



# INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 2025 - NOVIEMBRE DE 2025

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

## CONTENIDO

1

**Hechos destacados del trimestre**

2

**Información transaccional**

3

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

4

**Reporte de información Cuentas de  
Balance**

5

**Convenciones y terminología**

1

## Hechos destacados del trimestre

Con la **implementación del esquema de comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario** establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021, en el trimestre estándar de **negociación septiembre – noviembre de 2025 se registraron en total 252 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Firme)

En aplicación de la Resolución CREG 001 de 2021, se mantuvo la congestión contractual en los tramos del SNT. En consecuencia, se **activó la subasta de asignación de capacidad de transporte** por congestión contractual.

Las adjudicaciones en la subasta UVCP transporte – rutas disminuyeron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 75 %. **El 92 % de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos disminuyó en un 78 % para el trimestre IV del año gas 2025 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 65 % de las capacidades adjudicadas para tramos se registraron.**

El sector con mayor demanda en la subasta UVCP de transporte de rutas y tramos para el trimestre IV del año gas 2025 es la **Industria, con el 57 %** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el cuarto trimestre del año gas 2025 **aumentaron en 12,942 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2024, **ubicándose en 14,968 MBTUD.** Por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$1.20 y \$16.00 USD/MBTU.**

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el cuarto trimestre del año gas 2025 **disminuyeron en 16,757 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2024, **ubicándose en 33,918 MBTUD.**

Durante el **cuarto trimestre estándar del año gas 2025**, las **Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro**, aunque reportaron oferta disponible, no presentaron adjudicaciones.

## Información transaccional

### 2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

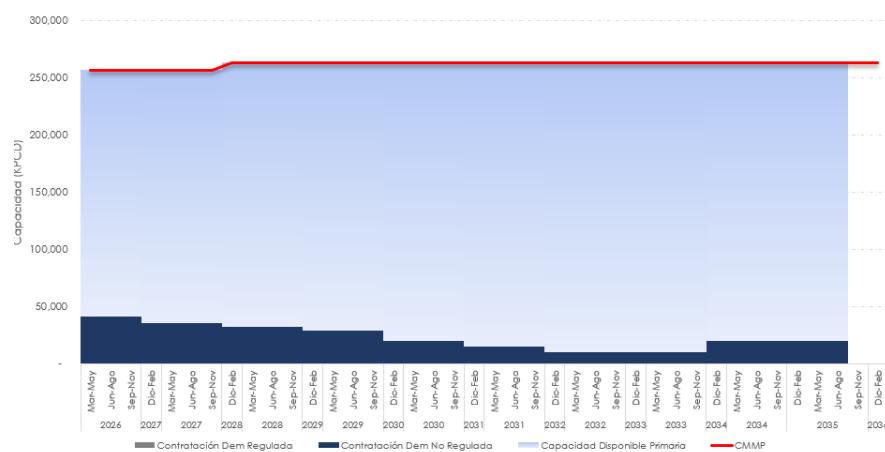
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la **comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario**, durante el trimestre estándar de negociación de **Septiembre 2025 a Noviembre de 2025**, con la aplicación del esquema establecido por las Resoluciones **CREG 185 de 2020 y 001 de 2021**.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron doscientos ochenta y siete (252) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza.

A continuación, se presenta el resultado, por transportador, de la contratación trimestral para los tramos en los que ingresa el gas de las principales fuentes de producción y para los tramos que representan la llegada a los principales centros de consumo. De igual manera, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

#### 2.1.1 Promigas

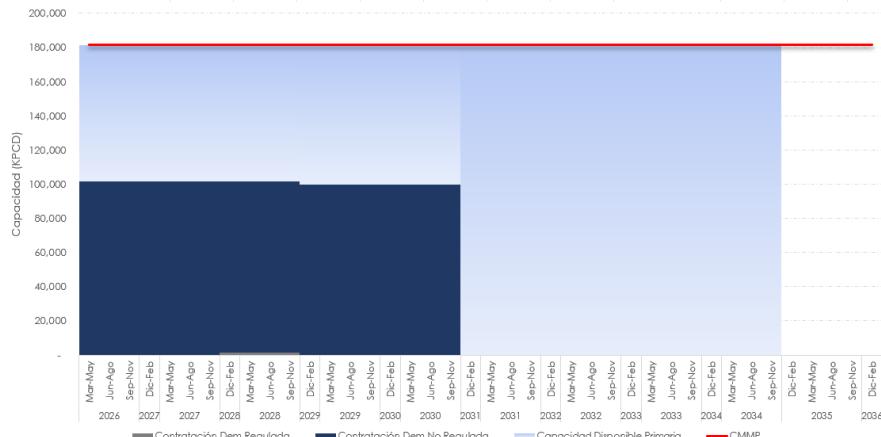
##### Ballena – La Mami



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	210,890	210,890	217,134	227,610	231,637	240,750	245,740	250,776	240,850	240,850
Contratación Trimestre MNR	2,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MR	2,575	2,375	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074	20,000
Contratación en Firme	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	10,074	20,000
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMMP	256,600	256,600	256,600	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050
Contratos firmes/CMMMP	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%	4%	8%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

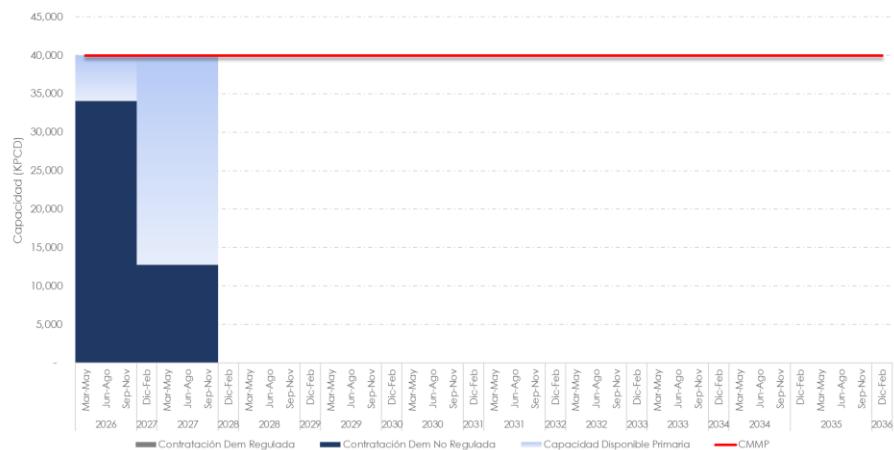
## Jobo – Sincelejo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	52,945	52,945	52,945	52,945	64,445	74,445	179,445	179,445	179,445	179,445
Contratación Trimestre MR	10,000	10,000	10,000	10,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Contratación Trimestre MNR	17,895	17,895	16,500	5,000	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	53%	53%	50%	28%	8%	7%	3%	3%	3%	3%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
Contratos firmes/CMMP	56%	56%	55%	55%	55%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

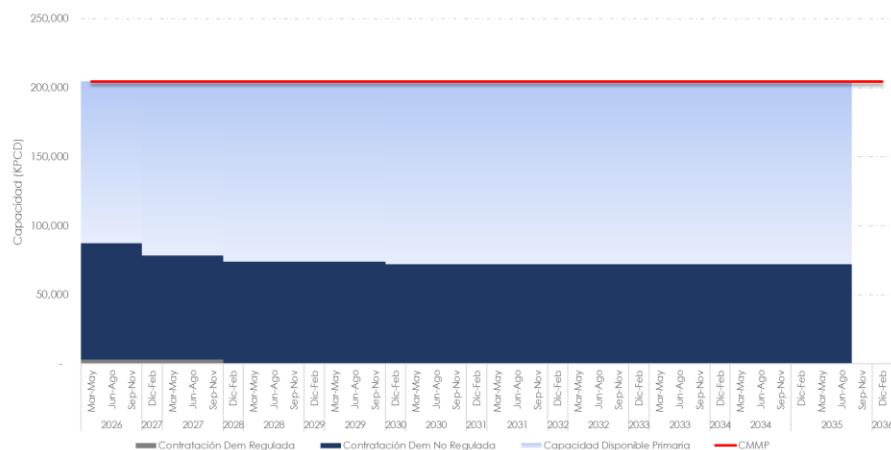
## La Creciente – Sincelejo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	3,758	3,758	25,057	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	34,042	12,743	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	34,042	12,743	12,743	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
Contratos firmes/CMMP	85%	32%	32%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

## Cartagena – Mamonal

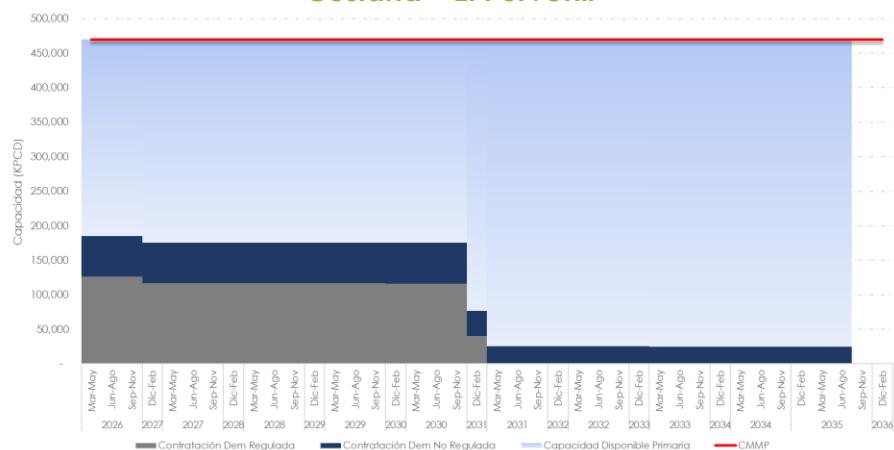


	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	115,001	115,001	124,001	129,505	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trimestre MR	22,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	538	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	20%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	84,500	75,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	87,500	78,500	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratos firmes/CMMP	43%	38%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%	35%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

**Nota:** Las cifras se encuentran expresadas en KPCD**MR:** Mercado Regulado**MNR:** Mercado No Regulado**CMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo**CDP:** Capacidad Disponible Primaria**(1)** Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas**(2)** Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.**(3)** Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado**(4)** Trimestre estándar diciembre 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidadess no se observan en la gráfica)

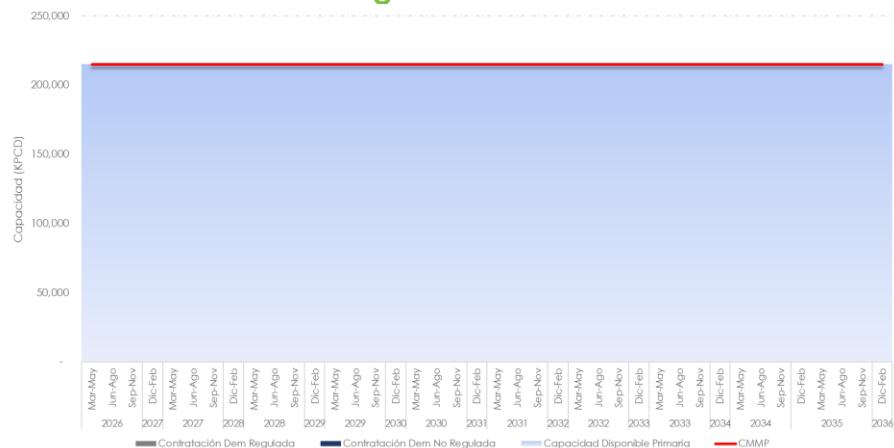
## 2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI Cusiana – El Porvenir



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	263,280	267,878	284,497	284,838	284,408	284,418	434,856	434,856	435,078	435,078
Contratación Trimestre MR	5,990	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	4,370	980	689	562	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	126,690	116,944	116,790	116,790	116,360	217	217	-	-	-
Contratación en Firme MNR	58,440	58,387	58,387	58,300	58,300	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	185,130	175,331	175,177	175,090	174,660	25,217	25,217	25,000	25,000	25,000
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratos firmes/CMMP	39%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

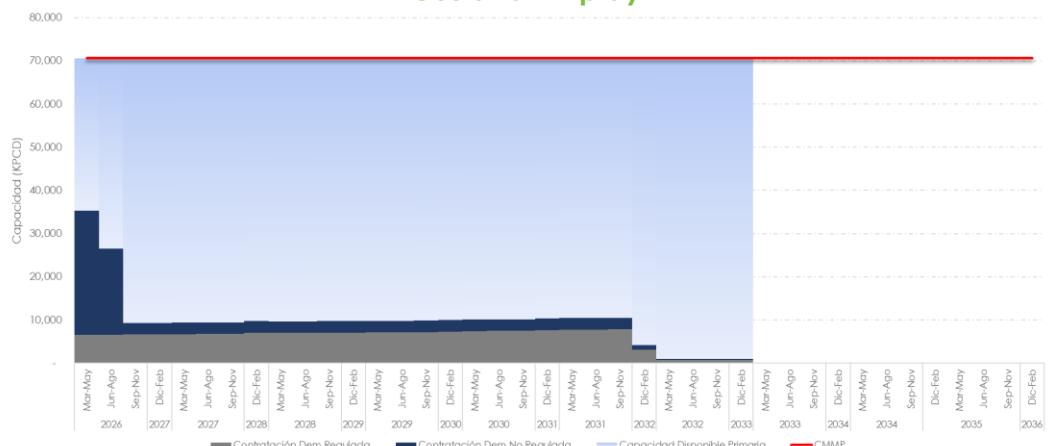
## Cogua – Sabana



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CDP	214,669	214,669	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trimestre MR	140	140	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	331	331	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratos firmes/CMMP	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

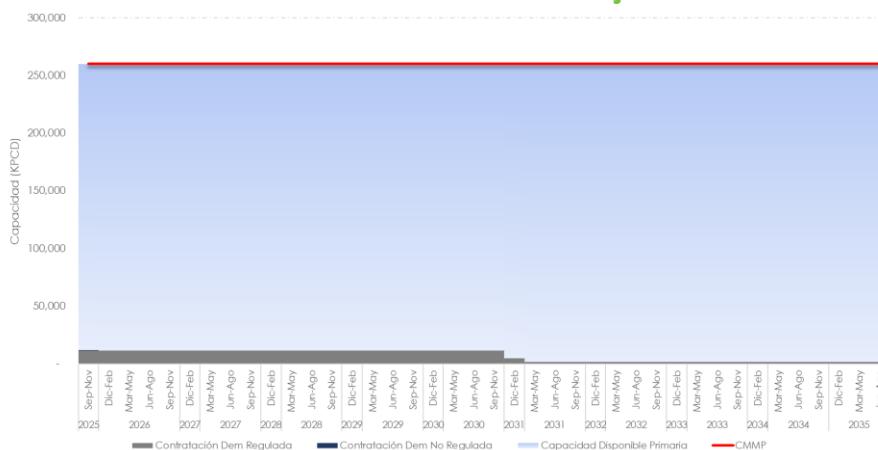
## Cusiana – Apiay



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	33,290	59,194	59,081	59,252	59,409	59,077	59,044	68,586	69,569	69,569
Contratación Trimestre MR	17,035	35	35	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	964	482	482	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	54%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	6,532	6,647	6,788	7,056	7,177	7,506	735	735	-	-
Contratación en Firme MNR	19,938	2,661	2,669	2,646	2,657	2,657	248	248	-	-
Contratación en Firme	26,470	9,308	9,457	9,702	9,834	10,163	983	983	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569	70,569
Contratos firmes/CMMP	38%	13%	13%	14%	14%	14%	1%	1%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

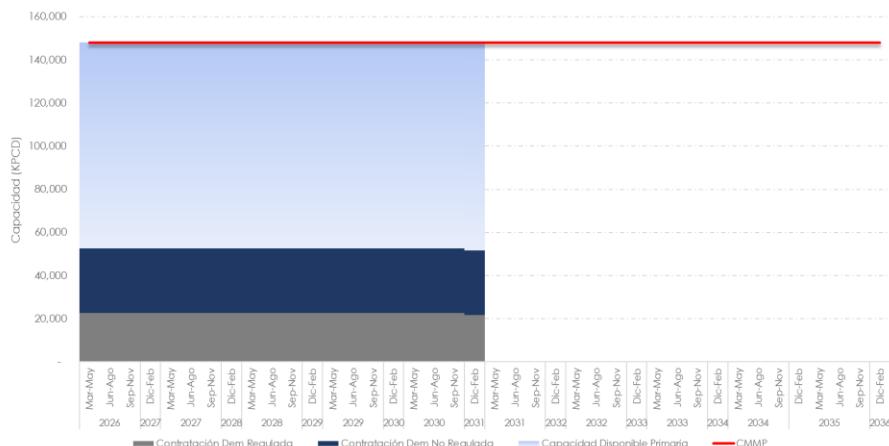
## Ballena – Barrancabermeja



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	13,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratos firmes/CMMP	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

## Armenia – Cali



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	21,600	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	51,600	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratos firmes/CMMMP	36%	36%	36%	36%	36%	35%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

**Nota:** Las cifras se encuentran expresadas en KPCD**MR:** Mercado Regulado**MNR:** Mercado No Regulado**CMMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

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

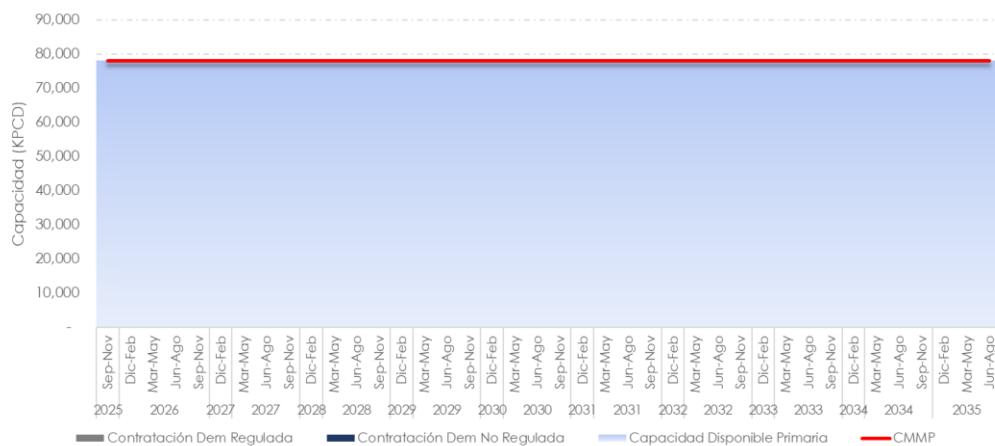
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

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

(4) Trimestre estándar diciembre de 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidadess no se observan en la gráfica)

## 2.1.3 Transmetano

### Sebastopol – Medellín



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	75,100	75,100	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500
Contratación Trimestre MR	1,880	1,694	690	690	690	690	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	2,160	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	5%	2%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratos firmes/CMMMP	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

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

**MR:** Mercado Regulado

**MNR:** Mercado No Regulado

**CMMMP:** Capacidad Máxima de Mediano Plazo

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria

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

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

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

**(4)** Trimestre estándar diciembre 2024 a febrero de 2025 (Las Cantidadess no se observan en la gráfica)

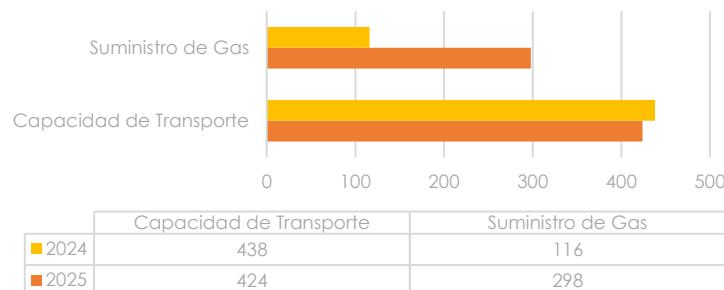
## 2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y de la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores declararon la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y los remitentes presentaron sus solicitudes. Al contrastar estas declaraciones con el reporte de los comercializadores previsto en el artículo 4 de la Resolución CREG 001 de 2021, se determinó que, para el trimestre estándar de negociación de junio a agosto de 2025, persistió la congestión contractual. En consecuencia, se activó el mecanismo de subasta para asignar 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 para el IV trimestre estándar de 2025.

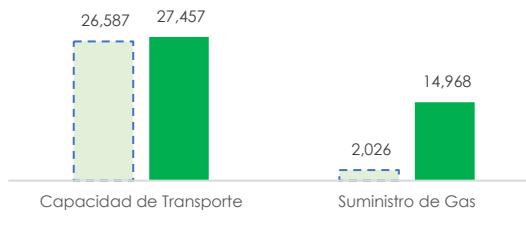
### Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Primario Trimestre IV (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

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

### Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Primario Trimestre IV (2025 vs. 2024)



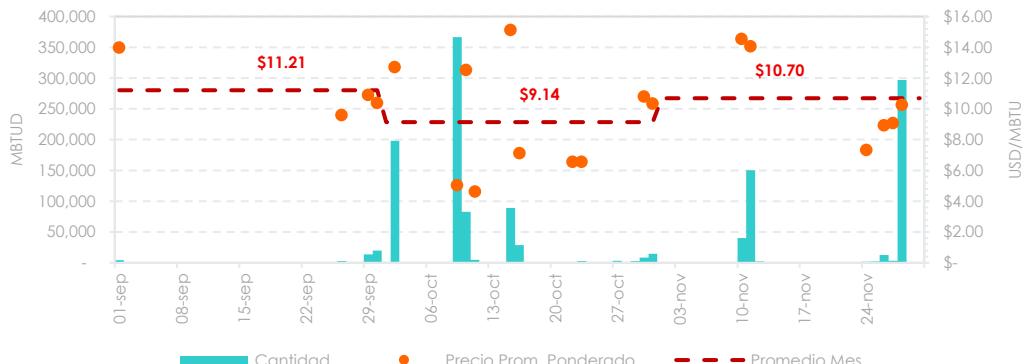
Fuente: SEGAS

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

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario aumentó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 2,026 a 14,968 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada un aumento del 3% de las capacidades al pasar de un promedio diario transado de 26,587 a 27,457 KPCD.

## Suministro

### Cantidades y Precios Promedio Ponderados de Negociación Trimestre IV de 2025



Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar IV de los años 2024 y 2025<sup>1</sup>. Se destaca el aumento de la energía negociada bajo las modalidades “Con Interrupciones” y “Firmeza Condicionada” para el trimestre de análisis del año 2025.

### Cantidad agregada Negociada\* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV



### Energía Negociada\*\* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV



Fuente: SEGAS

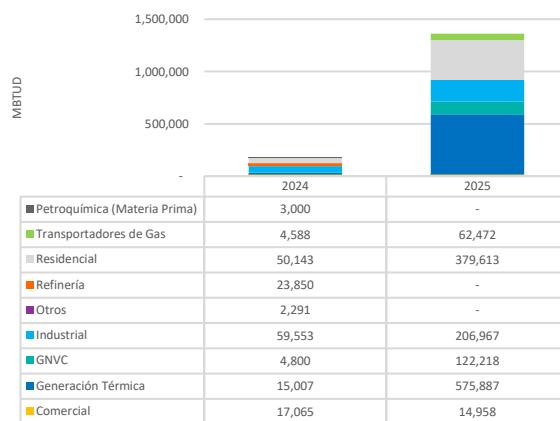
\* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

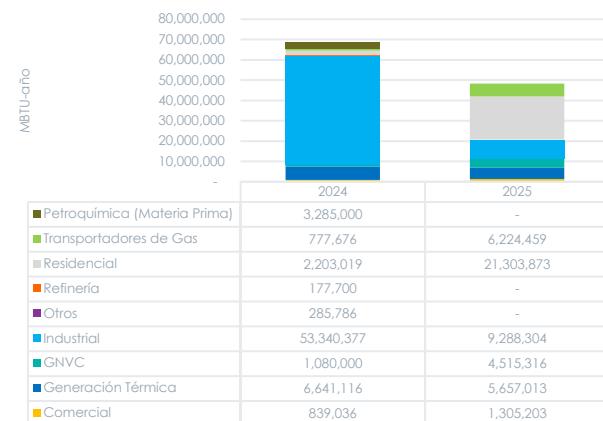
<sup>1</sup> La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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 de Residencial e industrial.

**Cantidad agregada Negociada\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV**



**Energía Negociada\*\* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV**



Fuente: SEGAS

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

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

\*\*\***Importante:** La información contenida en el presente documento corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas natural al Gestor del Mercado de Gas; los datos operativos podrán surtir actualizaciones conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020.

## Precios del mercado primario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$1.20 y \$16.00 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)**

Punto de Entrega	2024	2025
AGUAS BLANCAS	\$ 10.76	\$ 12.50
ANDINA	NA	\$ 4.60
ARAUCA	NA	ND
ARJONA	ND	ND
ARRECIFE	\$ 8.30	\$ 6.80
BALLENA	NA	\$ 6.30
BARRANQUILLA	NA	\$ 13.57
BONANZA	\$ 6.13	NA
Bonga Mamey	NA	ND
BULLERENGUE	NA	\$ 10.99
CAMPO LA BELLEZA	NA	\$ 9.10
CANTAGALLO	NA	\$ 8.30
CAPACHOS	NA	\$ 5.02

CARAMELO	ND	\$ 10.08
CARTAGENA	\$ 16.39	\$ 9.12
CERRO GORDO	ND	NA
CHUCHUPA	NA	ND
CORRALES	\$ 6.47	\$ 10.50
CUCUTA	\$ 12.55	\$ 16.00
Cupiagua Sur	NA	\$ 4.51
CUSIANA	NA	\$ 12.45
DINA CRETACEO	NA	\$ 13.85
DINA ECOPETROL	\$ 13.56	NA
DINA NORTE	NA	\$ 13.85
DINA TERCARIO	NA	\$ 13.85
DIVIDIVI	\$ 5.00	NA
FLOREÑA	\$ 5.70	NA
GCARIBE CAMPOS MENORES	NA	ND
LA BELLEZA	NA	ND
LA CAÑADA NORTE	\$ 4.52	\$ 8.07
La Cira Infantas	ND	ND
LISAMA	ND	\$ 7.00
LLANITO	\$ 5.87	\$ 8.30
LOMA LARGA	NA	ND
MÁGICO	\$ 7.43	NA
MANA	ND	\$ 5.10
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 9.24	\$ 9.53
PALERMO-SANTA CLARA	NA	\$ 13.85
PALOGRANDE	NA	\$ 13.85
PLANTA CUPIAGUA	NA	\$ 9.04
PLANTA CUSIANA	NA	\$ 12.08
PLANTA DE GAS PAYOA	\$ 9.00	NA
PLANTA FLOREÑA	NA	\$ 4.80
PLANTA GIBRALTAR	NA	\$ 4.82
PROVINCIA	NA	\$ 8.30
RIO SALDAÑA	NA	\$ 1.20
SAN FRANCISCO	NA	\$ 13.85
SAN ROQUE	\$ 3.44	NA
SPEC	\$ 18.39	\$ 14.58
TELLO	NA	\$ 13.85
TEMPRANILLO	NA	\$ 13.85
TENAY	NA	\$ 13.85
TISQUIRAMA	\$ 3.33	NA
TOQUI TOQUI	ND	\$ 5.10
YARIGUI-CANTAGALLO	\$ 5.87	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.

## Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)

Modalidad	2024	2025
Con Interrupciones	\$ 12.40	\$ 9.85
Contingencia	NA	\$ 8.25
Firme	\$ 7.58	NA
Firme al 95%	\$ 16.13	\$ 9.42
Firmeza Condicionada	NA	\$ 9.80
Opción de Compra	NA	\$ 18.52

Fuente: SEGAS

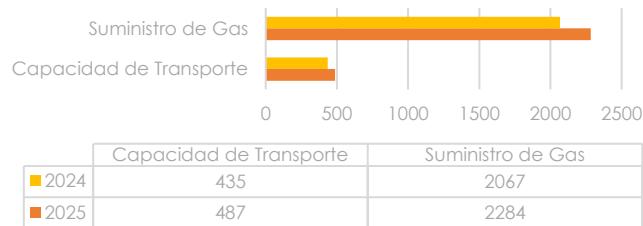
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

## 2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar IV de 2025.

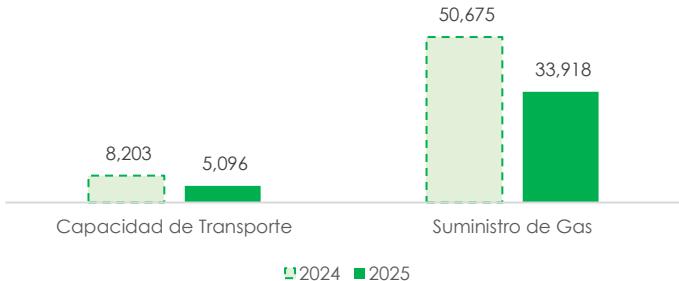
### Número de negociaciones directas de suministro y transporte Mercado Secundario Trimestre IV (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

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

### Cantidades en Promedio Diario Negociado Mercado Secundario Trimestre IV (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

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

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Secundario disminuyeron con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, pasando de 50,675 a 33,918 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución al pasar de 8,203 a 5,096 KPCD.

## Suministro

### Cantidad y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre IV de 2025



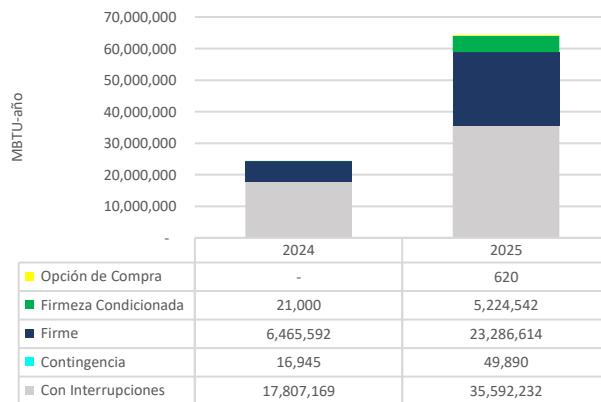
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar IV de los años 2024 y 2025. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo las modalidades “Con interrupciones” y “Firme”.

### Cantidad agregada Negociada\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV



### Energía Negociada\*\* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2025 vs 2024 – Trim IV



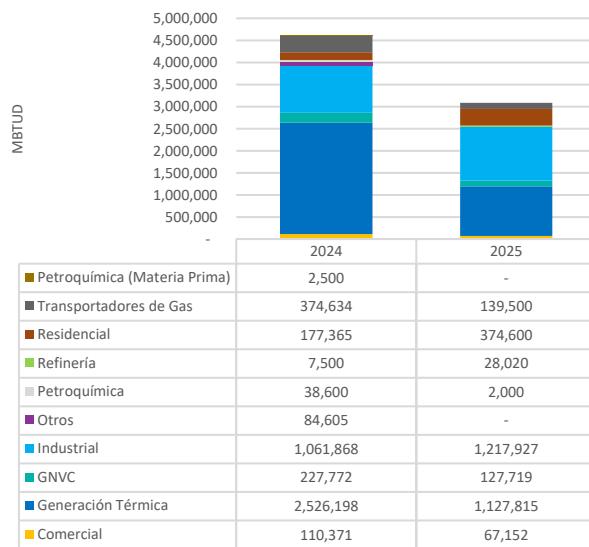
Fuente: SEGAS

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

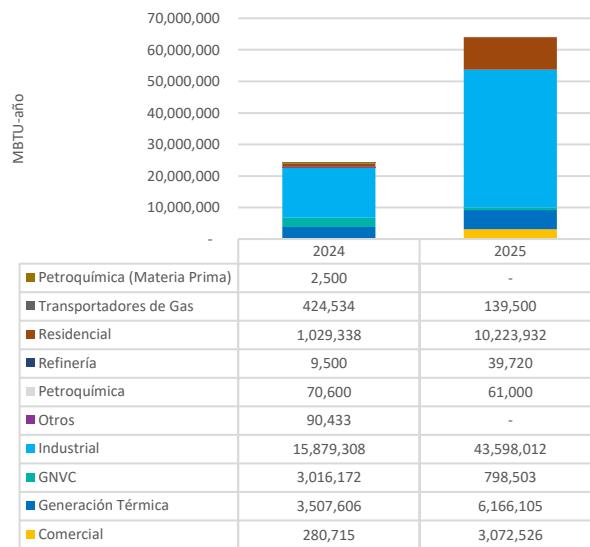
\*\*Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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

**Cantidad agregada Negociada\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa)  
2025 vs 2024 – Trimestre IV**



**Energía Negociada\*\* MS por Sector Consumo (Neg. Directa)  
2025 vs 2024 – Trimestre IV**



Fuente: SEGAS

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

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

**Precios del mercado secundario**

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$6.12 y \$15.90 USD/MBTU.

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega  
Mercado Secundario – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)**

Punto Entrega	2024	2025
AGUAS BLANCAS	\$ 8.00	NA
BALLENA	\$ 16.57	\$ 11.48
BARRANCABERMEJA	\$ 16.29	\$ 11.84
BULLERENGUE	\$ 11.22	\$ 12.30
CARAMELO	NA	\$ 11.27
CORRALES	\$ 7.00	ND
CUSIANA	\$10.77	\$ 11.60
FLOREÑA	\$ 5.27	\$ 9.83
GIBRALTAR	NA	\$ 8.67
HOCOL	NA	ND
JOBO	\$ 11.97	\$ 11.98
LA CAÑADA NORTE	NA	\$ 6.12

LISAMA	ND	ND
MAMONAL	\$ 15.36	\$ 12.16
MARIQUITA	NA	\$ 14.92
SEBASTOPOL	\$ 13.90	\$ 14.81
TUCURINCA	\$ 11.87	\$ 12.17
VASCONIA	\$ 15.06	\$ 15.90
VELASQUEZ	NA	\$ 11.31
NO SNT	\$ 18.08	\$ 11.46

Fuente: SEGAS

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

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Secundario – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)

Modalidad	2024	2025
Con Interrupciones	\$ 11.50	\$ 12.81
Contingencia	\$ 18.61	\$ 14.84
Firme	\$ 15.05	\$ 11.77
Firmeza Condicionada	ND	\$ 11.21
Opción de Compra	NA	ND

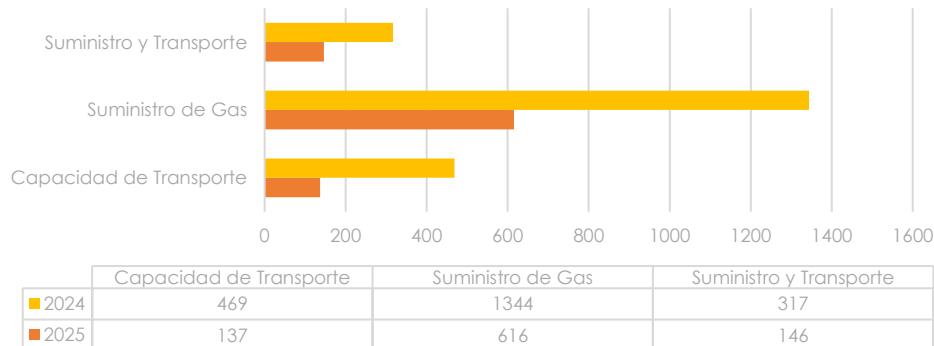
Fuente: SEGAS

**ND:** No disponible por tratarse de negociaciones únicas.**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

## 2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar IV de 2025 con respecto al mismo periodo de 2024, se observa una disminución en el número de operaciones registradas del producto “suministro”, “capacidad de transporte” y “suministro y transporte”.

**Número de negociaciones OTMM  
Trimestre IV (2025 vs. 2024)**



Fuente: SEGAS

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

### Cantidades en Promedio Diario Negociadas OTMM Trimestre IV (2025 vs. 2024)



Fuente: SEGAS

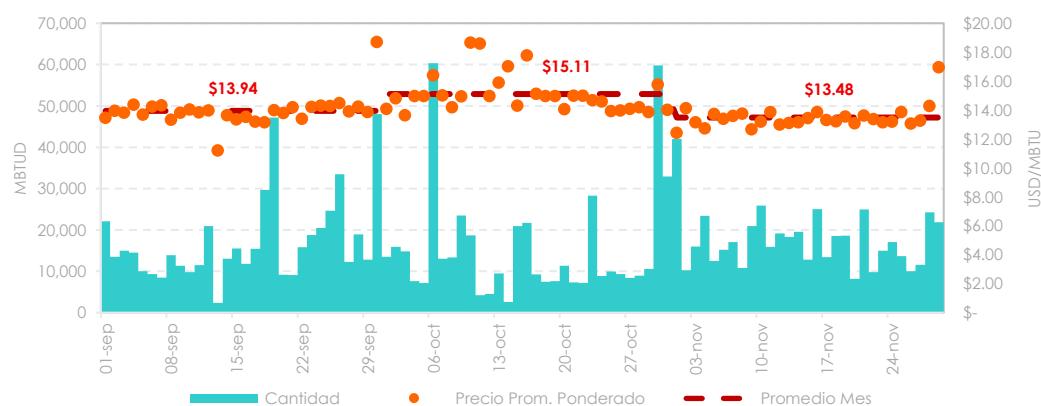
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, de 45,764 a 16,721 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte disminuyó pasando de 13,534 a 603 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria disminuyó pasando de 24,060 a 9,283 KPCD.

## Suministro – OTMM

### a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

#### Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM Trimestre IV de 2025

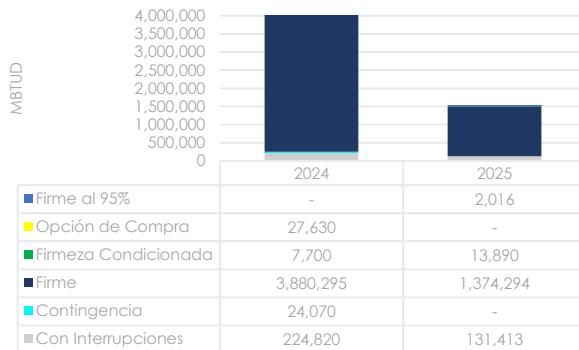


Fuente: SEGAS

## b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar IV de 2025 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 90% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 8.6% de las cantidades promedio diario negociadas.

### Modalidad contractual OTMM Suministro 2025 vs. 2024 – Trimestre IV



Fuente: SEGAS

### Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM Suministro – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 17.97
Contingencia	\$ 16.88
Firme	\$ 16.53
Firmeza Condicionada	\$ 14.82
Opción de Compra	\$ 18.62
Firme al 95%	\$ 11.62

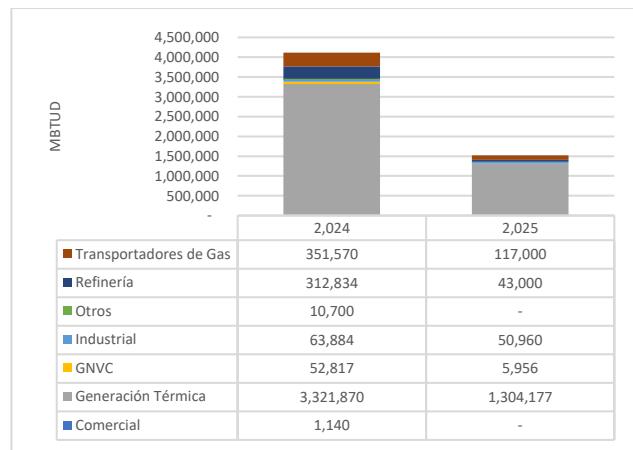
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

## c. Sector de consumo OTMM – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar IV de 2025, el cual se compara con el mismo periodo del año 2024. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 86 % y el sector de transporte de gas con el 8%.

## Sector de consumo OTMM Suministro 2025 vs. 2024 – Trimestre 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 estándar IV de 2025 en OTMM:

### Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM Suministro – Trimestre IV de 2025 (USD/MBTU)

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 14.33
GNVC	\$ 12.47
Industrial	\$ 14.49
Transportadores de Gas	\$ 14.62
Petroquímica (Materia Prima)	ND

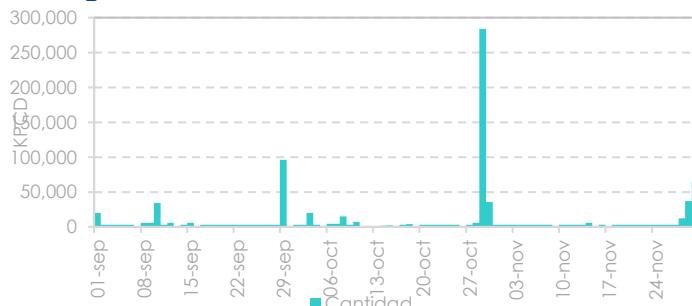
Fuente: SEGAS

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

## Transporte – OTMM

### a. Capacidades OTMM – Transporte

#### Capacidades negociadas diariamente en OTMM - Trimestre IV de 2025

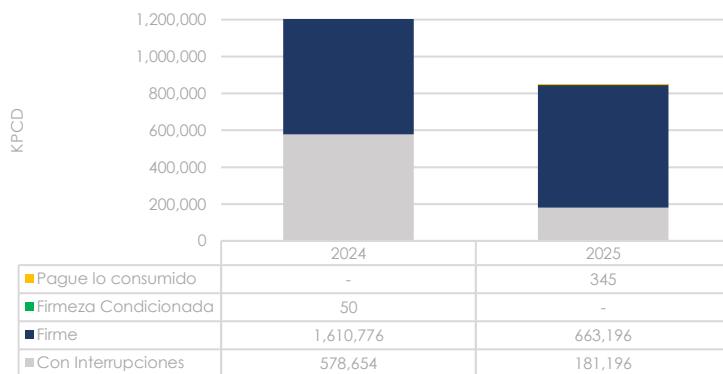


Fuente: SEGAS

## b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre IV de 2025, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2024; se resalta un aumento en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con interrupciones”.

**Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre IV (2025 vs. 2024)**

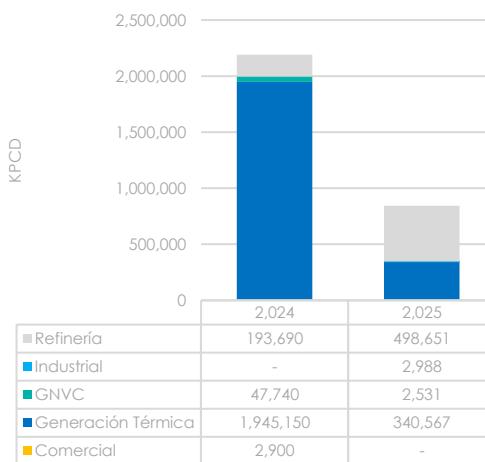


Fuente: SEGAS

## c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar IV de 2025, el cual se compara con el mismo periodo del año 2024. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 40 % y el sector refinería con el 59%.

**Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre IV (2025 vs. 2024)**



Fuente: SEGAS

**Nota:** La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

3

## Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

A continuación, se presentan los principales resultados de los mecanismos de subasta administrados por el Gestor del Mercado de Gas Natural para los productos de suministro y capacidad de transporte.

### 3.1 SUMINISTRO

Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el IV trimestre estándar de 2025 se llevaron a cabo Noventa y un (91) Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro).

#### 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>2</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 102 015 de 2025 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 estándar de 2025 vs 2024<sup>3</sup>.

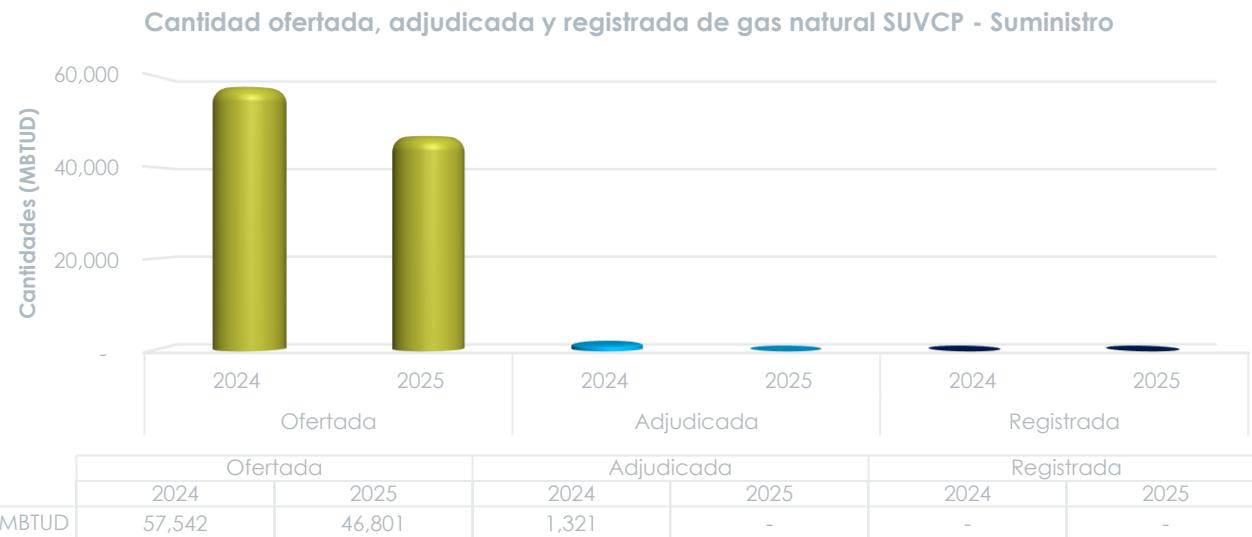
De la dinámica Oferta – Adjudicación – Registro de contratos para el IV trimestre estándar de 2025, se resalta lo siguiente:

1. Para el IV Trimestre del año gas 2024, las cantidades adjudicadas frente a lo ofertado representaron tan sólo el 2.30% del gas puesto como disponible en el mercado secundario, por medio del mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro. Para el mismo trimestre de 2025, si bien las cantidades disponibles representaron en total 46,801 MBTUD, no hubo adjudicaciones.
2. En 2025 el gas puesto a disposición del mercado bajo este mecanismo de comercialización, en relación con el mismo trimestre estándar de 2024, disminuyó en 18.67 %, con una reducción total de 10,741 MBTUD.
3. Los 1,321 MBTUD adjudicados en 2024, no fueron registrados<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF80, firmes CF95 y de suministro con firmeza condicionada. (Numeral 1, Anexo 4, Resolución CREG 102 015 de 2025)

<sup>3</sup> En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

<sup>4</sup> Las cantidades relacionadas se encuentran en estado: "Sin registro" en la plataforma SEGAS.



Fuente: SEGAS

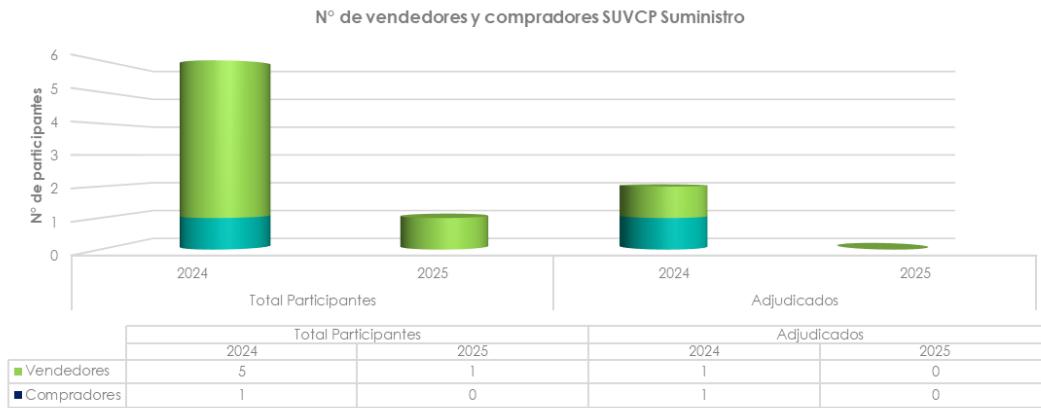
A continuación, se presenta la información de cantidades por punto de entrega para el IV trimestre estándar de 2025:

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
BALLENA	2,642	-	1,321	-	-	-
CUPIAGUA	23,497	18,000	-	-	-	-
CUSIANA	15,868	28,801	-	-	-	-
HOCOL	14,535	-	-	-	-	-
UNIDAD FLOTANTE DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN (FSRU)	1,000	-	-	-	-	-
<b>TOTAL (MBTUD)</b>	<b>57,542</b>	<b>46,801</b>	<b>1,321</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fuente: SEGAS

### a. Número de vendedores y compradores SUVCP – Suministro

En comparación del IV trimestre de gas de 2024, se evidencia una disminución significativa tanto en el total de participantes en calidad de vendedores como de compradores, en relación con lo que se presenta a continuación:



Fuente: SEGAS

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

Dado que para el IV Trimestre gas de 2025 no hubo adjudicaciones y, considerando que lo adjudicado en 2024 no fue efectivamente registrado en SEGAS, no se dispone de información de sectores de consumo.

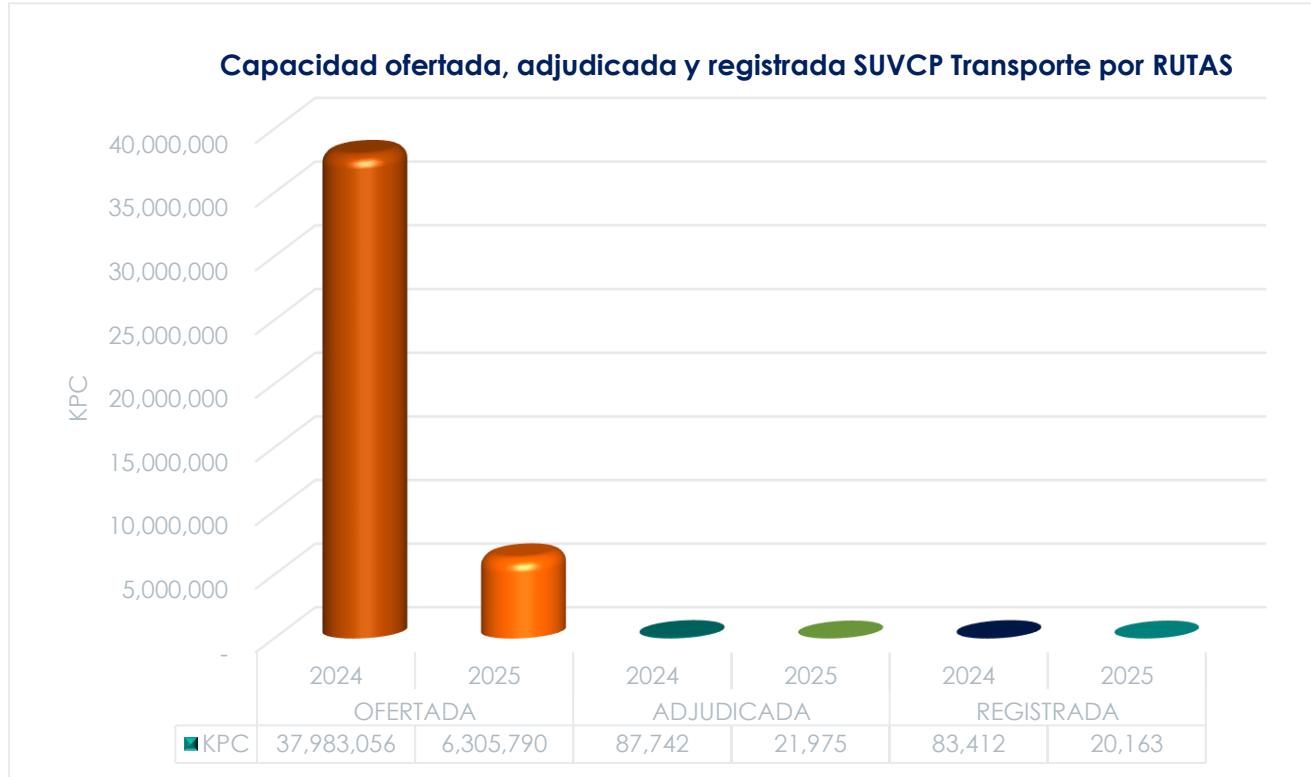
## 3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el tercer trimestre estándar de 2025 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2024, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

### 3.2.1 Subasta Úsalo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – RUTAS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar IV de 2025 vs el mismo periodo de 2024.



Fuente: SEGAS

## a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar IV de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó en un 83 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	-	1,284,621
CARTAGENA - BARRANQUILLA	-	1,154,472
SINCELEJO - CARTAGENA	-	727,600
YUMBO/CALI - CALI	3,886,537	612,692
LA MAMI - BALLENA	-	441,753
CARTAGENA - MAMONAL	1,017,991	355,492
CUSIANA - VASCONIA	456,310	258,000
LA MAMI - BARRANQUILLA	8,930,725	242,431
VASCONIA - PEREIRA	1,649,724	124,275
JOBO - SINCELEJO	-	123,206
<b>Otras Rutas</b>	22,041,769 (*)	981,248 (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>37,983,056</b>	<b>6,305,790</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 45 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2025. Cantidad 46 rutas.

## b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar IV de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2024. La capacidad adjudicada disminuyó en un 75 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	-	12,660
VASCONIA - MARIQUITA	82,666	7,132
CUSIANA - SABANA_F	1,305	1,058
CUSIANA - LA BELLEZA	-	925
SEBASTOPOL - MEDELLIN	500	200
GUALANDAY - MARIQUITA	-	-
LA MAMI - BALLENA	-	-
<b>Otras Rutas</b>	3,271 (*)	- (**)
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>96,720</b>	<b>21,975</b>

Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 2 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2025. Cantidad 0 rutas.

### c. Capacidad registrada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar IV de 2025, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una disminución en la capacidad registrada del 76 % respecto al mismo periodo del año 2024.

RUTAS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	-	12,039
VASCONIA - MARIQUITA	81,813	7,132
CUSIANA - LA BELLEZA	-	729
CUSIANA - SABANA_F	1,305	263
CUSIANA - OCOA	253	-
SEBASTOPOL - MEDELLIN	41	-
LA MAMI - BALLENA	-	-
<b>Otras Rutas</b>	- (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>83,412</b>	<b>20,163</b>

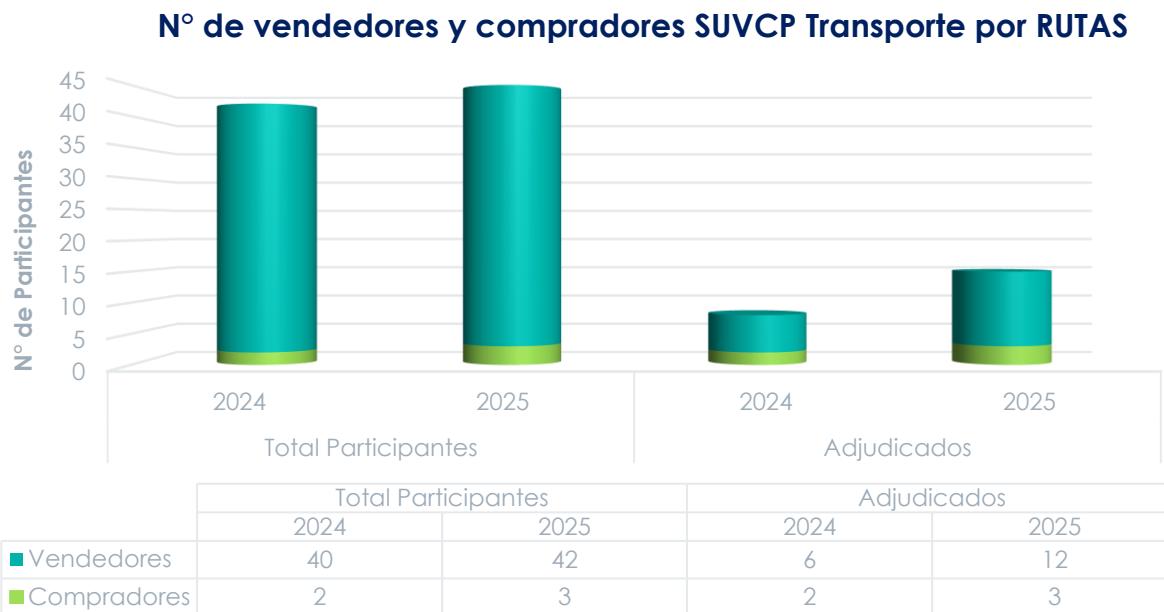
Fuente: SEGAS

\* Otras Rutas año 2024. Cantidad 0 rutas.

\*\* Otras Rutas año 2025. Cantidad 0 rutas.

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

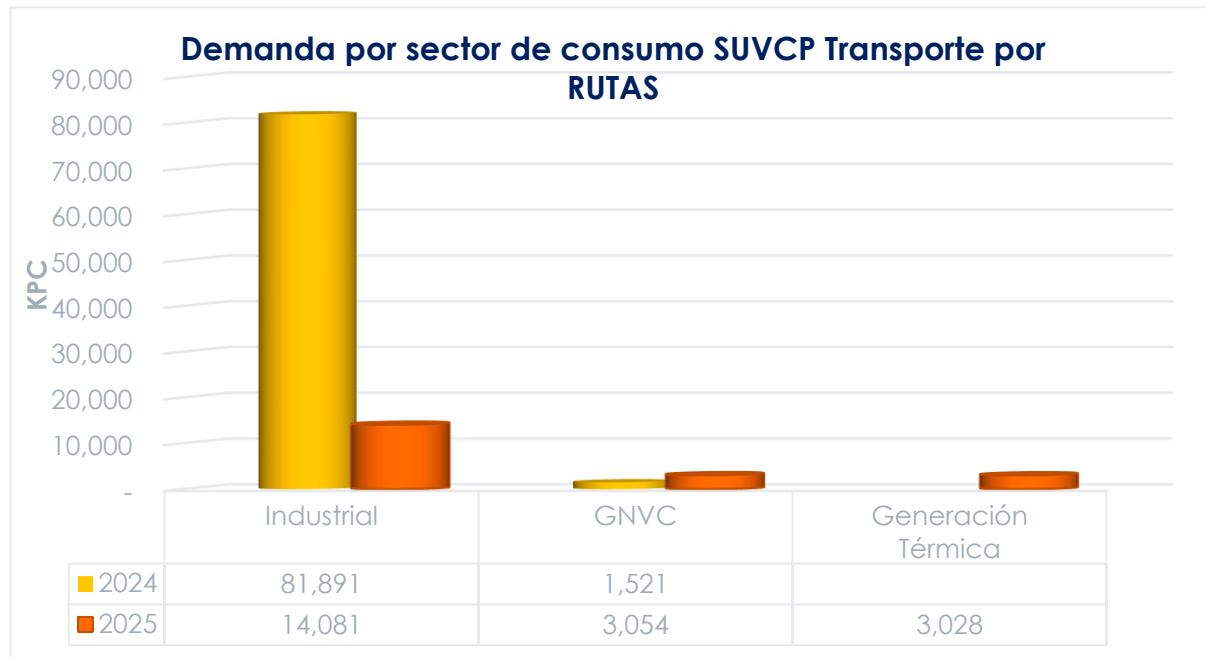
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar IV de 2024 vs 2025.



Fuente: SEGAS

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

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar IV de 2025 vs 2024. Para el sector Industrial se presentó una disminución en la demanda del 83 % respecto al año anterior, para el sector GNVC se presentó un aumento en la demanda de 101 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, y el sector de Generación Térmica presentó un aumento en la demanda del 100 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

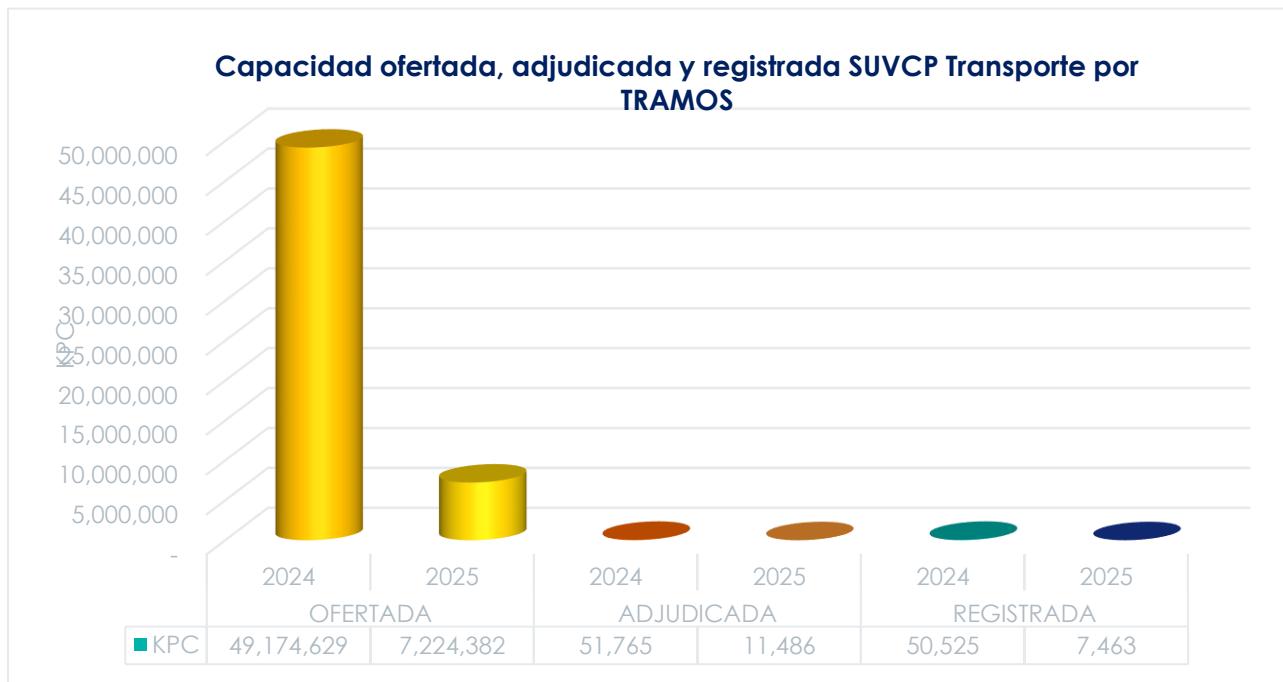


Fuente: SEGAS

### 3.2.2 Subasta Úsalo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – TRAMOS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del trimestre estándar IV de 2025.



Fuente: SEGAS

### a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar IV de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada disminuyó un 85 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	-	1,284,621
CARTAGENA - BARRANQUILLA	-	1,154,472
SINCELEJO - CARTAGENA	-	727,600
YUMBO/CALI - CALI	3,886,537	612,692
LA MAMI - BALLENA	-	441,753
CARTAGENA - MAMONAL	1,017,991	355,492
CUSIANA - EL PORVENIR	3,210,792	338,074
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,198,806	317,752
VASCONIA - MARIQUITA	2,357,702	282,971
LA BELLEZA - VASCONIA	614,972	265,546
<b>Otros Tramos</b>	<b>34,887,829 (*)</b>	<b>1,433,409 (**)</b>
<b>TOTAL (KPC)</b>	<b>49,174,629</b>	<b>7,224,382</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 31 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2025. Cantidad 30 tramos.

### b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar IV de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2024. La capacidad adjudicada disminuyó en un 78 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
LA BELLEZA - VASCONIA	-	2,665
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	2,665
CUSIANA - EL PORVENIR	-	2,665
VASCONIA - SEBASTOPOL	-	983
VASCONIA - MARIQUITA	-	929
LA BELLEZA - COGUA	25,426	544
COGUA - SABANA_F	25,339	544
<b>Otros Tramos</b>	<b>1,000 (*)</b>	<b>491 (**)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51,765</b>	<b>11,486</b>

Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 1 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2025. Cantidad 1 tramos.

### c. Capacidad registrada – Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar IV de 2025, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una reducción del 37 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2024.

TRAMOS	2024 (KPC)	2025 (KPC)
LA BELLEZA - VASCONIA	-	2,267
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	2,201
CUSIANA - EL PORVENIR	-	2,167
VASCONIA - MARIQUITA	-	696
LA BELLEZA - COGUA	25,187	79
COGUA - SABANA_F	25,338	53
<b>Otros Tramos</b>	- (*)	- (**)
<b>TOTAL</b>	<b>50,525</b>	<b>7,463</b>

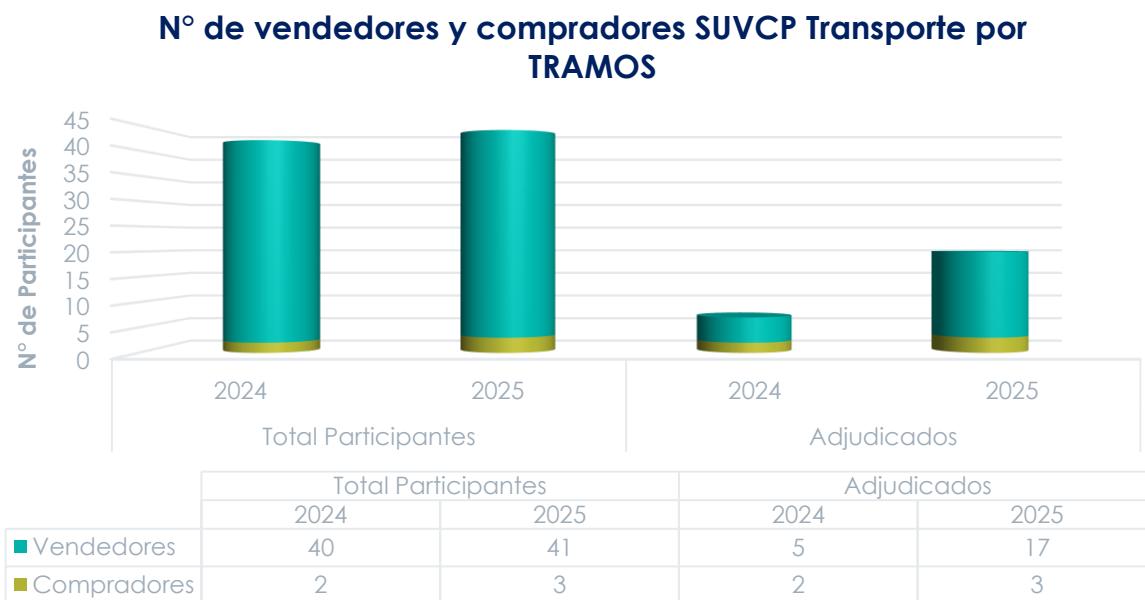
Fuente: SEGAS

\* Otros Tramos año 2024. Cantidad 0 tramos.

\*\* Otros Tramos año 2025. Cantidad 0 tramos.

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

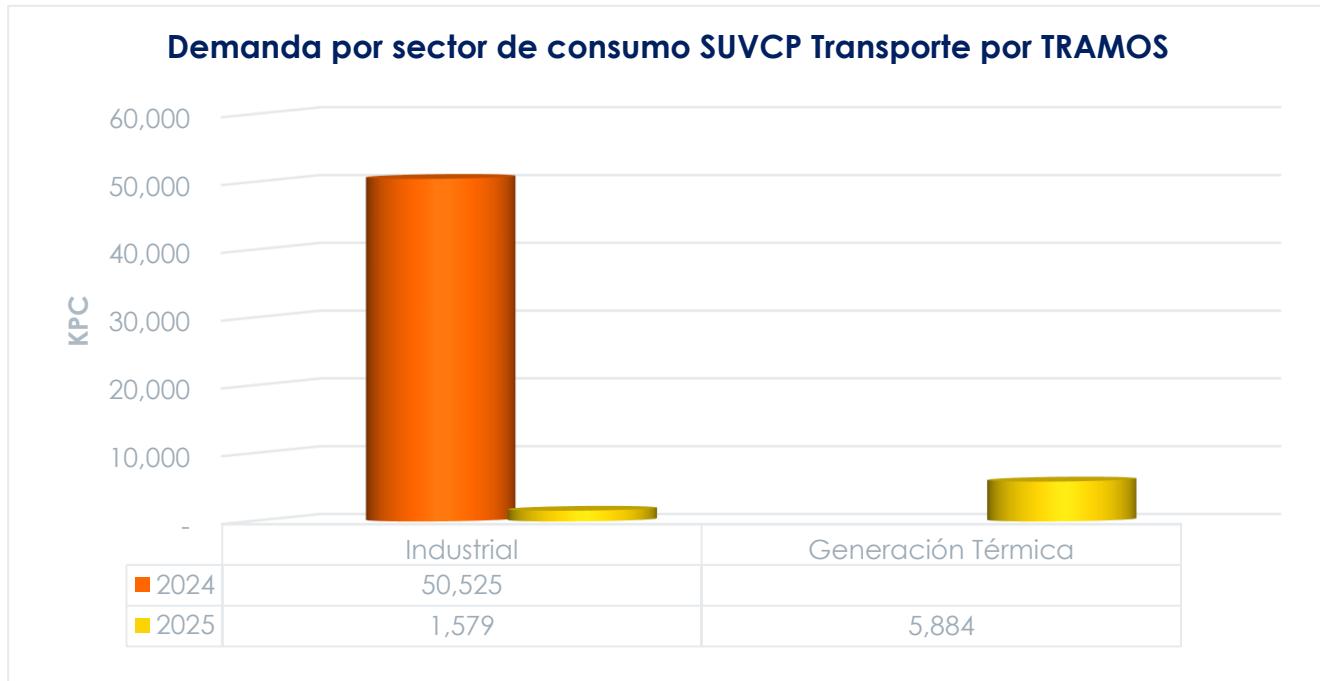
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar IV de 2025.



Fuente: SEGAS

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

Para el trimestre estándar IV de 2025, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Industrial y Generación térmica. La demanda del sector Industrial disminuyó en un 97 % con respecto al mismo periodo del año anterior.



Fuente: SEGAS

# 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>5</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>6</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:

- **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>7</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>8</sup>.

<sup>5</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>6</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).

<sup>7</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>8</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 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>9</sup>.

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

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO S.A E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
  - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ( $\pm 5\%$ ) agregadas de forma mensual.
  - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
  - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
  - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento mensual agregado del trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2025, de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
SEP	-	1.471.018	74.909	-	-1.768.305	-47.551
OCT	-	2.911.584	179.856	-	-1.872.188	-114.650
NOV	-	2.183.970	253.012	-	-2.301.709	-276.208

**Nota:** Los datos de las cuentas de balance fueron actualizados en función del envío posterior de información por parte de un transportador. Cifras en revisión y preliminares.

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>9</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 (...)".

De lo anterior se destaca que:

	<b>Desbalances (+) acumulados SNT</b>	<b>Desbalances (-) acumulados SNT</b>
<b>Transportador – Productor</b>	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
<b>Transportador – Remitente</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 2.188.857,33 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -1.980.734 MBTU.
<b>Transportador – Transportador</b>	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 169.259 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -146.136,33 MBTU.

**Nota:** Los datos de las cuentas de balance fueron actualizados en función del envío posterior de información por parte de un transportador. Cifras en revisión y preliminares.

## 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 pues cúbicos por día.

**SNT:** Sistema Nacional de Transporte

**OTMM:** Otras Transacciones del Mercado Mayorista

**GNVC:** Gas Natural Vehicular Comprimido

**SUVCP:** Subasta Úsalo o Véndalo de Corto Plazo

**SSCI:** Subasta de Suministro con Interrupciones

**SCFB:** Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

**PP:** Potencial de Producción.

**PTDV:** Producción Total Disponible para la Venta.

**CIDV:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

**PTDVF:** Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

**CIDVF:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

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

**CDP:** Capacidad Disponible Primaria.

**CMMMP:** 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.