración a la que hace referencia el Artículo 3 de la Resolución CREG 001 de 2021, mediante la cual los agentes comercializadores<sup>2</sup> con solicitudes de capacidad en los tramos con congestión contractual informaron el tipo de demanda a atender con el requerimiento de la capacidad (demanda regulada o no regulada).

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

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



Conforme al mecanismo de asignación establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, los transportadores realizaron la asignación para los comercializadores que atienden a la demanda regulada. Como se muestra en las gráficas, en todos los trimestres con congestión contractual, las solicitudes de capacidad para la atención de la demanda regulada fueron menores 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 14 de octubre el Gestor del Mercado de Gas Natural procedió con la publicación de la CDP que quedaba disponible para la asignación a la demanda no regulada, como se muestra a continuación:

Tramo	Año	Trimestre	CDP (KPCD)	Capacidad Asignada Mercado Regulado (KPCD)	CDP – Remanente (KPCD)
CUSIANA - EL PORVENIR	2022	Dic-Feb	3,542	1,171	2,371
CUSIANA - EL PORVENIR	2022	Mar-May	4,183	1,179	3,004
CUSIANA - EL PORVENIR	2022	Jun-Ago	4,183	1,171	3,012
CUSIANA - EL PORVENIR	2022	Sep-Nov	4,183	1,167	3,016
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2022	Dic-Feb	4,842	1,171	3,671
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2022	Mar-May	5,483	1,179	4,304
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2022	Jun-Ago	5,483	1,171	4,312
EL PORVENIR - LA BELLEZA	2022	Sep-Nov	5,483	1,167	4,316
LA BELLEZA – VASCONIA <sup>3</sup>	2022	Dic-Feb	4,637	105	3,792
LA BELLEZA - VASCONIA	2022	Mar-May	5,285	105	4,440
LA BELLEZA - VASCONIA	2022	Jun-Ago	5,285	105	4,440
LA BELLEZA - VASCONIA	2022	Sep-Nov	5,284	105	4,439

Fuente: SEGAS

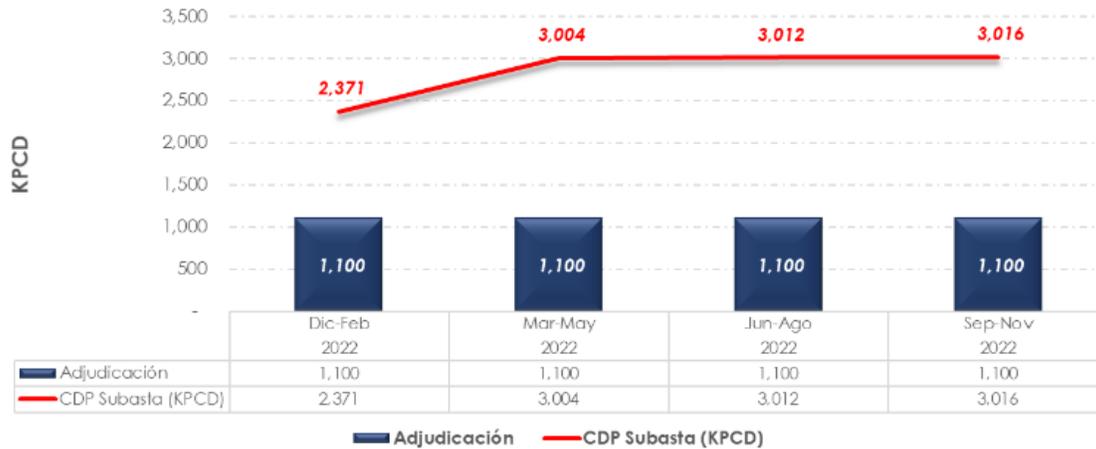
De acuerdo con lo anterior, dado que una vez asignadas las capacidades para el mercado regulado aún quedaba CDP remanente, se dio aplicación a lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, con respecto a la asignación de capacidad de transporte para la atención de la demanda no regulada.

En este sentido, ya que la totalidad de las solicitudes para la demanda no regulada superaba la CDP remanente, se determinó la aplicación del mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual, conforme a los lineamientos del Anexo 1 de la Resolución CREG 001 de 2021 y, una vez surtidos los procedimientos por parte de los agentes interesados, con respecto a la constitución de garantías de participación en la subasta, declaración de oferta y precios de reserva; los resultados de la subasta realizada el pasado 11 de noviembre se detallan a continuación:

<sup>3</sup> Cálculo realizado conforme a lo planteado por TGI con respecto a la CMMP del mismo:

[https://beo.tgi.com.co/sites/informacion\\_Procedimientos\\_Comerciales-Capacidad\\_Disponible\\_Contratada](https://beo.tgi.com.co/sites/informacion_Procedimientos_Comerciales-Capacidad_Disponible_Contratada)

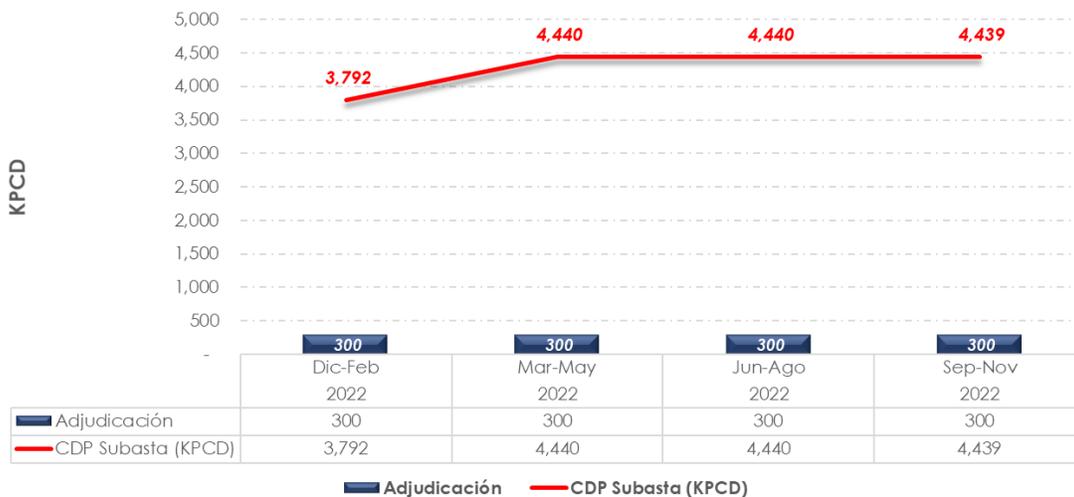
Cusiana - El Porvenir: CDP Remanente y Adjudicaciones



El Porvenir - La Belleza: CDP Remanente y Adjudicaciones



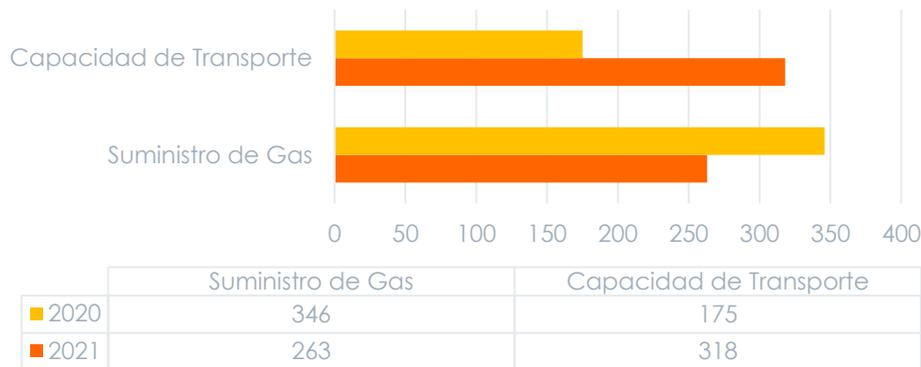
La Belleza - Vasconia: CDP Remanente y Adjudicaciones



## 2.1 Mercado primario

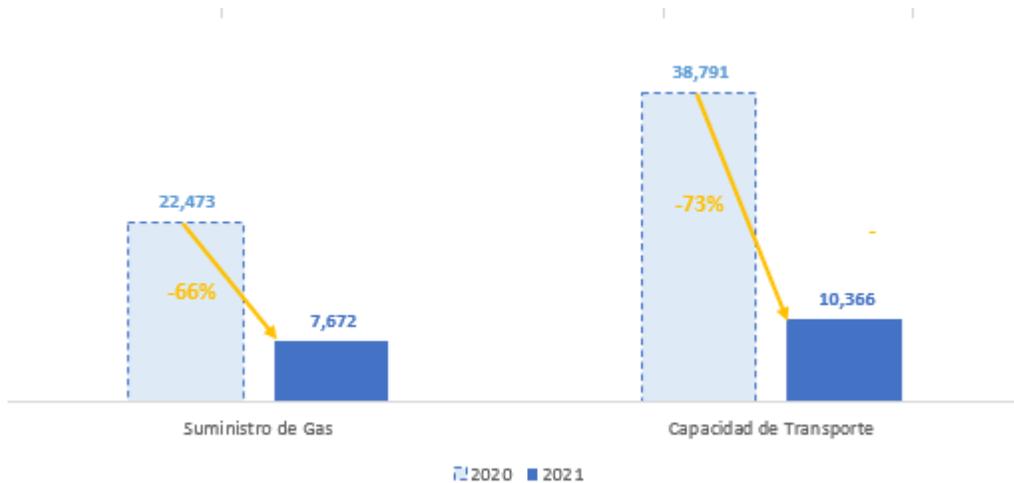
A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario en el IV trimestre de 2021.

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



Fuente: SEGAS

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

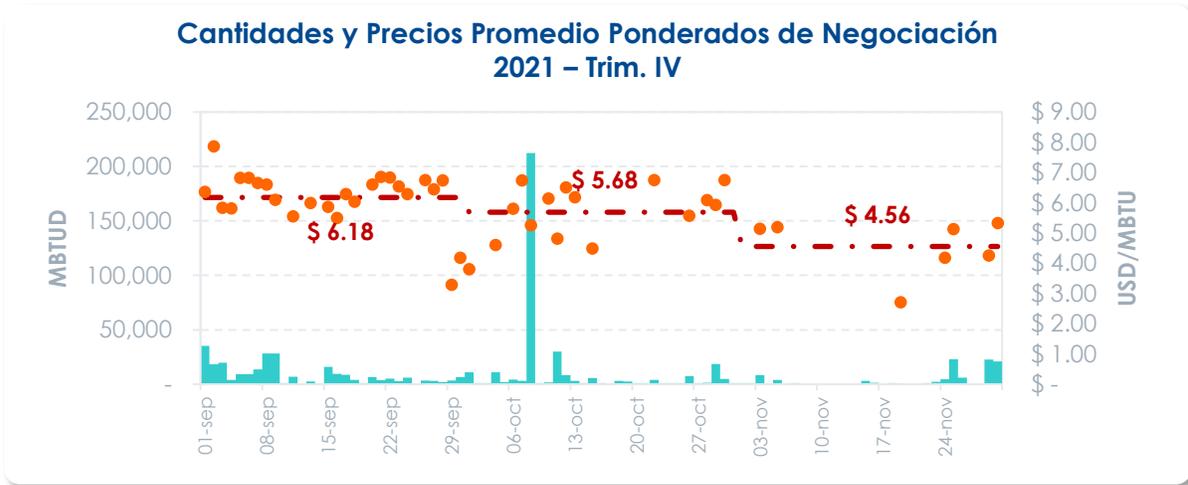


Fuente: SEGAS

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

Respecto al suministro de gas se observa un decrecimiento 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.

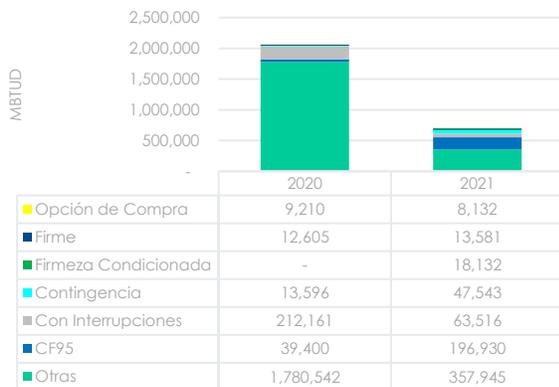
Suministro



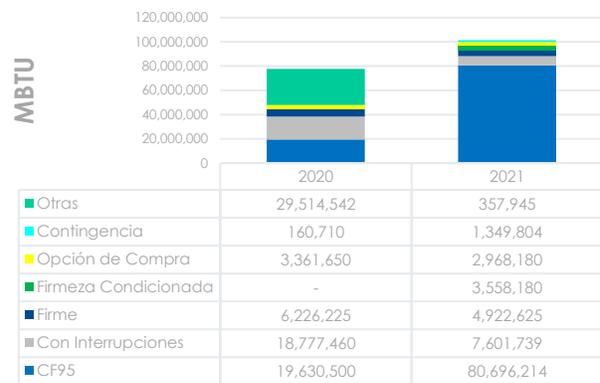
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas de forma directa por modalidad contractual para el IV trimestre de los años 2020 y 2021<sup>4</sup>. Se destaca el importante aumento de cantidades y energía negociada de la modalidad “Firme al 95%”, en este trimestre del año 2021.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Modalidad (Neg. Directa)  
2021 vs 2020 – Trim IV**



**Energía Negociada\*\* MP por Modalidad (Neg. Directa)  
2021 vs 2020 – Trim IV**



Fuente: SEGAS

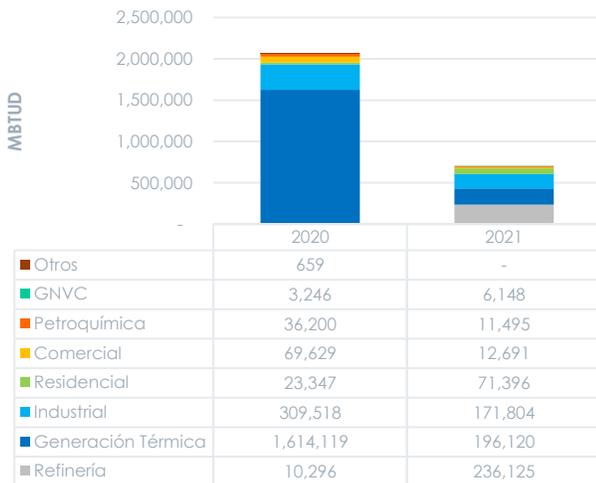
\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

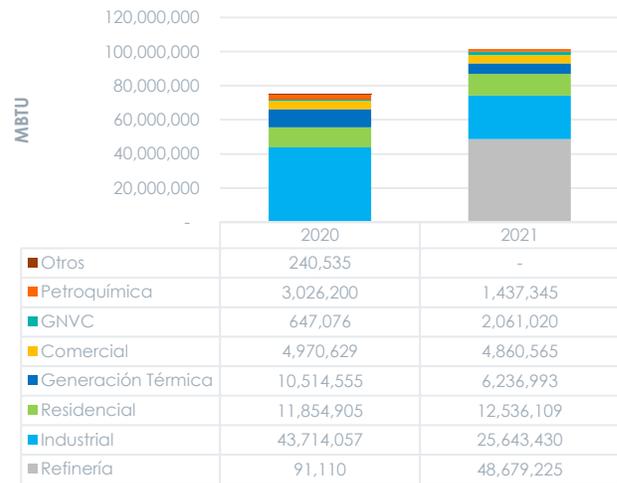
<sup>4</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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

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



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



Fuente: SEGAS

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

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

**Precios Promedio \$US/MBTU Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre IV**

Punto Entrega	2021	2020
AGUAS BLANCAS	\$ 2.98	\$ 2.00
ANDINA	NA	ND
ARIANNA	\$ 6.11	NA
ARJONA	NA	\$ 3.50
ARRECIFE	\$ 4.41	\$ 2.61
BALLENA	\$ 4.75	\$ 4.78
BARRANCABERMEJA	NA	ND
BONGA MAMEY	\$ 3.44	NA
BREMEN JOBO	\$ 7.21	NA
BULLERENGUE	\$ 4.95	\$ 4.63
CAMPO LA BELLEZA	\$ 4.00	NA
CANTAGALLO	\$ 3.06	\$ 2.91
CAPACHOS	\$ 1.85	NA
CARAMELO	ND	NA

CARTAGENA	\$ 6.79	\$ 5.47
CERRO GORDO	ND	NA
CHUCHUPA	\$ 3.58	\$ 4.80
CUPIAGUA	ND	\$ 2.42
Cupiagua Sur	\$ 4.72	NA
CUSIANA	ND	\$ 2.42
DINA TERCIARIO	NA	ND
EL DIFICIL	\$ 4.50	\$ 5.00
FLOREÑA	NA	\$ 3.74
GUADUAS	NA	ND
HOCOL	\$ 4.31	\$ 3.07
JOBO	\$ 6.20	\$ 5.55
LA CAÑADA NORTE	ND	NA
LA CIRA INFANTAS	ND	ND
LA CRECIENTE	\$ 4.27	\$ 4.91
LA MAMI	\$ 6.94	\$ 6.00
LA PUNTA	NA	ND
LISAMA	ND	ND
LLANITO	\$ 3.06	\$ 2.91
MAMONAL	NA	\$ 6.01
MANA	NA	ND
MERECUMBE	NA	\$ 4.80
PROVINCIA	\$ 4.89	\$ 6.27
PULI	NA	ND
RAMIRIQUI	NA	\$ 2.50
RECETOR WEST	\$ 3.50	NA
SAN ROQUE	NA	\$ 1.85
SANTO DOMINGO	NA	ND
SINCELEJO	\$ 5.82	NA
TISQUIRAMA	NA	\$ 1.85
TOQUI TOQUI	NA	ND

Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$1.85 y \$7.21 USD/MBTU.

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre IV

Modalidad	2020	2021
Con Interrupciones	\$ 3.34	\$ 4.02
Firme	\$ 4.12	\$ 4.29
Firme al 95%	\$ 4.68	\$ 4.57
Otras	\$ 5.82	\$ 6.72
Contingencia	\$ 4.96	\$ 5.17
Firmeza Condicionada	NA	\$ 3.63
Opción de Compra	ND	ND

Fuente: SEGAS

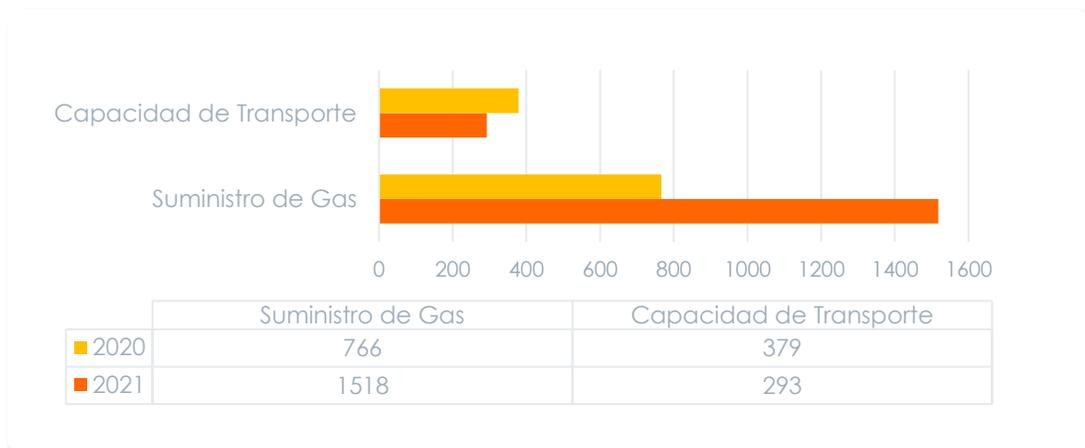
**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

## 2.2 Mercado secundario

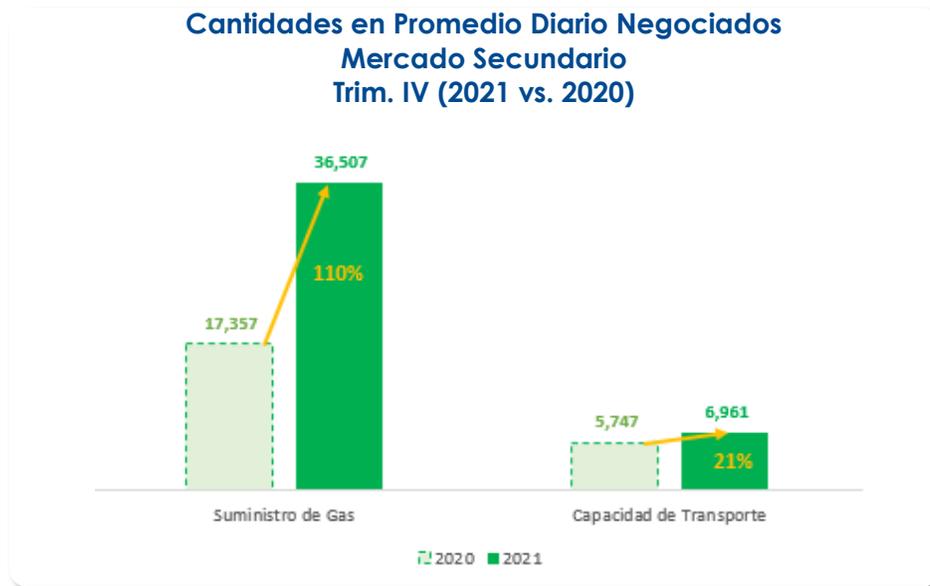
A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario en el IV trimestre de 2021.

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



Fuente: SEGAS

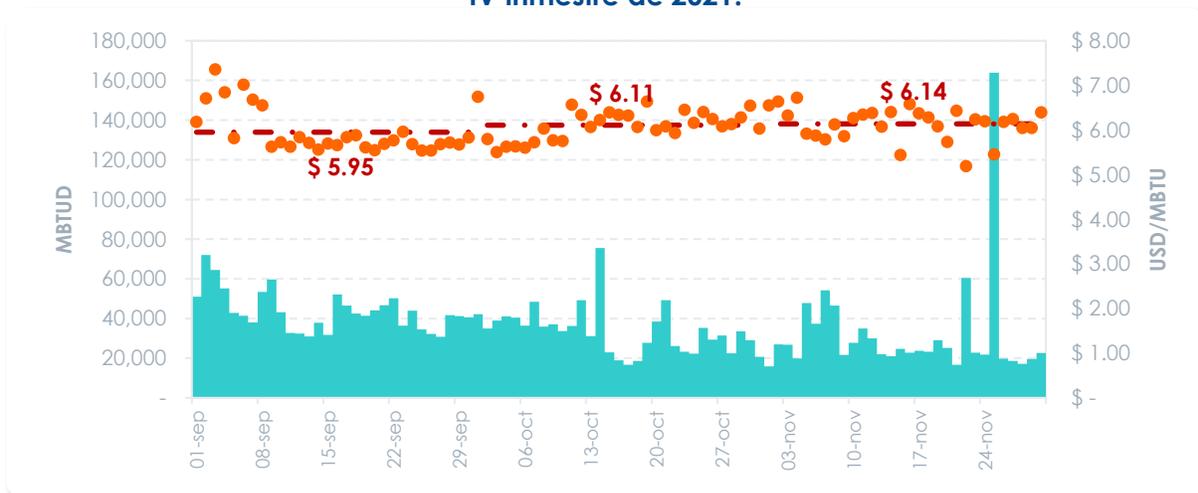
En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diarias negociadas en el mercado secundario.



Fuente: SEGAS

## Suministro

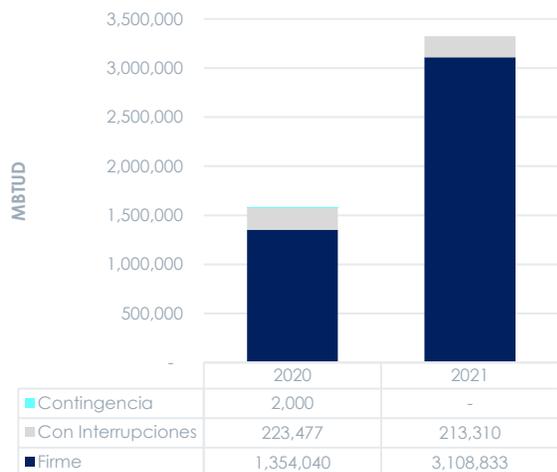
**Cantidades y precios promedio ponderados por cantidad negociados en diariamente en el mercado secundario de suministro IV trimestre de 2021.**



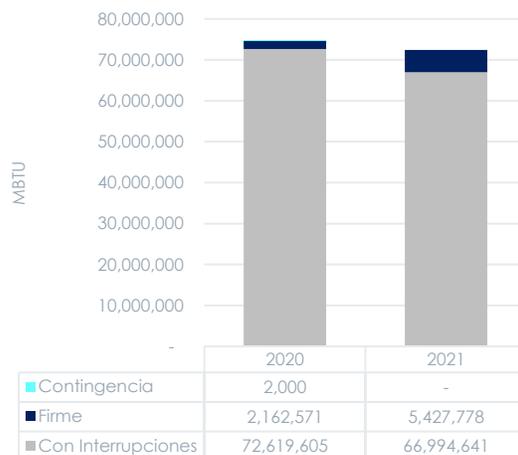
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observa las cantidades agregadas y energía negociadas por modalidad contractual para el IV 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 "Con Interrupciones".

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



**Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2021 vs 2020 – Trim IV**



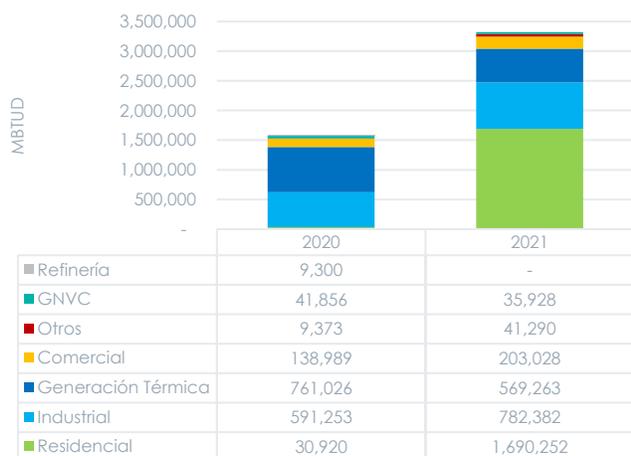
Fuente: SEGAS

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

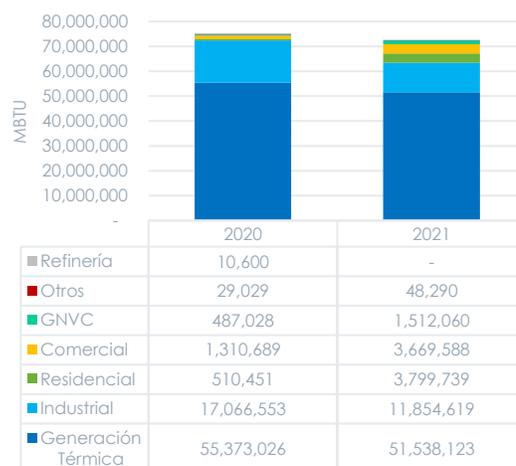
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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

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



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



Fuente: SEGAS

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

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

## Precios del mercado secundario

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

Punto Entrega	2021
ARJONA	\$ 4.57
BALLENA	\$ 6.05
BARRANCABERMEJA	\$ 6.49
CARAMELO	ND
CUSIANA	\$ 4.29
EL CENTRO	ND
EL DIFICIL	\$ 9.09
JOBO	\$ 5.81
LA CAÑADA NORTE	\$ 8.00
LISAMA	ND
NO SNT	\$ 9.82
MAMONAL	\$ 7.19
SEBASTOPOL	\$ 5.90
TUCURINCA	\$ 7.41
VASCONIA	ND

Fuente: SEGAS

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

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

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

Modalidad	2021
Con Interrupciones	\$ 5.06
Firme	\$ 6.09

Fuente: SEGAS

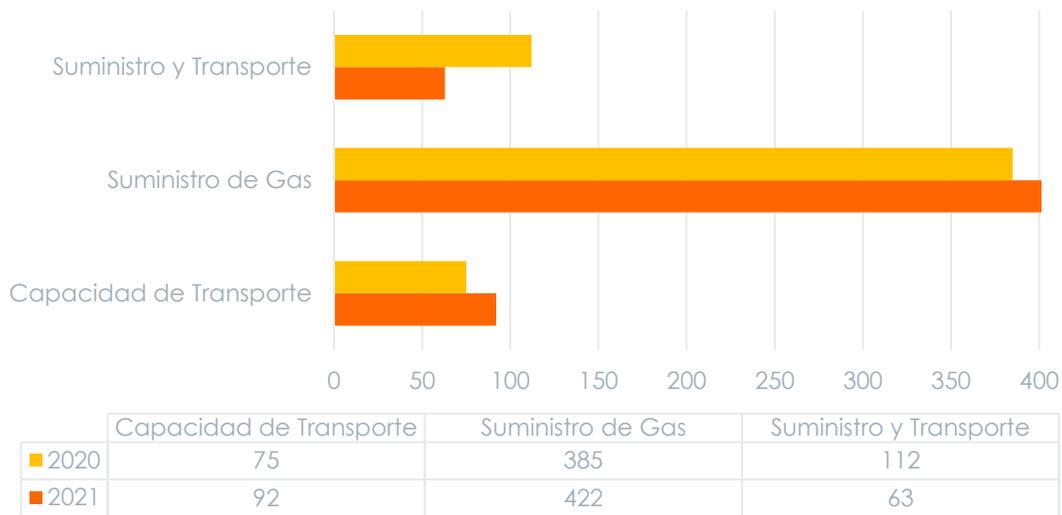
**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

### 2.3 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del IV trimestre de 2021 con respecto al mismo periodo de 2020, se observa un marcado descenso en el número de operaciones registradas del producto suministro y capacidad de transporte, mientras los productos de suministro y capacidad de transporte presentaron un ligero crecimiento.

**Número de negociaciones OTMM  
IV Trimestre (2021 vs. 2020)**

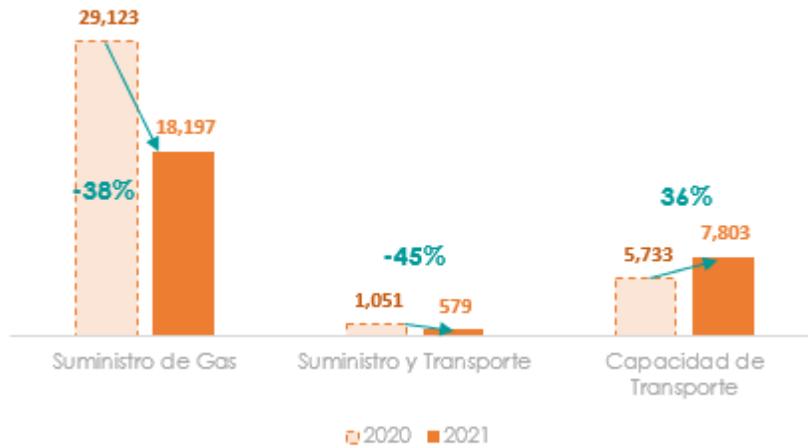


Fuente: SEGAS

#### Cantidades en promedio diario negociadas.

Para el IV trimestre del año gas 2021 disminuyeron las cantidades promedio diario negociadas de los productos suministro y suministro / transporte; por su parte, aumentó la capacidad de transporte en promedio diaria negociada como se observa a continuación:

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



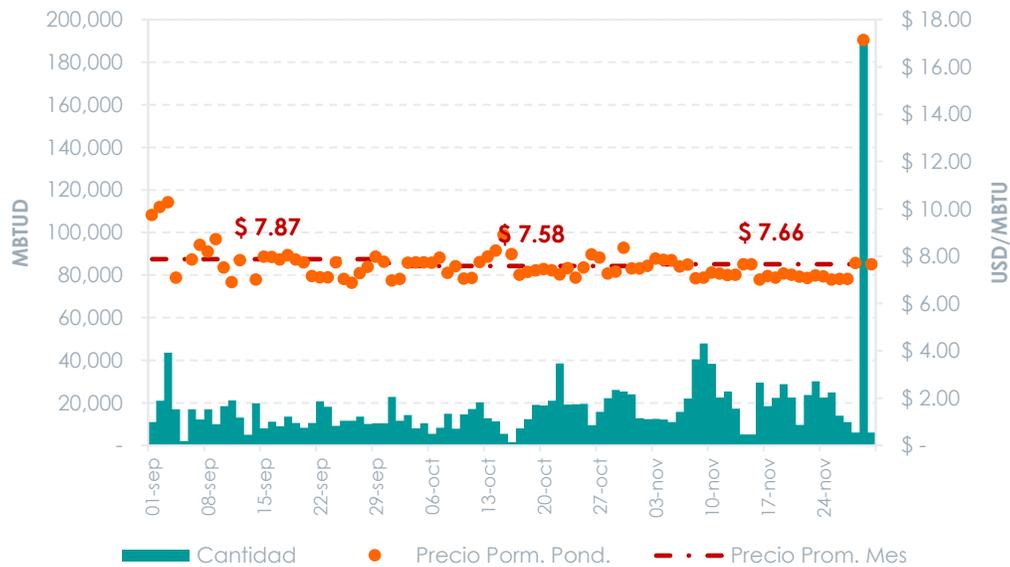
Fuente: SEGAS

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

**Suministro – OTMM**

**a. Cantidades y precios promedios**

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

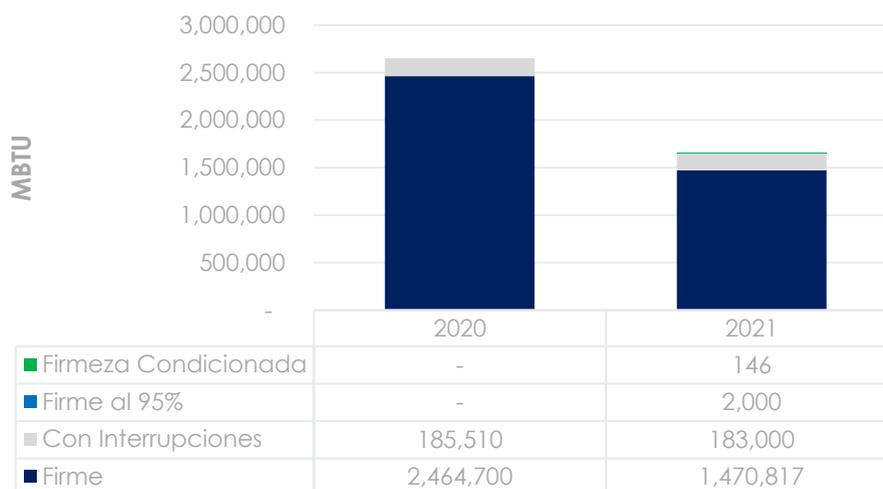


Fuente: SEGAS

**b. Modalidad contractual OTMM – Suministro**

En el IV trimestre de 2021 se observó una disminución de las cantidades de suministro registradas, en comparación con el mismo periodo del año 2020. En 2021 se registraron adicionalmente 2 contratos bajo las modalidades Firme al 95% y Firmeza Condicionada.

**Modalidad contractual OTMM Suministro - Trim. IV**



Fuente: SEGAS

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 17.40
Firme	\$ 7.55
Firme al 95%	ND
Firmeza Condicionada	ND

Fuente: SEGAS

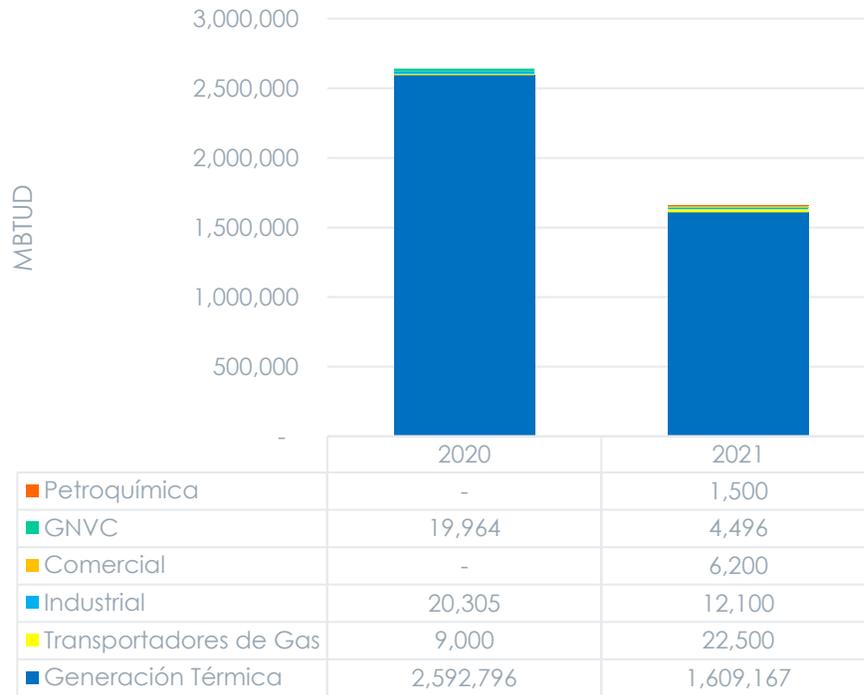
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

La siguiente tabla presenta la cantidad de suministro registrado por sector de consumo en OTMM del IV trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo periodo del año 2020. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representan cerca del 97%, de igual forma el registro de negociaciones con destino a los sectores comercial y petroquímica, así como el marcado aumento

de las cantidades contratadas con destino a las compresoras del sistema nacional de transporte.

**Sector de consumo OTMM Suministro - Trim. IV**



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre IV de 2021 en OTMM:

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

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 8.68
GNVC	\$ 4.41
Industrial	\$ 7.91
Petroquímica	ND
Comercial	\$ 7.93
Transportadores de Gas	\$ 6.82

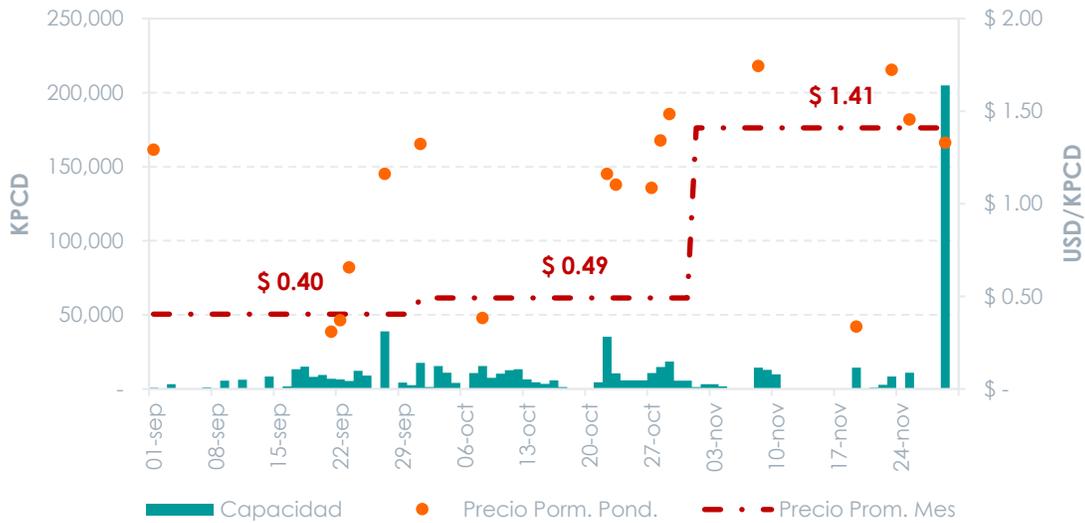
Fuente: SEGAS

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

Transporte – OTMM

a. Cantidades y precios

Capacidades y precios promedios ponderados por capacidades negociadas diariamente en OTMM - IV trimestre 2021

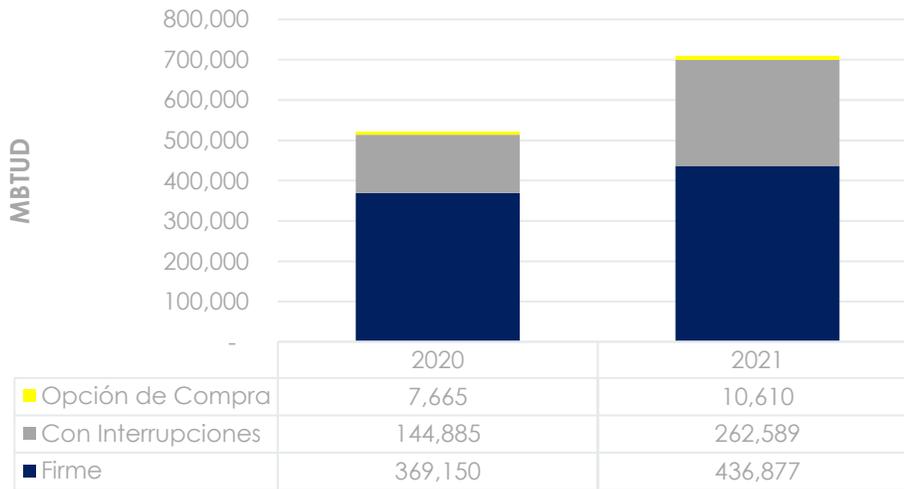


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el IV trimestre de 2021, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2020; se resalta el aumento en cerca de un 81% de las cantidades negociadas bajo la modalidad Con Interrupciones.

Modalidad contractual OTMM Transporte - Trim. IV



Fuente: SEGAS

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

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

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/KPCD)
Con Interrupciones	\$ 1.32
Firme	\$ 0.69
Opción de Compra	\$ 0.40

Fuente: SEGAS

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

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

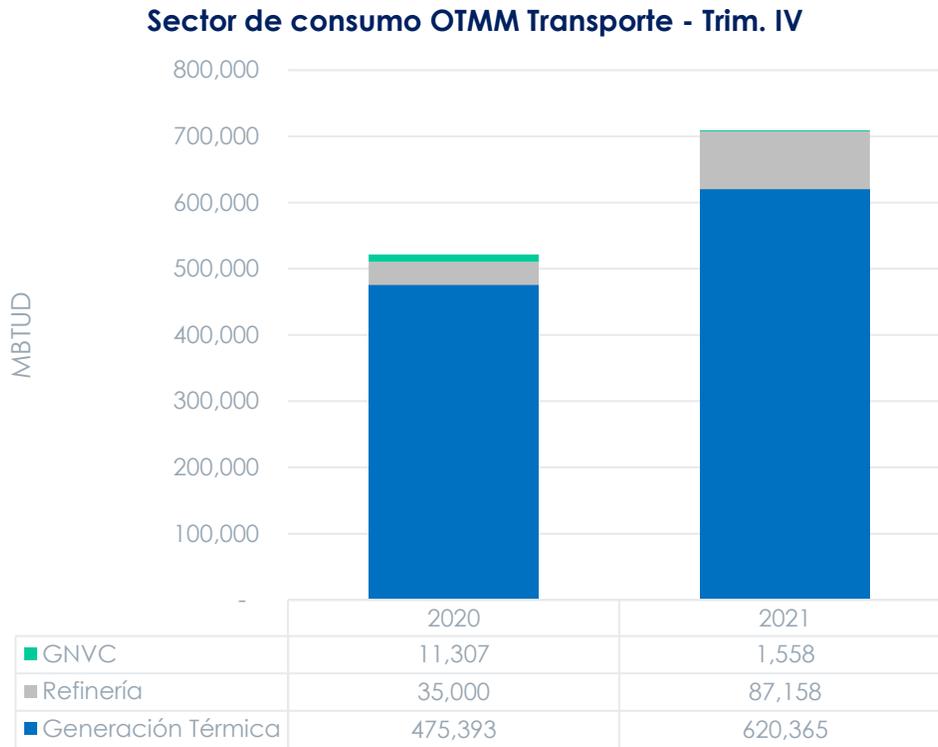
**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Ruta  
OTMM – Capacidad de Transporte – IV trimestre 2021**

Ruta	Precio Promedio Ponderado (USD/KPDC)
BALLENA - BARRANCABERMEJA	\$ 1.30
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	ND
BUENOS AIRES - IBAGUE	ND
CARTAGENA - BARRANQUILLA	\$ 0.59
CARTAGENA - LA MAMI	ND
CARTAGENA - MAMONAL	\$ 0.27
CHICORAL - FLANDES	\$ 4.29
CUSIANA - APIAY	\$ 0.77
CUSIANA - BARRANCABERMEJA	\$ 1.50
CUSIANA - SEBASTOPOL	ND
CUSIANA - VASCONIA	\$ 1.29
JOBO - CARTAGENA	\$ 2.19
SEBASTOPOL - MEDELLIN	ND
SINCELEJO - MAMONAL	\$ 0.91
VASCONIA - BARRANCABERMEJA	\$ 0.47

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

### c. Sector de consumo OTMM – Transporte



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 IV trimestre estándar de gas se llevaron a cabo 91 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)

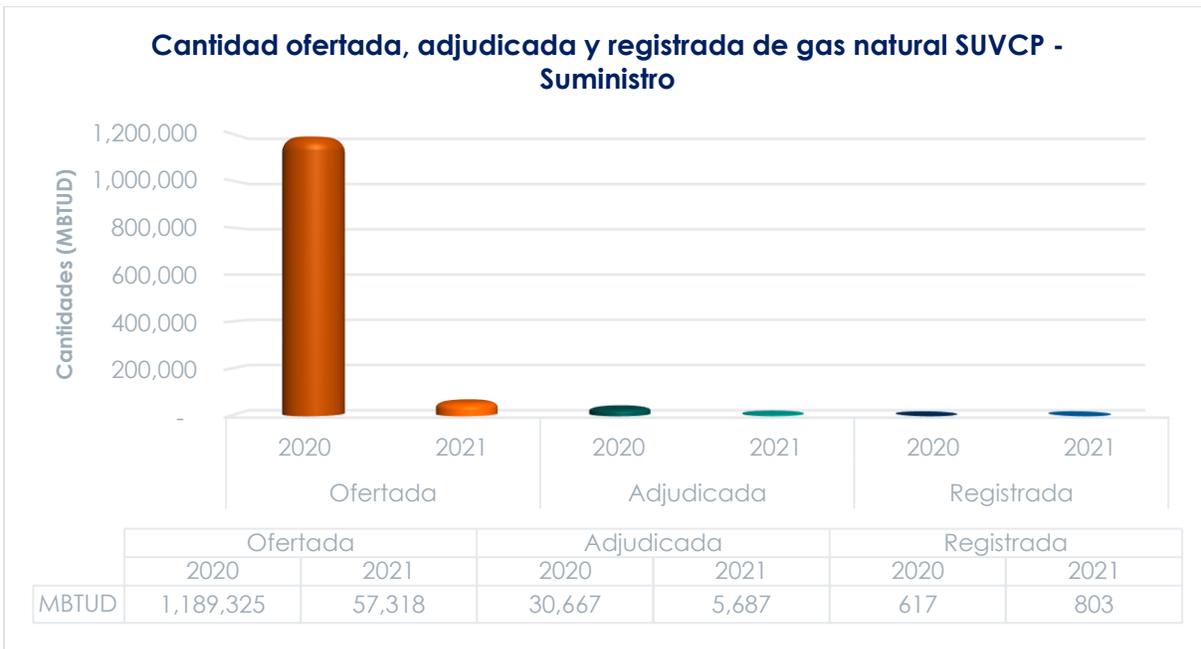
A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme<sup>5</sup> en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

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

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el IV trimestre de 2020 vs 2021<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2).

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



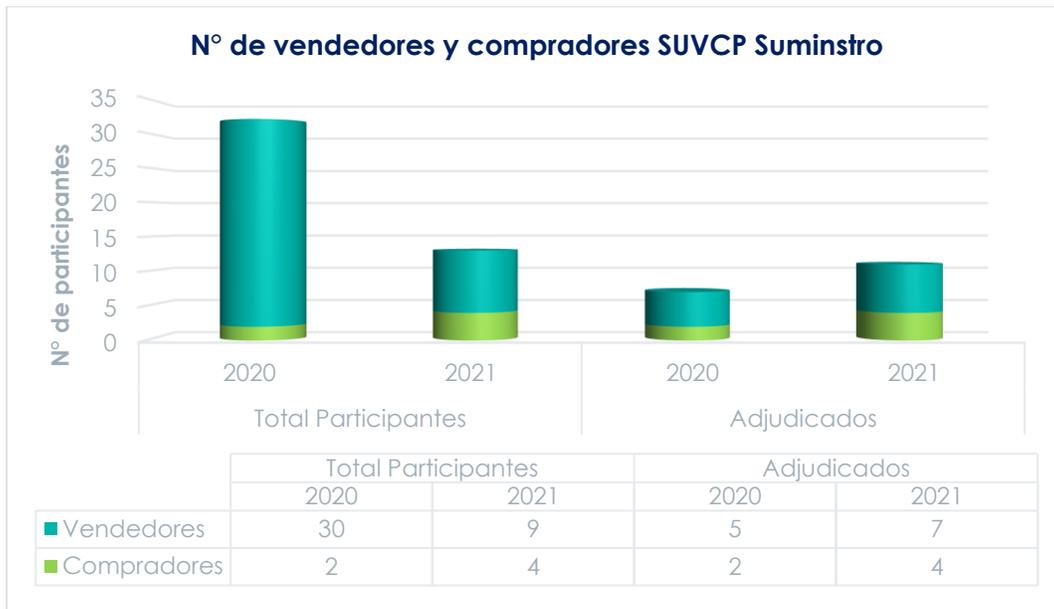
Fuente: SEGAS

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Aguas Blancas	855	-	-	-	-	-
Ballena	35,441	-	-	-	-	-
Capachos	6,480	-	-	-	-	-
Cupiagua	220,087	5,384	-	1,622	-	-
Cusiana	853,569	51,628	30,667	4,065	617	803
Floreña	50,160	-	-	-	-	-
Provincia	7,398	-	-	-	-	-
Sardinata	15,335	-	-	-	-	-
Bullerengue	-	306	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1,189,325</b>	<b>57,318</b>	<b>30,667</b>	<b>5,687</b>	<b>617</b>	<b>803</b>

Fuente: SEGAS

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

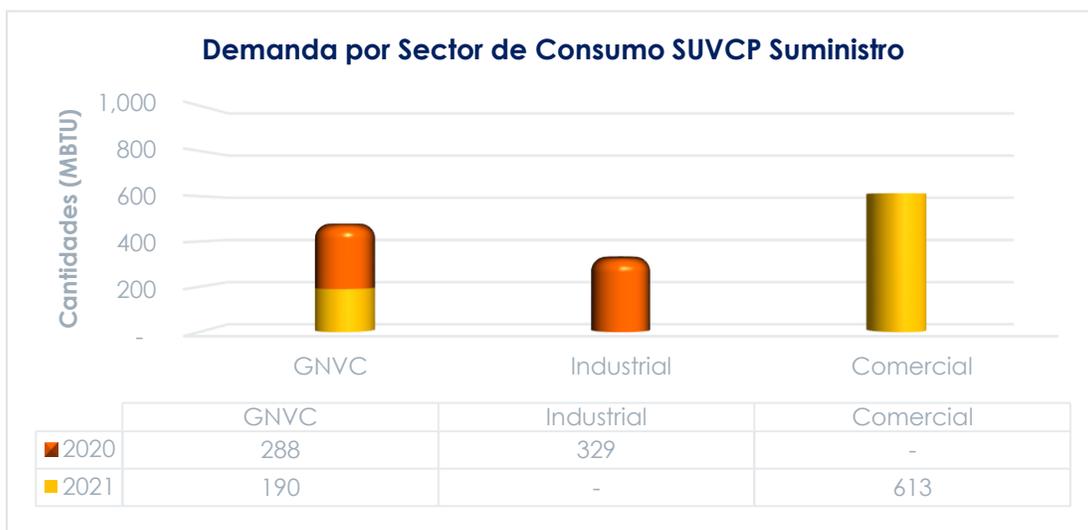
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

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

Las negociaciones en la SUVCP - Suministro en el IV trimestre gas de 2021 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores GNVC y comercial. Para el mismo periodo del año anterior se reportó abastecimiento al sector industrial Y GNVC.



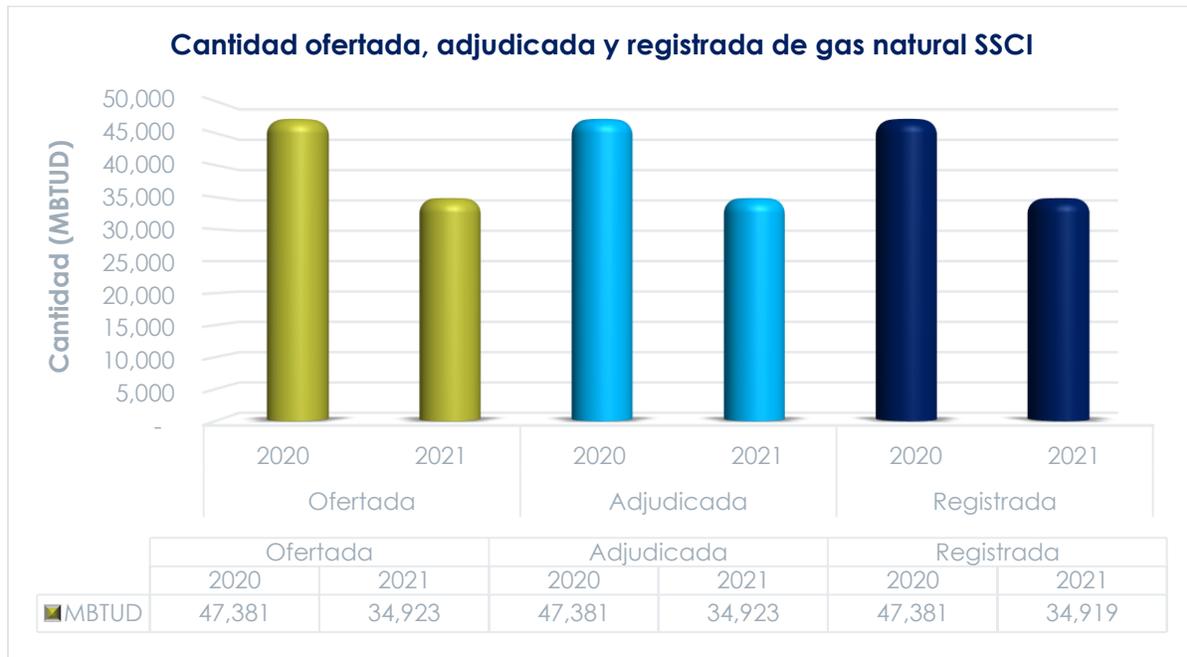
Fuente: SEGAS

### 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 IV trimestre de 2020 vs 2021.<sup>7</sup>



Fuente: SEGAS

### a. Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el IV trimestre de 2021, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	10,000	16,667
Chuchupa	-	4,556
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	29,482	9,438
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>47,381</b>	<b>34,923</b>

Fuente: SEGAS

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

### b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el IV trimestre de 2021, se presentaron adjudicaciones por un total de 34,923 MBTUD, disminuyendo frente a las presentadas en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla muestra las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	10,000	16,667
Chuchupa	-	4,556
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	29,482	9,438
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>47,381</b>	<b>34,923</b>

Fuente: SEGAS

### c. Cantidades registradas SSCI

En el trimestre IV de 2021 se dejaron de registrar 4 MBTUD. De otro lado, en el mismo periodo de 2020 el total de las cantidades adjudicadas fueron registradas.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	10,000	16,663
Chuchupa	-	4,556
Cupiagua	7,899	4,262
Cusiana	29,482	9,438
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>47,381</b>	<b>34,919</b>

Fuente: SEGAS

### d. Número de vendedores y compradores SSCI

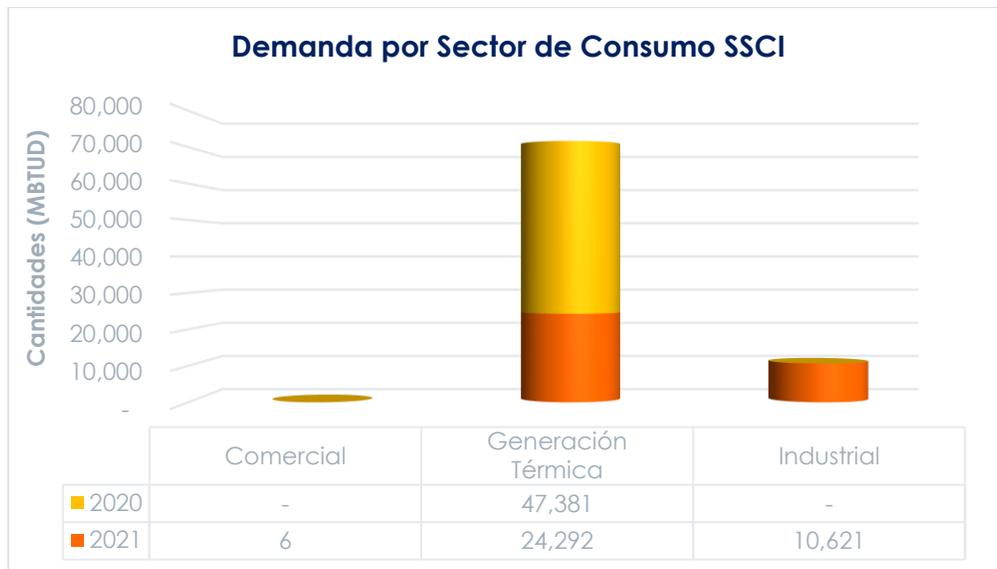
A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



Fuente: SEGAS

#### e. Demanda por sector de consumo SSCI

La contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SSCI en el IV trimestre de 2021 fue registrada con destino a abastecer los sectores: comercial, generación térmica e industrial. Para el mismo periodo del año anterior, el total de la contratación se destinó a Generación térmica.



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.

Para el trimestre IV de 2021 se ejecutó el mecanismo en noviembre, en donde fueron puestos a disponibilidad del mercado 7,770 MBTUD. Respecto al mismo periodo de 2020, aumentaron las cantidades ofertadas. No se reportaron adjudicaciones.

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el IV trimestre de 2020 vs 2021<sup>8</sup>.



Fuente: SEGAS

**a. Cantidades ofertadas SCFB**

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados para el periodo de estudio, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2020 (MBTUD)	2021 (MBTUD)
Ballena	4,600	2,770
Jobo	-	5,000
<b>Total (MBTUD)</b>	<b>4,600</b>	<b>7,770</b>

Fuente: SEGAS

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

**b. Número de vendedores y compradores SCFB**

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



Fuente: SEGAS

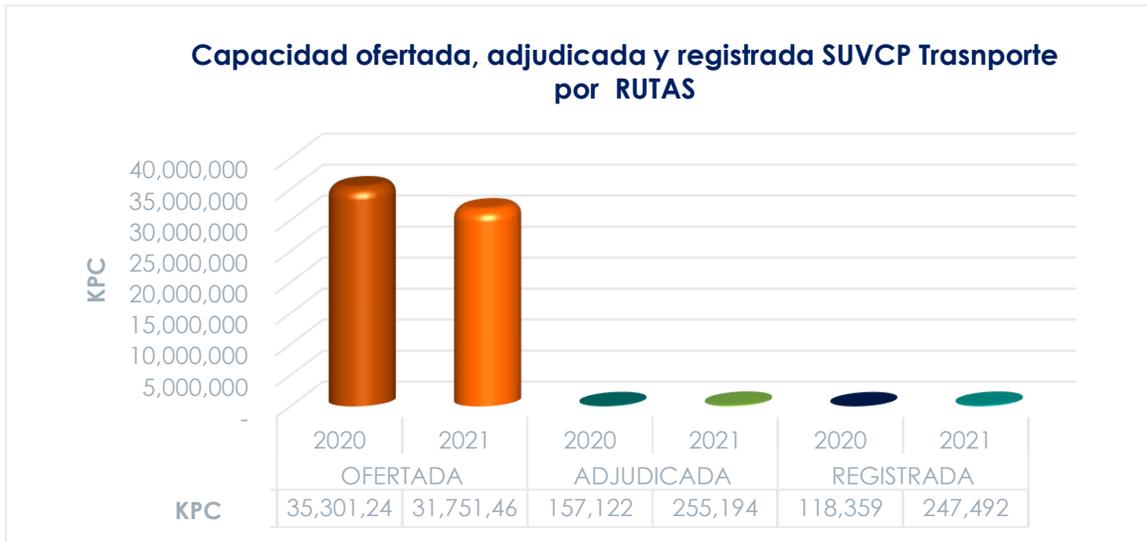
**3.2 TRANSPORTE**

Para capacidad de transporte en el cuarto trimestre de gas de 2021 se llevaron a cabo 91 subastas de corto plazo para rutas y 91 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2020, se desarrolló la misma cantidad de subastas para rutas; en cuanto a la subasta por tramos en el año 2020 no se desarrollaron, debido a que no estaba establecido dentro de los mecanismos de negociación en 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 IV trimestre de 2021 vs el mismo periodo de 2020.



Fuente: SEGAS

**a. Capacidad ofertada – Rutas**

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

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	4,207,377	4,042,229
CARTAGENA - SINCELEJO	1,404,031	3,997,350
YUMBO/CALI - CALI	3,272,469	3,037,191
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,877,596	2,898,176
BUCARAMANGA - GIBRALTAR	831,539	2,714,352
CUSIANA - SABANA_F	1,743,706	2,662,003
SINCELEJO - JOBO	139,245	1,895,870
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	444,522	1,882,498
BALLENA - LA MAMI	2,778,812	1,782,315
BALLENA - BARRANCABERMEJA	8,485,564	1,144,717
<b>Otras Rutas</b>	8,116,381(*)	5,694,760 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>35,301,242</b>	<b>31,751,461</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2020. Cantidad 41 rutas.

\*\* Otras Rutas 2021. Cantidad 42 rutas.

### b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el IV trimestre de 2021, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2020. Se observa una capacidad adjudicada mayor para el IV trimestre de 2021.

RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	12,265	78,632
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	63,977
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	40,419
CUSIANA - SABANA_F	9,131	33,170
CUSIANA - OCOA	27,867	25,245
BALLENA - VASCONIA	-	5,018
CUSIANA - EL PORVENIR	-	2,676
<b>Otras Rutas</b>	107,859(*)	6,057(**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>157,122</b>	<b>255,194</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2020. Cantidad 8 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2021. Cantidad 5 rutas.

### c. Capacidad registrada - Rutas

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

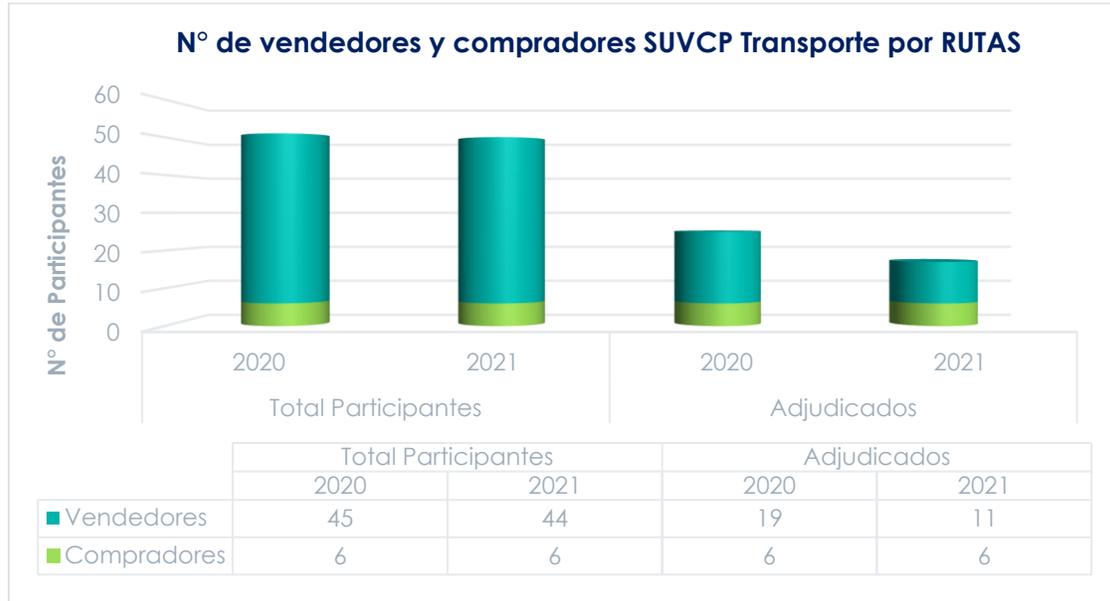
RUTAS	2020 (KPC)	2021 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	12,171	78,087
SEBASTOPOL - VASCONIA	-	63,580
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	40,419
CUSIANA - SABANA_F	9,131	33,036
CUSIANA - OCOA	-	25,049
CUSIANA - EL PORVENIR	-	2,404
<b>Otras Rutas</b>	97,057(*)	4,917 (**)
<b>TOTAL</b>	<b>118,359</b>	<b>247,492</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2020. Cantidad 5 rutas.  
 \* Otras Rutas año 2020. Cantidad 3 rutas.

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

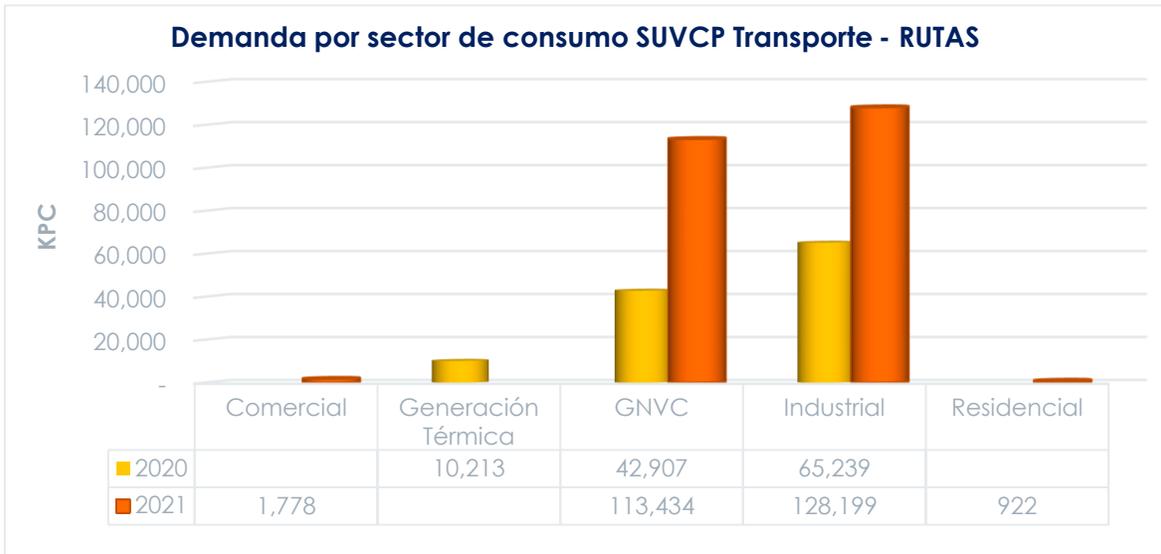
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP – Rutas del IV trimestre de 2021 vs 2020.



Fuente: SEGAS

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

En la siguiente imagen se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el IV 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 IV trimestre de 2021 respecto al mismo periodo de 2020. Los sectores comercial y residencial tuvieron una leve participación en el IV trimestre de 2021.

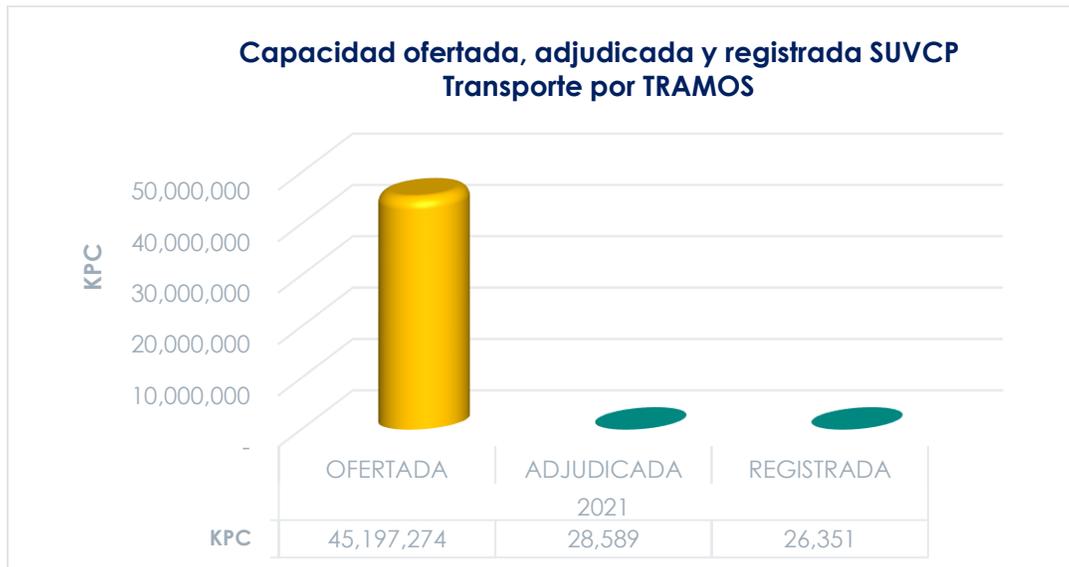


Fuente: SEGAS

### 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 IV trimestre de 2021.



Fuente: SEGAS

### a. Capacidad ofertada - Tramos

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

TRAMOS	2021 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	4,042,229
CARTAGENA - SINCELEJO	3,997,350
CUSIANA - EL PORVENIR	3,381,569
LA BELLEZA - COGUA	3,379,638
COGUA - SABANA_F	3,375,655
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,367,139
YUMBO/CALI - CALI	3,037,191
BARRANQUILLA - CARTAGENA	2,898,176
BUCARAMANGA - GIBRALTAR	2,714,352
<b>Otros Tramos (29*)</b>	<b>15,003,975</b>
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>45,197,274</b>

Fuente: SEGAS

### b. Capacidad adjudicada - Tramos

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

TRAMOS	2021 (KPC)
COGUA - SABANA_F	9,659
VASCONIA - MARIQUITA	8,183
CUSIANA - EL PORVENIR	3,164
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,164
LA BELLEZA - VASCONIA	3,164
SEBASTOPOL - VASCONIA	821
MARIQUITA - PEREIRA	434
<b>TOTAL</b>	<b>28,589</b>

Fuente: SEGAS

### c. Capacidad registrada - Tramos

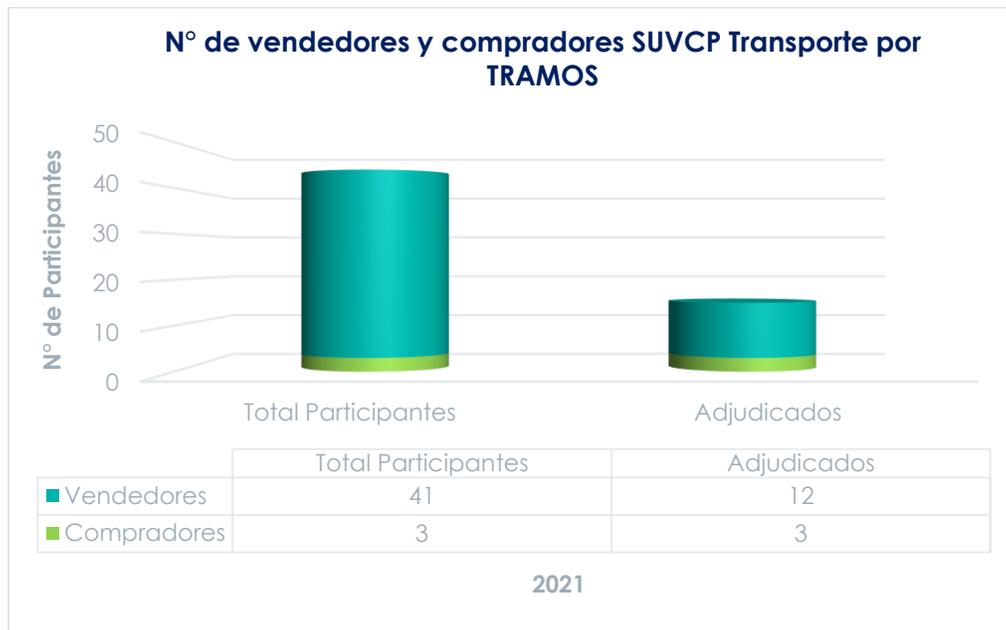
La siguiente tabla consolida los tramos que registraron capacidad de transporte en el IV trimestre de 2021:

TRAMOS	2021 (KPC)
COGUA - SABANA_F	9,659
VASCONIA - MARIQUITA	6,252
LA BELLEZA - VASCONIA	3,164
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,158
CUSIANA - EL PORVENIR	3,153
SEBASTOPOL - VASCONIA	821
MARIQUITA - PEREIRA	144
<b>TOTAL</b>	<b>26,351</b>

Fuente: SEGAS

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

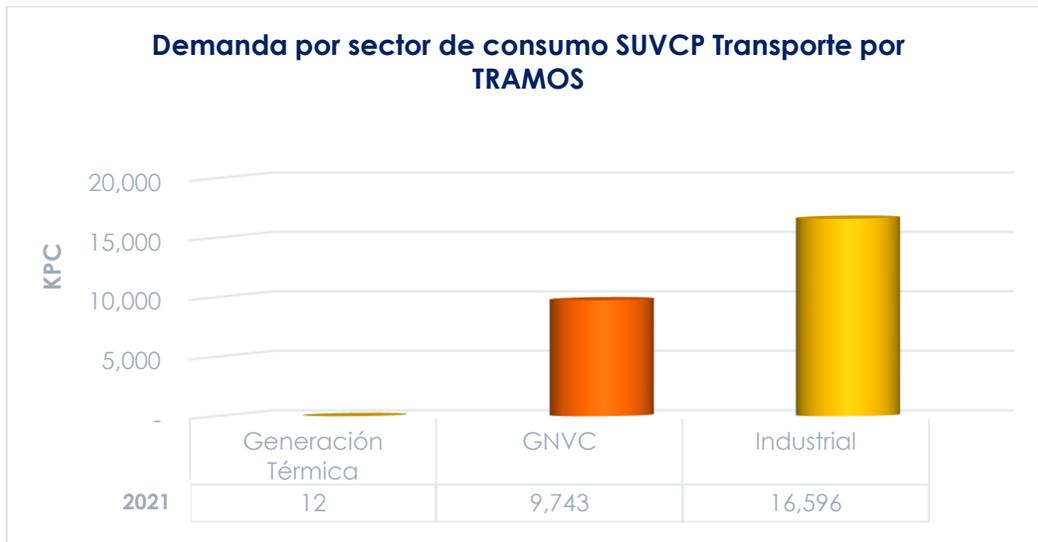
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del IV trimestre de 2021.



Fuente: SEGAS

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

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



Fuente: SEGAS

## 4

## Reporte de Información sobre Cuentas de Balance

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

### CONTEXTO REGULATORIO

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

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

- **Desbalance**, se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas<sup>9</sup>.
- **Variación de salida**, se define como diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente, medida de forma horaria o diaria<sup>10</sup>.

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

<sup>9</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

<sup>10</sup> Resolución CREG 185 de 2020 Art. 1. Definiciones. Variación de Salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD).

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes<sup>11</sup>.
- **Desbalance positivo**, se presenta cuando la energía tomada es superior a la energía entregada por un remitente. Se contabiliza según lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2018<sup>12</sup>.
- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020<sup>13</sup>.

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

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO 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 septiembre – noviembre de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

<sup>11</sup> CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes.

<sup>12</sup> CREG 008 de 2018. Art.1. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día (...)"

<sup>13</sup> CREG 185 de 2020. Artículo 36. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución (...)"

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Septiembre	-	494,385	-	-	-638,486	-
Octubre	-	744,798	-	-	-436,236	-
Noviembre	-	464,998	-	-	-441,864	-

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
<b>Transportador - Productor</b>	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.
<b>Transportador - Remitente</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 568.060 GBTU, para el mes de noviembre se presentó una reducción absoluta de 37,57% respecto a octubre.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de 505.529 GBTU, para el mes de noviembre se presentó un incremento absoluto de 1,29% respecto a octubre.
<b>Transportador - Transportador</b>	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 septiembre a noviembre de 2021. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado<sup>14</sup>.

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

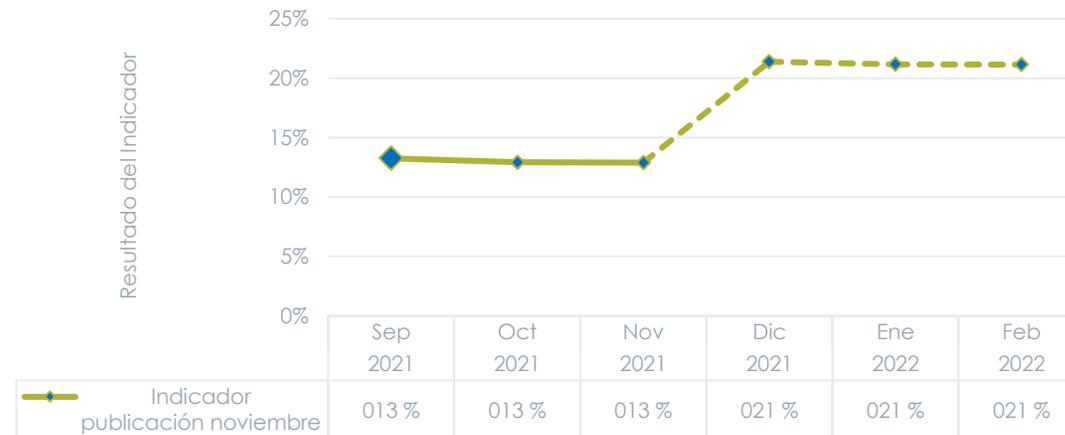
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

## Periodicidad de publicación 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 11% en el trimestre de comparación, 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 trimestre de análisis es:

**PTDV:** 153.375MBTUD

**PP:** 1.177.081 MBTUD

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

**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



## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Análisis:** Los resultados del presente indicador presentan una tendencia decreciente como consecuencia de la reducción de la PTDVF del mes de septiembre al mes de octubre de 4.892 MBTUD. Para el mes de noviembre, el valor del indicador se mantiene en comparación con el mes de octubre.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre de análisis es:

**PTDVF:** 33.021 MBTUD

**PTDV:** 153.375 MBTUD

**CIDVF:** 0 MBTUD

**CIDV:** 0 MBTUD

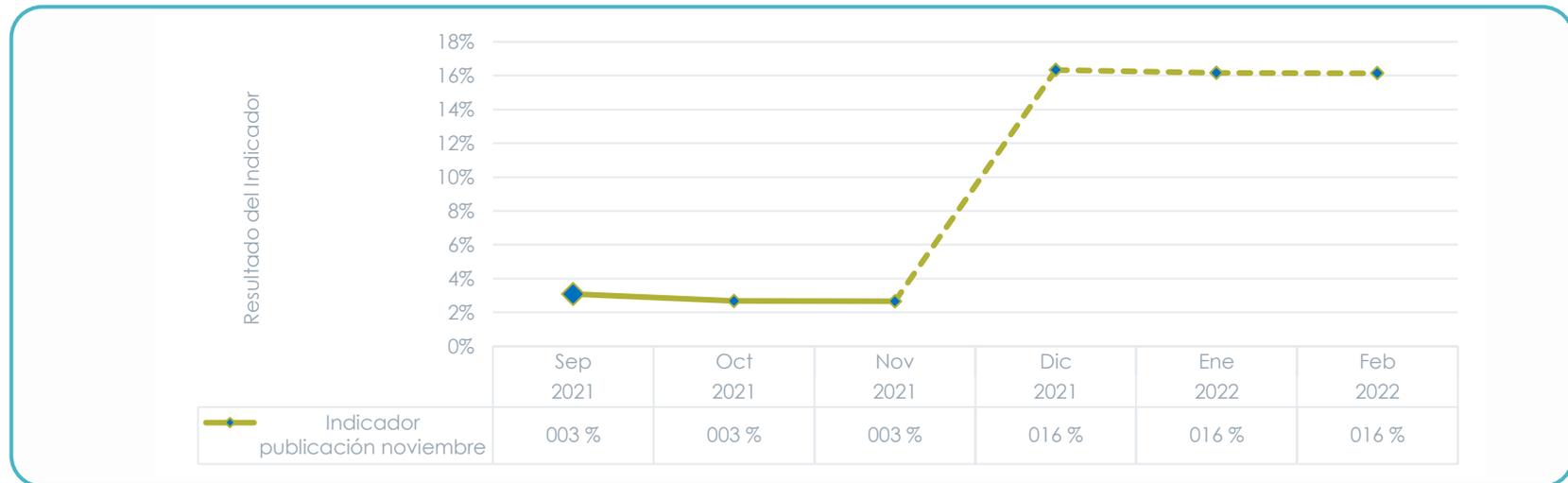
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV, CIDV, PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2021, con corte 9 de noviembre de 2021.

MP3

**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.

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

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



**Análisis:** Los resultados del presente indicador muestran una tendencia decreciente para el último trimestre del año gas 2021, lo anterior, asociado a la reducción de la variable PTDVF en el tiempo lo cual deriva en una reducción del cociente del indicador.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre de análisis es:

**PTDVF:** 33.021 MBTUD

**PP:** 1.177.081 MBTUD

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

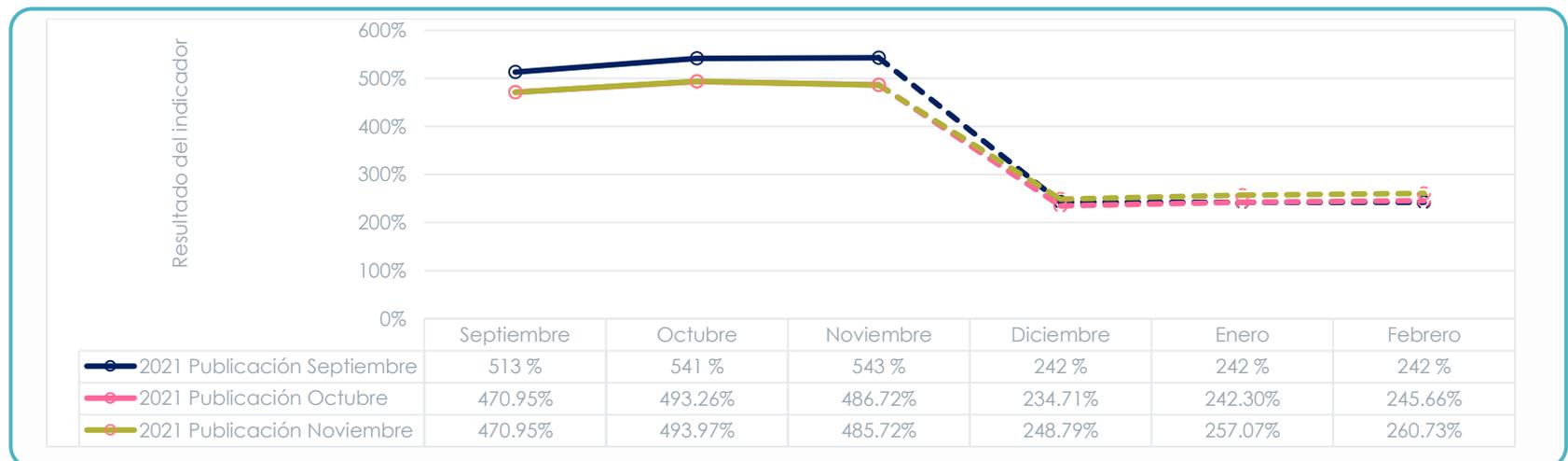
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

### 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



## 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 las publicaciones de septiembre y octubre disminuyó en un 8,23%, principalmente por un incremento de 14.486 MBTUD en la PTDV.

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

**Oferta Comprometida:** 812.506 MBTUD

**PTDV:** 164.942 MBTUD

**CIDV:** 0 MBTUD

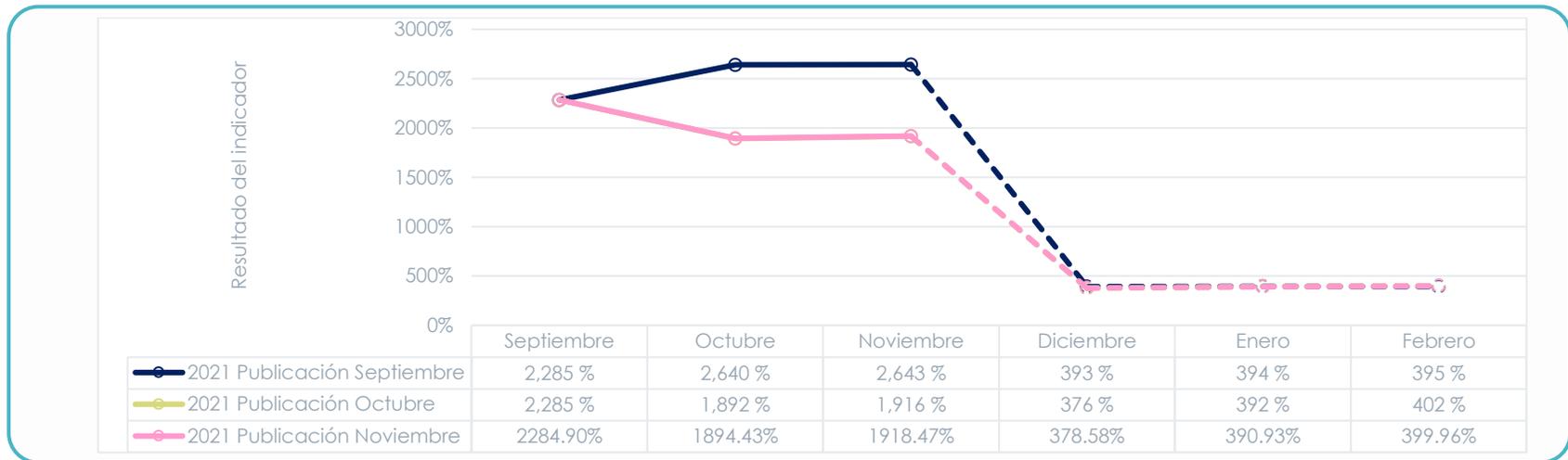
**Nota:** en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2021, con corte 9 de noviembre de 2021.

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

El valor del indicador disminuyó en un 28,35% para el mes de octubre, comparando la publicación de septiembre y octubre como consecuencia de un aumento de 12.431 MBTUD en la oferta PTDFV.

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

**Oferta Comprometida:** 812.506 MBTUD

**PTDFV:** 42.557 MBTUD

**CIDVF:** 0 MBTUD

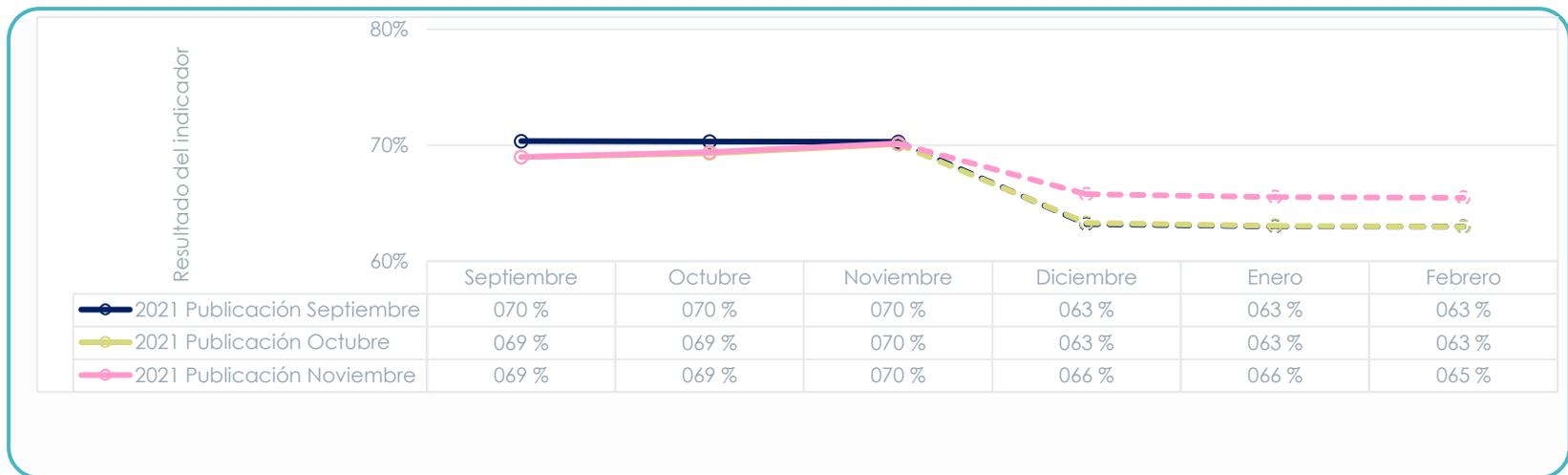
## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

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

**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 noviembre se evidenció que en promedio la contratación vigente de suministro de gas natural bajo modalidades que garantizan firmeza fue del 70,15% del potencial de producción.

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

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

**Oferta Comprometida:** 812.506 MBTUD  
**PP:** 1.177.827 MBTUD

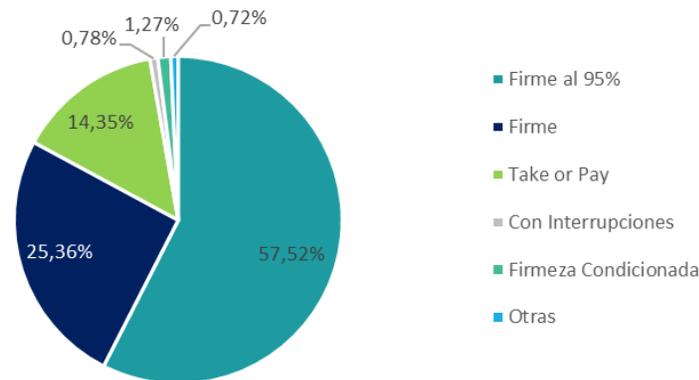
A medida que el horizonte de tiempo aumenta dicho indicador disminuye, pues el valor de la oferta comprometida agregada también se reduce.

**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

Participación Noviembre - 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.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

La participación por modalidad contractual para **noviembre** de 2021 fue la siguiente: Firme al 95% (57,52%), Firme (25,36%), ToP (14,35%), Con Interrupciones (0,78%), Firmeza condicionada (1,27%) y Otras (0,72%).

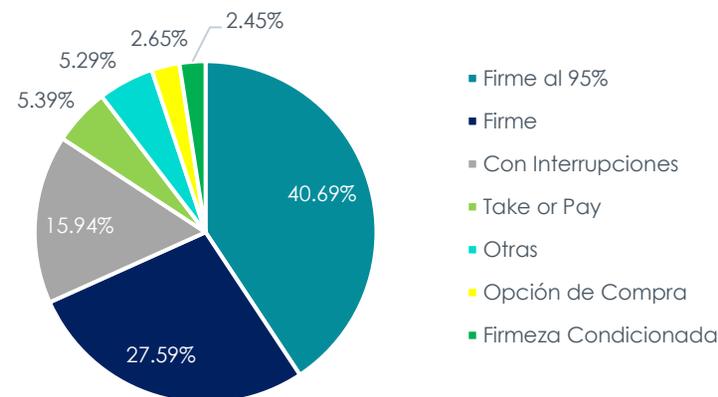
De esta manera, se evidencia que la demanda regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado.

**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 Agosto - Demanda No Regulada



**Análisis:** El valor del indicador para el mes de noviembre 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.

## INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

La participación por modalidad contractual para **noviembre** de 2021 fue la siguiente: Firme al 95% (40,22%), Firme (27,26%), Con Interrupciones (16,92%), ToP (5,33%), Otras (5,23%), Opción de Compra (2,62%) y Firmeza condicionada (2,42%).

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

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria.

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

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

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