

INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

MARZO 2026 – MAYO DE 2026

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 marzo 2026 – mayo de 2026 se registraron en total 222 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 no 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 aumentaron respecto al mismo trimestre del año anterior en un 793 %. **El 92 % de las capacidades adjudicadas para rutas se registraron.** La capacidad adjudicada para tramos aumentó en un 159 % para el trimestre II del año gas 2026 con respecto al mismo periodo del año anterior y **el 71 % 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 II del año gas 2026 es **Residencial, con el 42 %** de la demanda.

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado primario durante el segundo trimestre del año gas 2026 **disminuyeron en 1,330 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2025, **ubicándose en 10,112 MBTUD.** Por su parte, los **precios** de negociación se ubicaron entre los **\$5.30 y \$20 USD/MBTU.**

Las cantidades promedio diario de suministro de gas negociadas de forma bilateral en el mercado secundario durante el segundo trimestre del año gas 2026 **disminuyeron en 9,904 MBTUD** con respecto al mismo periodo del 2025, **ubicándose en 18,692 MBTUD.**

Durante el **segundo trimestre estándar del año gas 2026**, las **Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo de suministro**, asignaron 12,322 MBTUD equivalentes al 24.47% del total de gas ofertado. En relación con el II trimestre gas de 2025 la oferta disminuyó 43,214 MBTUD equivalentes al 46.18%. En el mismo trimestre del año anterior no hubo adjudicaciones.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

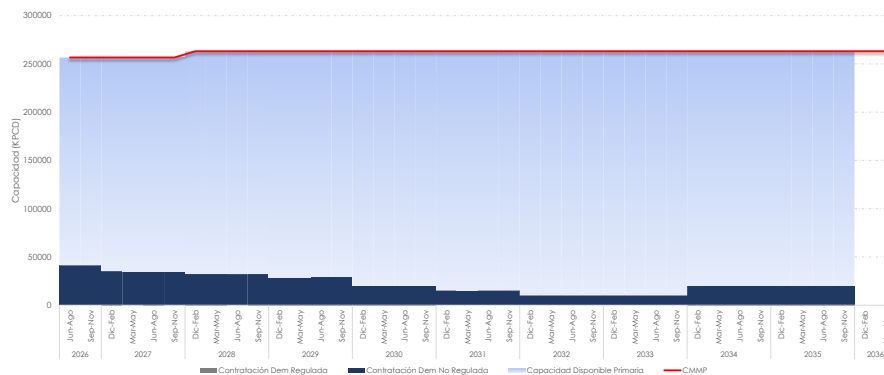
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de **capacidad de transporte en el mercado primario**, durante el trimestre estándar de negociación comprendido entre **marzo y mayo de 2026**, bajo el esquema establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021.

Al cierre del trimestre de negociación, se registraron ante el Gestor del Mercado de Gas Natural **222 contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza**.

A continuación, se presenta el resultado de la contratación trimestral por transportador, tanto para los tramos de entrada del gas proveniente de las principales fuentes de producción como para los tramos de llegada a los principales centros de consumo. Asimismo, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

2.1.1 Promigas

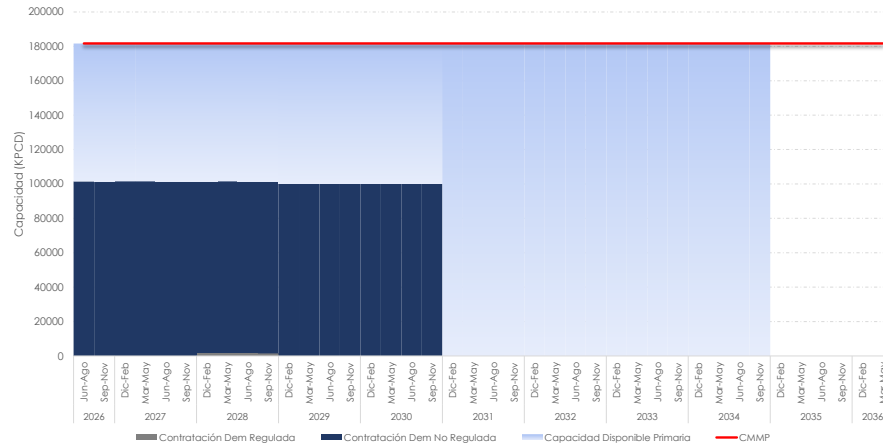
Ballena – La Mami



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	208,515	214,759	227,610	231,637	240,750	245,740	250,776	250,776	240,850	240,850
Contratación Trimestre MNR	2,008	2,008	1,004	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MR	2,575	2,375	2,400	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	2%	2%	1%	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	20,000	20,000
Contratación en Firme	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074	20,000	20,000
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	256,600	256,600	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050	263,050
Contratos firmes/CMMP	16%	14%	12%	11%	8%	6%	4%	4%	8%	8%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

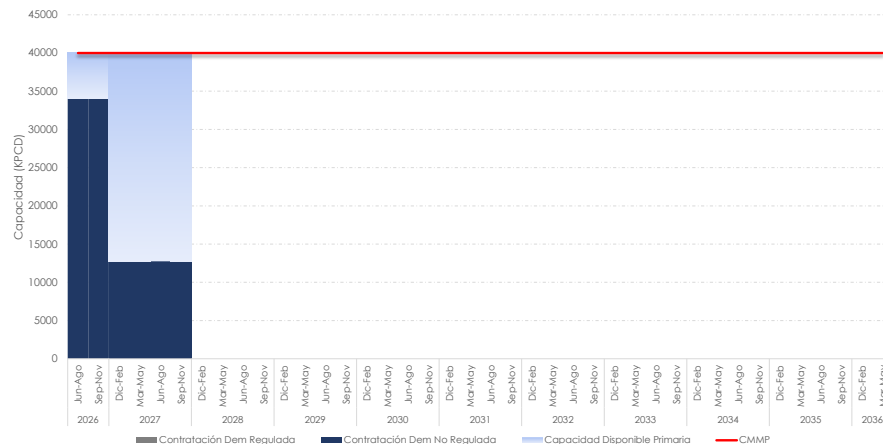
Jobo – Sincelajo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	50,050	50,050	51,445	59,445	74,445	179,445	179,445	179,445	179,445	179,445
Contratación Trimestre MR	10,000	10,000	10,000	15,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	-
Contratación Trimestre MNR	17,895	17,895	16,500	5,000	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	56%	56%	52%	34%	13%	6%	6%	6%	6%	0%
Contratación en Firme MR	-	-	1,500	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	101,500	101,500	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	101,500	101,500	101,500	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%	56%	55%	55%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

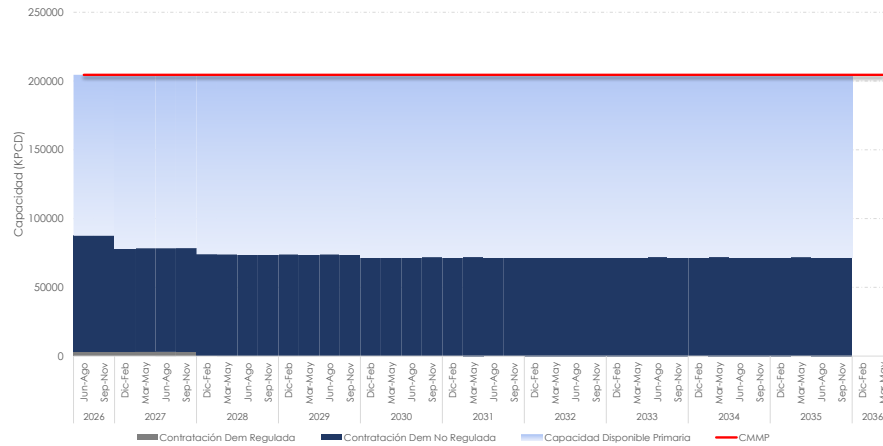
La Creciente – Sincelajo



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	3,758	25,057	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800	37,800
Contratación Trimestre MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	34,042	12,743	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	34,042	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%	-	-	-	-	-	-	-	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Cartagena – Mamonal



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	94,463	124,001	129,505	130,509	132,509	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	24%	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

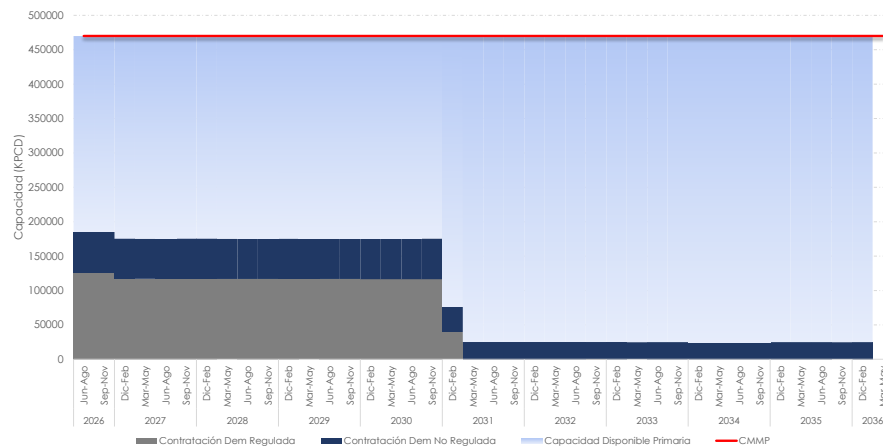
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(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 Cantidades no se observan en la gráfica)

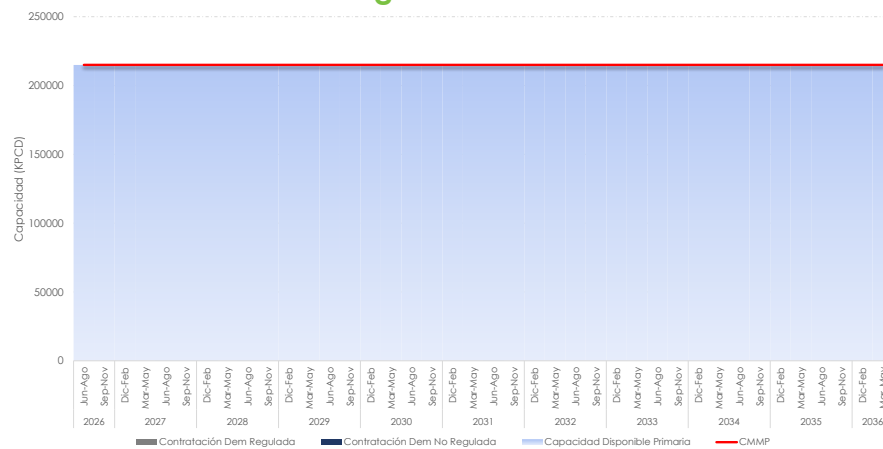
2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI Cusiana – El Porvenir



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	255,446	283,757	284,046	284,411	284,408	285,408	434,856	434,856	435,078	435,078
Contratación Trimestre MR	5,990	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	5,320	986	695	675	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR	126,690	116,944	116,790	116,795	116,360	217	220	-	-	-
Contratación en Firme MNR	58,440	58,387	58,389	58,300	59,300	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	185,130	175,331	175,179	175,095	175,660	25,217	25,220	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

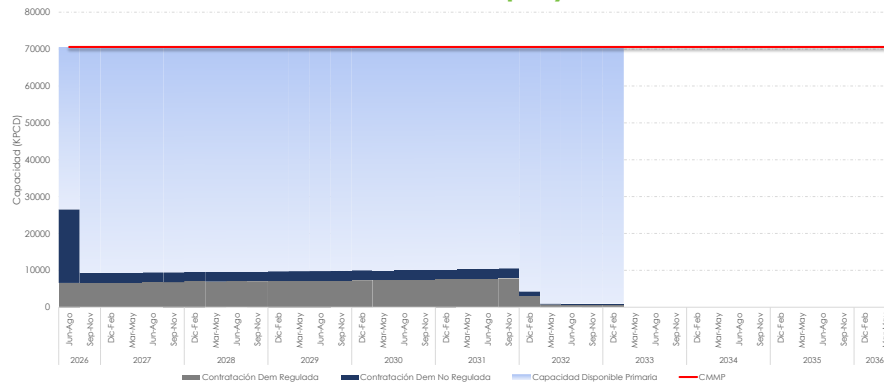
Cogua – Sabana



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Contratación Trimestre MR	214,203	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trimestre MNR	466	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	331	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MR	0.4%	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0%
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos firmes/CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

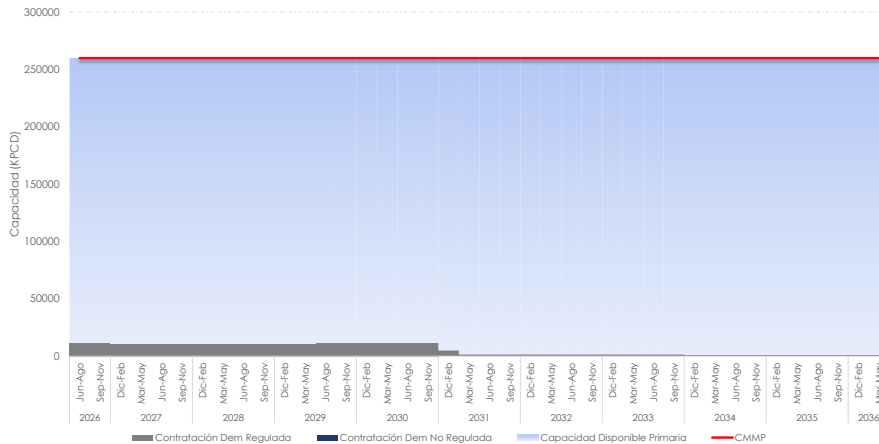
Cusiana – Apiay



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	16,294	59,565	59,081	59,695	59,376	59,044	59,138	68,586	69,569	69,569
Contratación Trimestre MR	17,035	35	35	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	964	482	503	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	110.5%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-	-	0.0%
Contratación en Firme MR	6,600	6,673	6,986	7,069	7,327	7,640	735	-	-	-
Contratación en Firme MNR	2,699	2,661	2,685	2,646	2,657	2,675	248	-	-	-
Contratación en Firme	9,299	9,334	9,671	9,715	9,984	10,315	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	13%	13%	14%	14%	14%	15%	1%	-	-	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

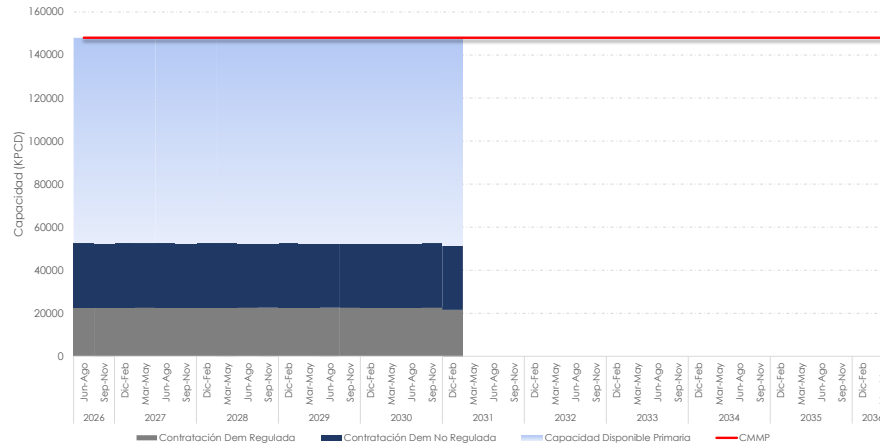
Ballena – Barrancabermeja



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	226,920	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600	250,600	250,600
Contratación Trimestre MR	38,000	-	-	-	-	51,050	51,050	51,050	50,600	50,600
Contratación Trimestre MNR	13,680	4,000	4,000	4,000	4,000	16,101	16,101	16,101	11,211	11,211
%CDP comprometida trimestre	23%	2%	2%	2%	2%	28%	27%	27%	25%	25%
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	95,400	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	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%	-	-	-	-	0.0%
Contratación en Firme MR	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratos firmes/CMMP	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

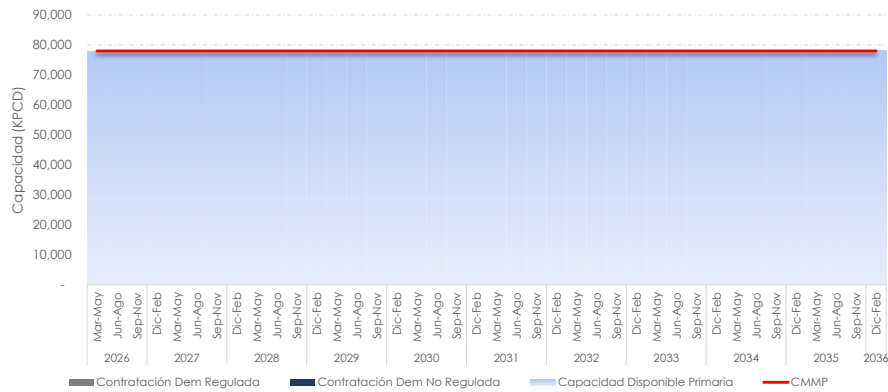
(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(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 Cantidades no se observan en la gráfica)

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CDP	73,375	75,660	76,810	76,810	76,810	77,500	77,500	77,500	77,500	77,500
Contratación Trimestre MR	1,965	1,694	690	690	690	-	-	-	-	-
Contratación Trimestre MNR	2,160	-	-	-	-	-	-	-	-	-
%CDP comprometida trimestre	5.6%	2.2%	0.9%	0.9%	0.9%	-	-	-	-	0.0%
Contratación en Firme MR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratos firmes/CMMP	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

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 Cantidades no se observan en la gráfica)

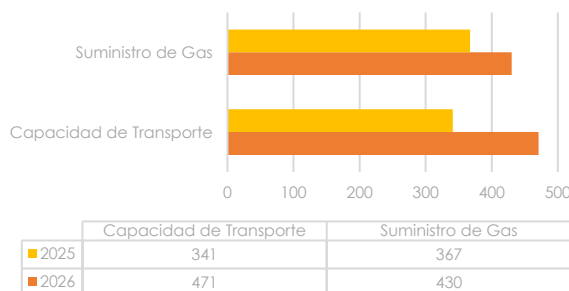
2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

De acuerdo con los plazos establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores declararon la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y los remitentes presentaron sus solicitudes. Al contrastar esta información 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 comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, no persistió la congestión contractual. En consecuencia, no se activó el mecanismo de subasta previsto para asignar capacidad de transporte en caso de 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 II trimestre estándar de 2026.

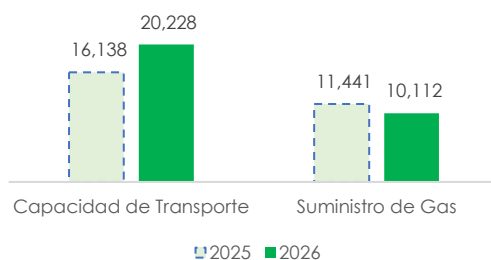
**Número de negociaciones directas de suministro y transporte
Mercado Primario
Trimestre II (2026 vs. 2025)**



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 II (2026 vs. 2025)**

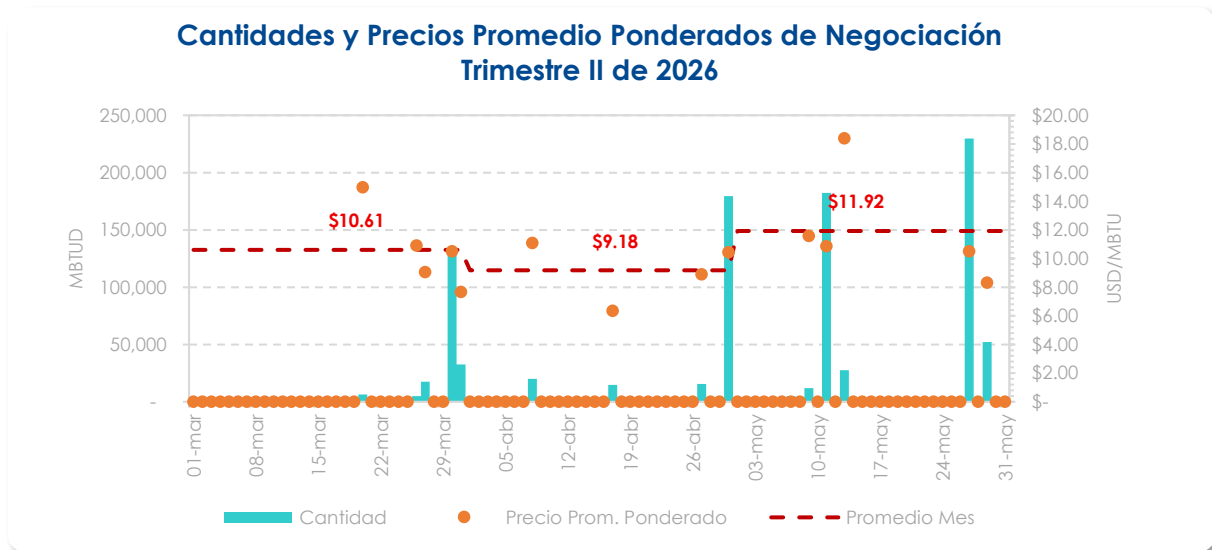


Fuente: SEGAS

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 16,138 a 20,228 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte disminuyó, al pasar de un promedio diario transado de 11,441 a 10,112 KPCD.

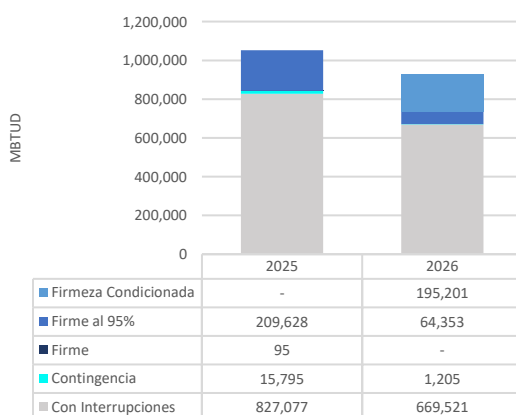
Suministro



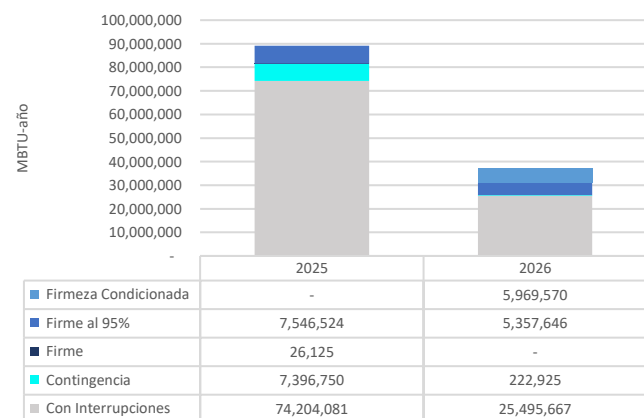
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar II de los años 2025 y 2026¹. Se destaca el aumento de la energía negociada bajo las modalidades "Con Interrupciones" y "Firmeza Condicionada" para el trimestre de análisis del año 2026.

Cantidad agregada Negociada* MP por Modalidad (Neg. Directa)
2026 vs 2025 – Trim II



Energía Negociada MP por Modalidad (Neg. Directa)**
2026 vs 2025 – Trim II



Fuente: SEGAS

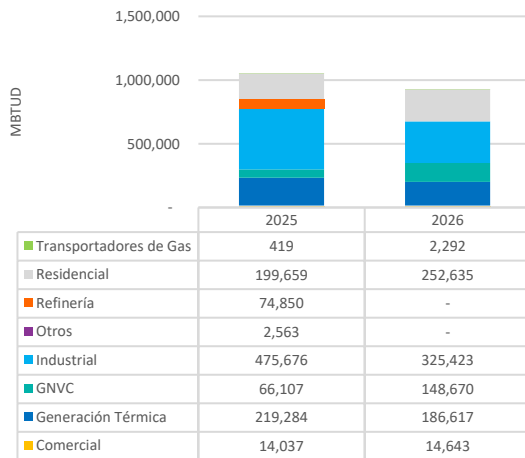
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

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

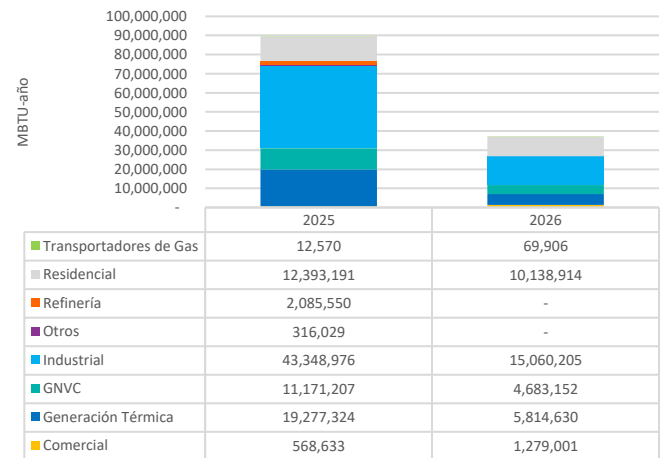
¹ La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

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) 2026 vs 2025 – Trim II



Energía Negociada** MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim II



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 de 2020 y CREG 102 015 de 2025.

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 \$5.30 y \$ 20 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre II de 2026 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2025	2026
AGUAS BLANCAS	\$11.53	\$ 12.60
ARJONA	\$ 5.51	\$ 6.55
ARRECIFE	\$ 6.04	\$ 9.75
BALLENA	\$ 6.05	\$ 6.43
Bonga Mamey	\$ 5.96	NA
BULLERENGUE	\$ 5.72	NA
CAMPO LA BELLEZA	\$ 8.27	NA
CAPACHOS	ND	NA
CARAMELO	\$ 10.00	NA
CARTAGENA	\$ 10.78	NA

CERRO GORDO	\$ 8.50	NA
CORRALES	ND	NA
CUCUTA	\$ 14.35	NA
CUSIANA	\$ 12.36	NA
DRUMMOND PUNTO ENTRADA	NA	\$ 12.44
FLOREÑA	\$ 5.94	NA
JOBO	\$ 12.00	\$ 11.29
LA CAÑADA NORTE	NA	\$ 7.00
LA LOMA	NA	\$ 20.00
LA MAMI	\$ 9.44	NA
MÁGICO	NA	ND
MARÍA CONCHITA PK 33+130	\$ 11.50	\$ 12.58
PLANTA CAPACHOS	NA	\$ 5.30
PLANTA CUPIAGUA	NA	\$ 10.59
PLANTA CUSIANA	NA	\$ 10.16
PLANTA FLOREÑA	NA	\$ 8.25
PLANTA SARDINATA	NA	ND
SINU-9	NA	ND
SPEC	\$ 15.44	\$ 18.39
VELASQUEZ	\$ 3.40	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 II de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad	2025	2026
Con Interrupciones	\$ 10.44	\$ 10.04
Contingencia	\$ 7.08	ND
Firme	ND	NA
Firme al 95%	\$ 15.30	\$ 14.23
Firmeza Condicionada	NA	\$ 10.90

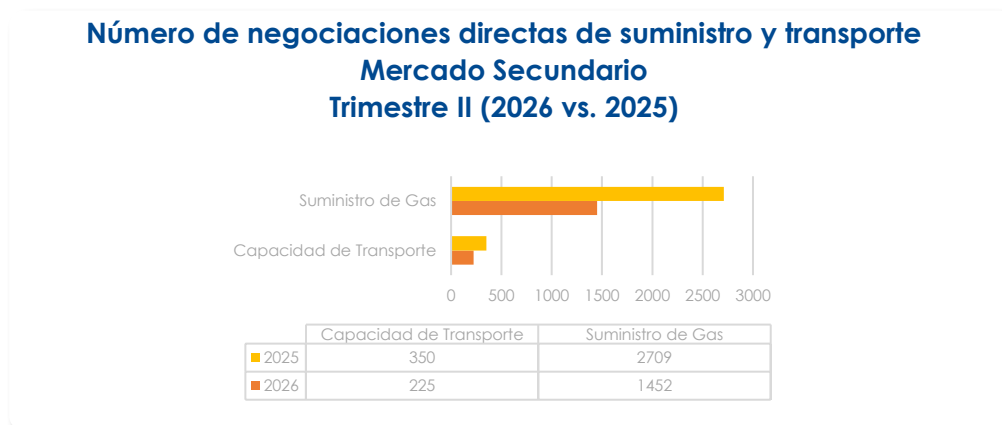
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

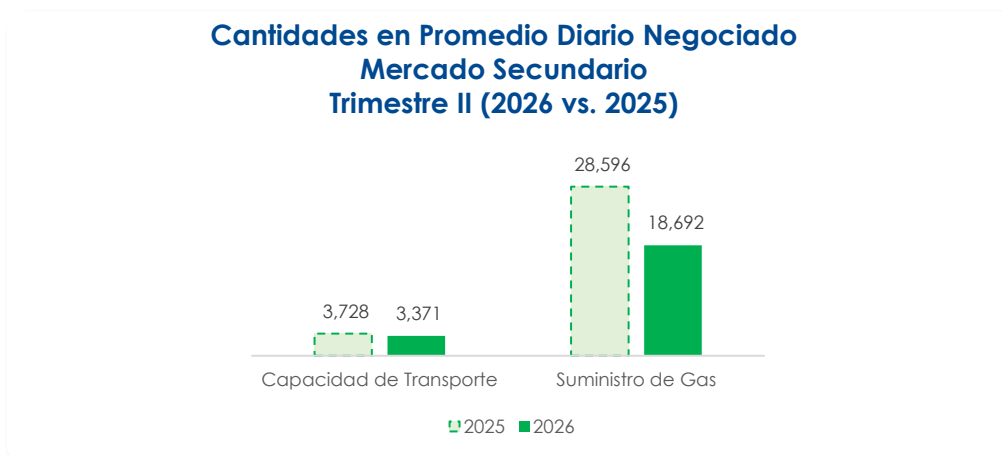
2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar II de 2026.



Fuente: SEGAS

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



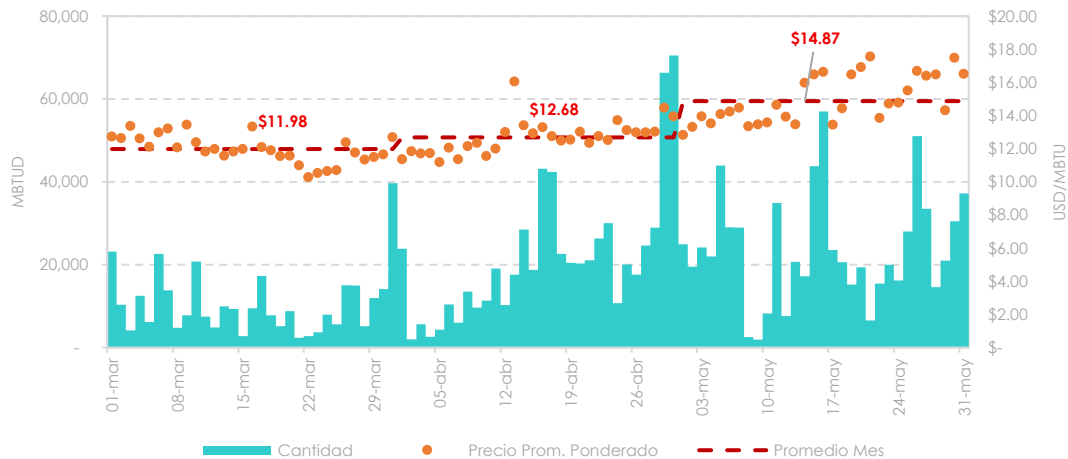
Fuente: SEGAS

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

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Secundario disminuyeron con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, pasando de 28,596 a 18,692 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó una disminución al pasar de 3,728 a 3,371 KPCD.

Suministro

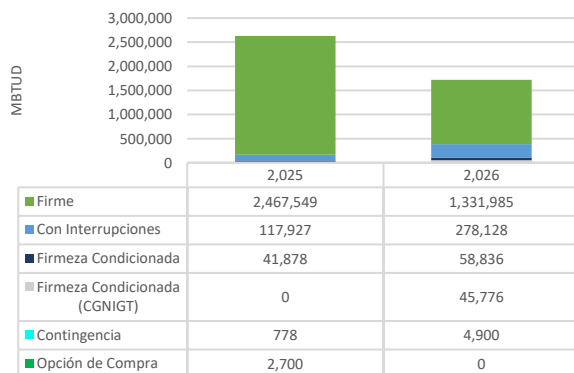
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre II de 2026



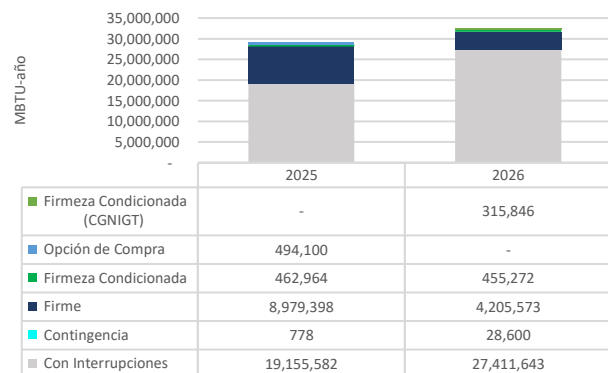
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar II de los años 2025 y 2026. 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) 2026 vs 2025 – Trim II



Energía Negociada** MS por Modalidad (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trim II



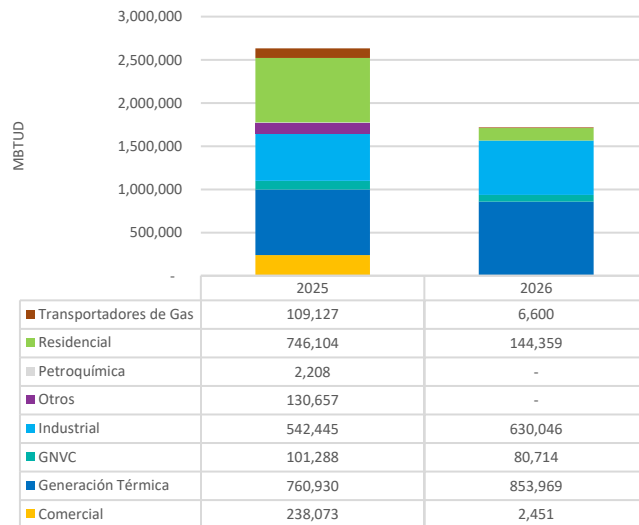
Fuente: SEGAS

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

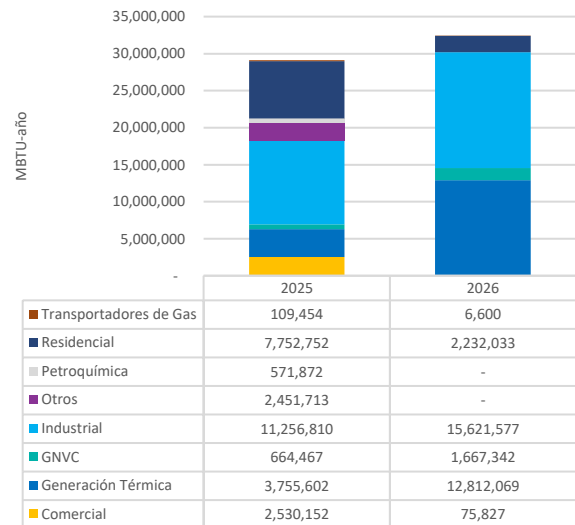
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

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) 2026 vs 2025 – Trimestre II



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2026 vs 2025 – Trimestre II**



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 \$11.16 y \$18.67 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre II de 2026 (USD/MBTU)

Punto Entrega	2025	2026
ARJONA	\$ 5.90	NA
BALLENA	\$ 12.08	\$ 15.88
BARRANCABERMEJA	\$ 12.31	\$ 11.16
BULLERENGUE	NA	\$ 13.00
CARAMELO	\$ 13.34	NA
CERRO GORDO	ND	NA
CORRALES	\$ 9.30	NA
CUSIANA	\$ 12.91	\$ 12.55
FLOREÑA	\$ 9.25	\$ 12.09

GIBRALTAR	\$ 5.68	\$ 11.75
HOCOL	ND	NA
JOBO	\$ 8.30	ND
LA CAÑADA NORTE	\$ 5.50	NA
MAMONAL	\$ 15.48	\$ 14.18
MARIQUITA	\$ 15.30	\$ 14.27
SEBASTOPOL	\$ 14.59	\$ 18.67
TUCURINCA	\$ 11.76	\$ 14.27
VASCONIA	\$ 15.46	\$ 13.55
VELASQUEZ	NA	\$ 14.25
NO SNT	\$ 12.46	\$ 18.62

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 II de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad	2025	2026
Con Interrupciones	\$ 13.75	\$ 14.21
Contingencia	\$ 9.21	\$ 34.63
Firme	\$ 13.54	\$ 13.68
Firmeza Condicionada	\$ 14.12	\$ 11.98
Opción de Compra	ND	NA
Firmeza Condicionada (CGNIGT)	NA	\$ 16.28

Fuente: SEGAS

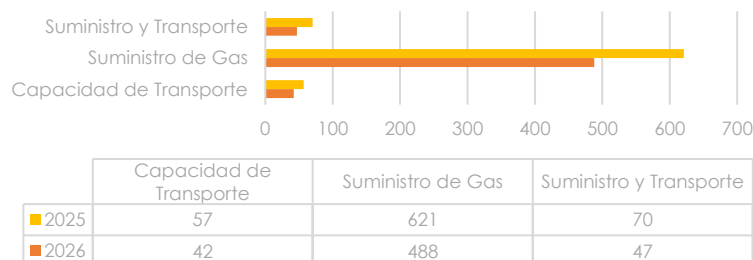
ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

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

2.4 Mercado Minorista

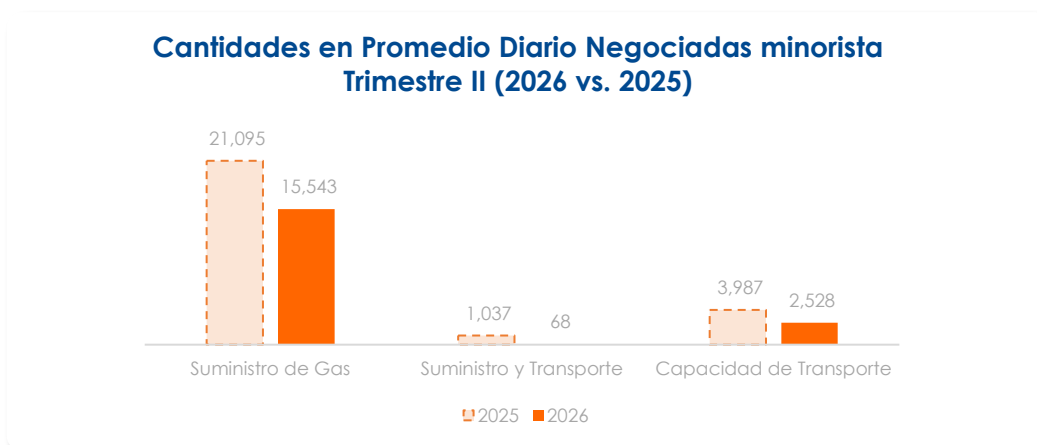
Al contrastar el nivel de negociaciones del mercado minorista del trimestre estándar II de 2026 con respecto al mismo periodo de 2025, se observa una disminución en el número de operaciones registradas del producto “suministro”, “capacidad de transporte” y “suministro y transporte”.

Número de negociaciones minorista Trimestre II (2026 vs. 2025)



Fuente: SEGAS

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



Fuente: SEGAS

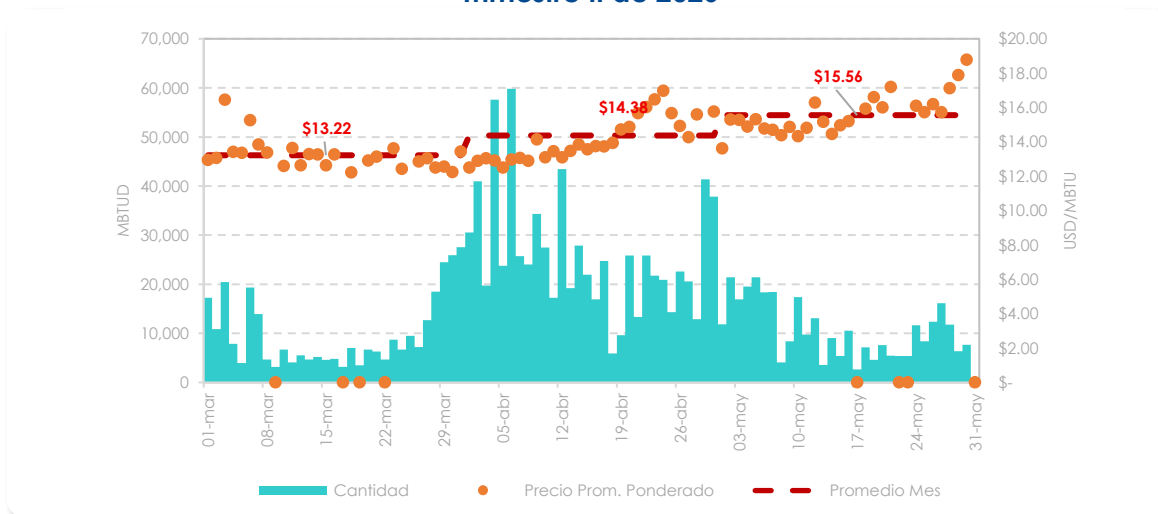
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el mercado minorista disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, de 21,095 a 15,543 MBTUD; por su parte, el producto conjunto de suministro y transporte disminuyó pasando de 1,037 a 68 KPCD. Finalmente, la capacidad de transporte promedio diaria disminuyó pasando de 3,987 a 2,528 KPCD.

Suministro – minorista

a. Cantidades y precios promedios minorista – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en minorista Trimestre II de 2026



Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual minorista – Suministro

En el trimestre estándar II de 2026 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 94.8% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de la modalidad “Con Interrupciones” que agregó el 4.3% de las cantidades promedio diario negociadas.



Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad minorista Suministro – Trimestre II de 2026 (USD/MBTU)

Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 14.42
Firme	\$ 14.41
Firmeza Condicionada	\$ 15.30
Firme al 95%	\$ 13.48
Con Interrupciones	\$ 14.42

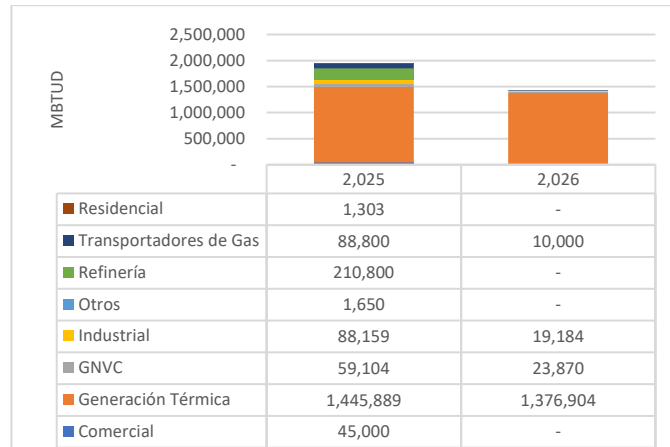
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo minorista – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en el mercado minorista del trimestre estándar II de 2026, el cual se compara con el mismo periodo del año 2025. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 96 % y el sector de GNVC con el 2%.

Sector de consumo minorista Suministro 2026 vs. 2025 – Trimestre II



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre estándar II de 2026 en el mercado minorista:

Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo minorista Suministro – Trimestre II de 2026 (USD/MBTU)

Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 14.45
GNVC	\$ 11.58
Industrial	\$ 15.57
Transportadores de Gas	ND
Generación Térmica	\$ 14.45

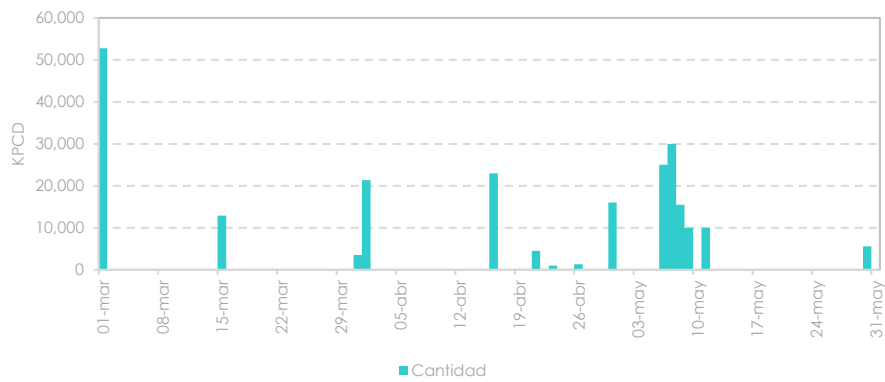
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – minorista

a. Capacidades mercado minorista – Transporte

Capacidades negociadas diariamente en minorista - Trimestre II de 2026

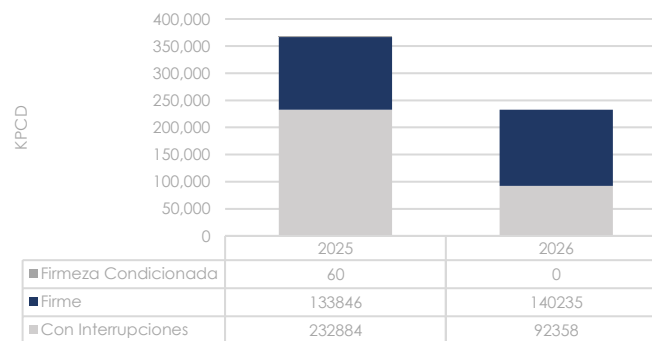


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual minorista – Transporte

Para el trimestre II de 2026, aumentó la capacidad de transporte negociada en el mercado minorista en comparación con el mismo periodo del año 2025; se resalta un aumento en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con interrupciones”.

Modalidad contractual minorista Transporte - Trimestre II (2026 vs. 2025)

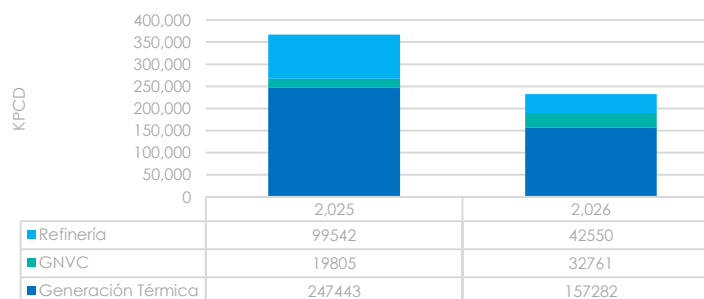


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo minorista – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en el mercado minorista del trimestre estándar II de 2026, el cual se compara con el mismo periodo del año 2025. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 68 % y el sector refinería con el 18%.

Sector de consumo minorista Transporte - Trimestre II (2026 vs. 2025)



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 la Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP- Suministro), para el II trimestre estándar de 2026 se llevaron a cabo Noventa (92) ruedas.

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 firme² 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.

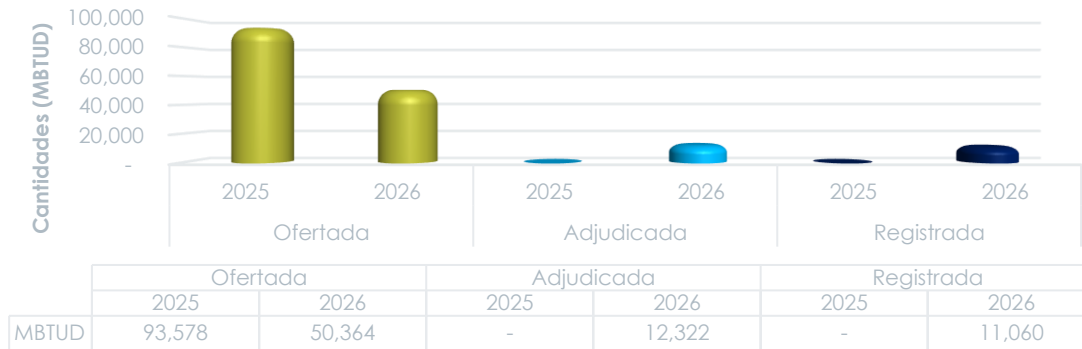
A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el II trimestre estándar de 2026 vs 2025.

De la dinámica Oferta – Adjudicación – Registro de contratos para el II trimestre estándar de 2026, se resalta lo siguiente:

1. Para el II Trimestre del año gas 2026, se ofertaron en total 50,364 MBTUD en el mecanismo Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro, de los cuales únicamente fueron adjudicados 12,322 MBTUD, es decir, el 24.46% del total de la oferta. Para el mismo periodo de 2025 fueron puestos a disposición del mercado 93,578 MBTUD, sin embargo, no se presentaron adjudicaciones.
2. En 2026 el gas puesto a disposición del mercado bajo este mecanismo de comercialización, en relación con el mismo trimestre estándar de 2025, disminuyó en 46.18 %, con una reducción total de 43,214 MBTUD.
3. De los 12,322 MBTUD adjudicados en las SUVCP de suministro en el II trimestre gas de 2026, fueron registrados el 89.76% equivalentes a 11,060 MBTUD.

² 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)

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



Fuente: SEGAS

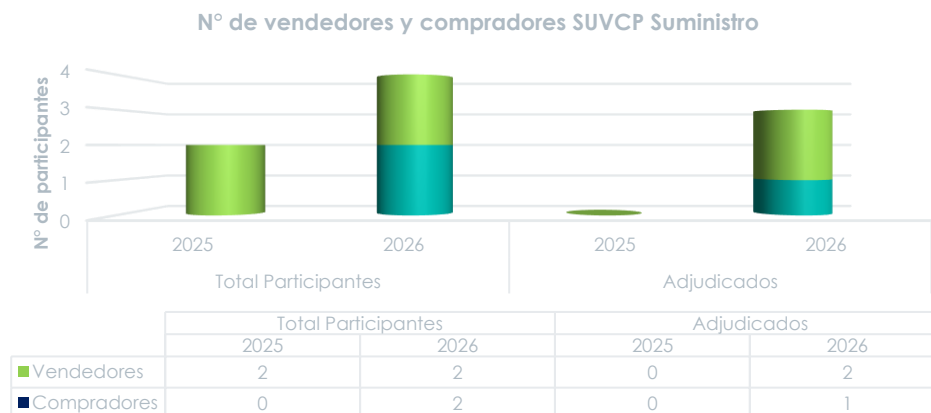
A continuación, se presenta la información de cantidades por punto de entrega para el II trimestre estándar de 2026 Vs 2025:

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2025	2026	2025	2026	2025	2026
BALLENA	84,058	20,850	-	8,075	-	6,930
CUPIAGUA	9,520	29,514	-	4,247	-	4,130
TOTAL (MBTUD)	93,578	50,364	-	12,322	-	11,060

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP – Suministro

En comparación con el II trimestre de gas de 2025, se evidencia de manera general incremento leve en la participación de los agentes, puntualmente lo relacionado con la punta compradora:



Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las cantidades de gas natural adjudicadas y registradas durante el II trimestre estándar de gas de 2026, fueron asignadas en su totalidad para la atención de la demanda termoeléctrica.

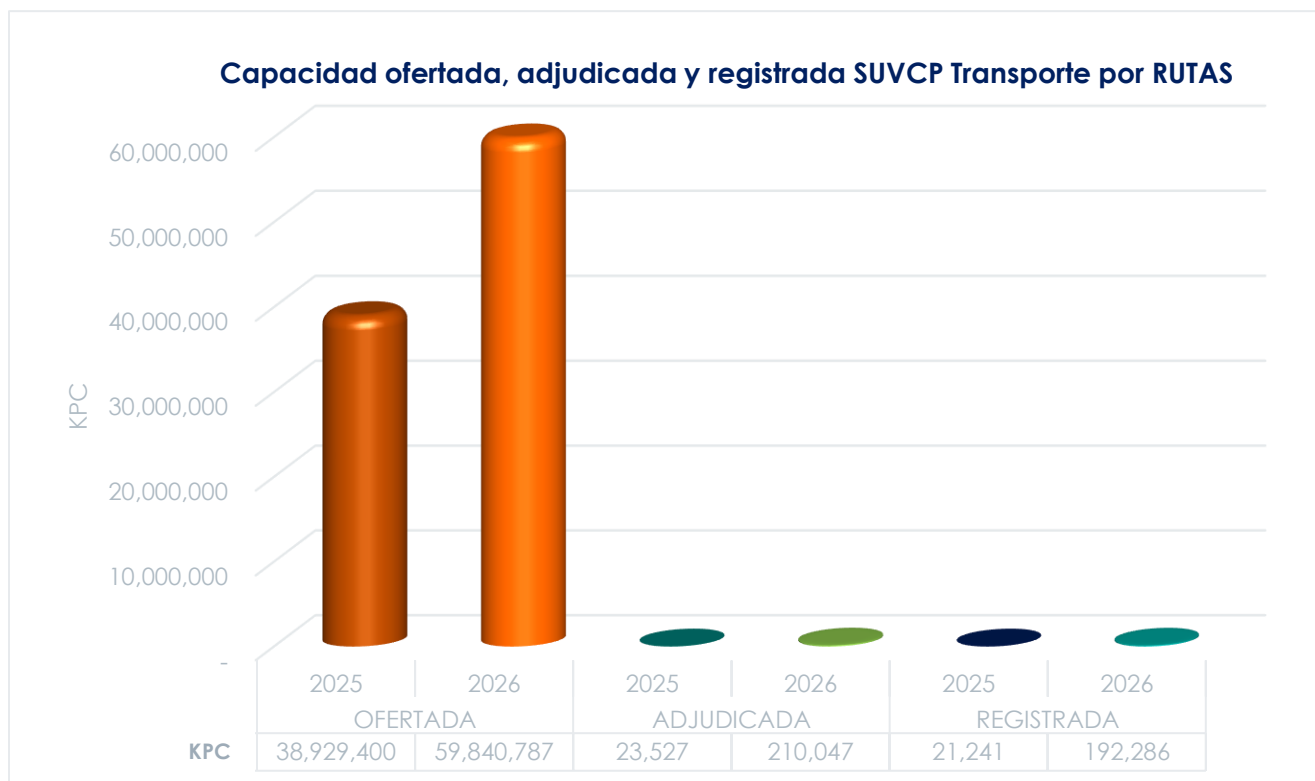
3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el segundo trimestre estándar de 2026 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2025, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

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

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

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar II de 2026 vs el mismo periodo de 2025.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar II de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó en un 54 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	6,891,973	13,433,029
CARTAGENA - BARRANQUILLA	7,986,510	13,205,142
SINCELEJO - CARTAGENA	5,117,434	8,784,592
LA MAMI - BALLENA	2,096,700	5,485,538
JOBO - SINCELEJO	1,744,378	5,253,918
YUMBO/CALI - CALI	3,172,603	3,000,105
BALLENA - BARRANCABERMEJA	688,847	1,470,720
VASCONIA - LA BELLEZA	258,854	1,291,793
CARTAGENA - MAMONAL	1,653,589	1,156,024
VASCONIA - MARIQUITA	1,050,308	777,187
Otras Rutas	8,737,685 (*)	5,988,133 (**)
TOTAL (KPC)	38,929,400	59,840,787

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 45 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 50 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2025. La capacidad adjudicada aumentó en un 793 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	4,498	209,216
CUSIANA - SABANA_F	13,744	591
LA BELLEZA - SABANA_F	-	200
CUSIANA - LA BELLEZA	-	40
GUALANDAY - NEIVA	-	-
BALLENA - SEBASTOPOL	-	-
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	-	-
Otras Rutas	5,285 (*)	- (**)
TOTAL (KPC)	23,527	210,047

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 3 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 0 rutas.

c. Capacidad registrada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II de 2026, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa una aumentó en la capacidad registrada del 805 % respecto al mismo periodo del año 2025.

RUTAS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	4,498	191,792
CUSIANA - SABANA_F	13,005	494
BALLENA - BARRANCABERMEJA	2,941	-
VASCONIA - MARIQUITA	787	-
CUSIANA - OCOA	10	-
YUMBO/CALI - CALI	-	-
BUCARAMANGA - GIBRALTAR	-	-
Otras Rutas	- (*)	- (**)
TOTAL	21,242	192,286

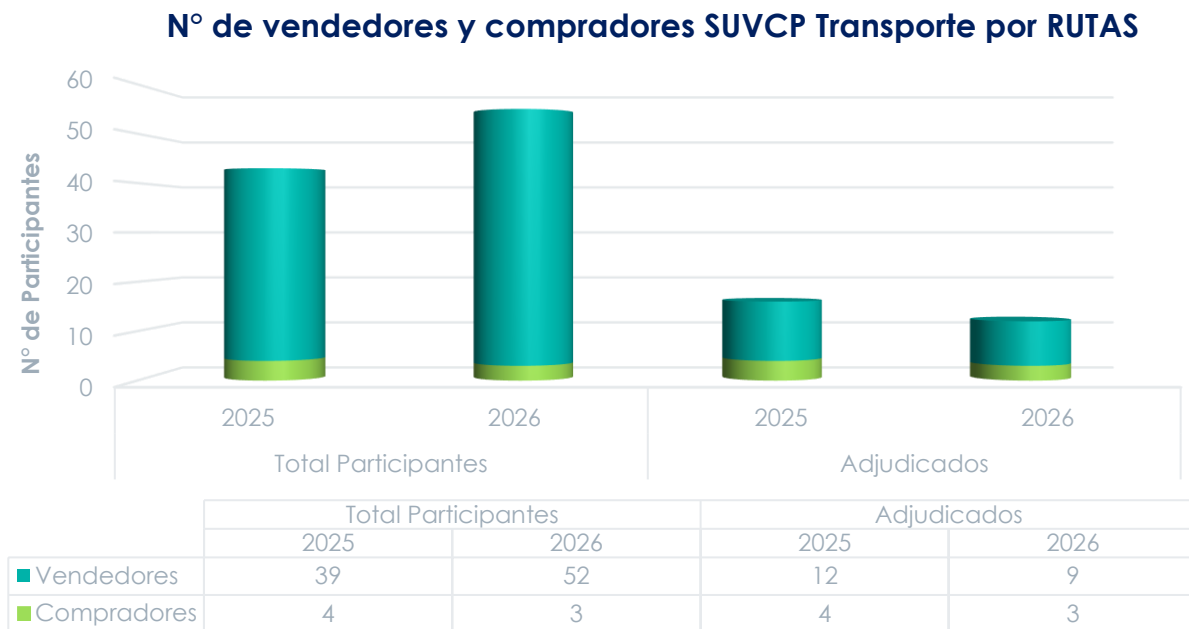
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2025. Cantidad 0 rutas.

** Otras Rutas año 2026. Cantidad 0 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

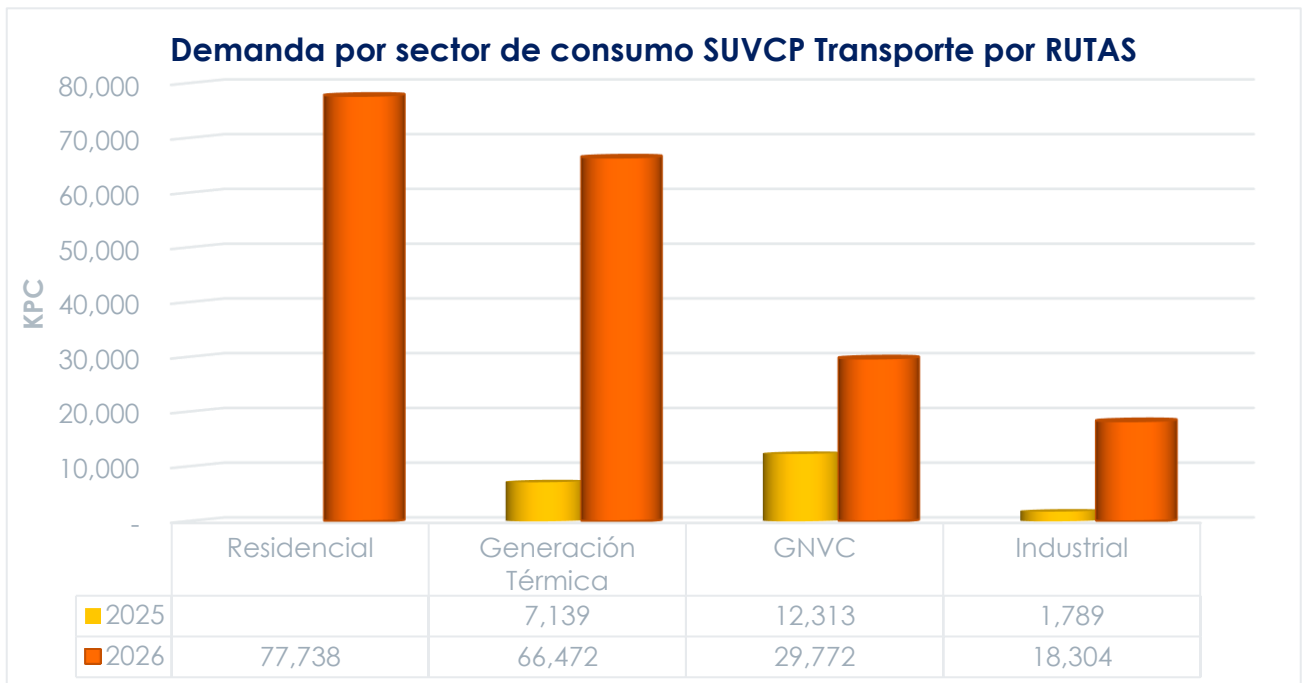
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar II de 2026 vs 2025.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar II de 2025 vs 2026. Para el sector Residencial se presentó un aumento en la demanda del 42 % respecto al año anterior, para el sector Generación Térmica se presentó un aumento en la demanda de 34 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, el sector de GNVC presentó un aumento en la demanda del 14 % con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior y por su parte, el sector Industrial presentó un aumento del 9 % en la demanda para el trimestre estándar II de 2026.

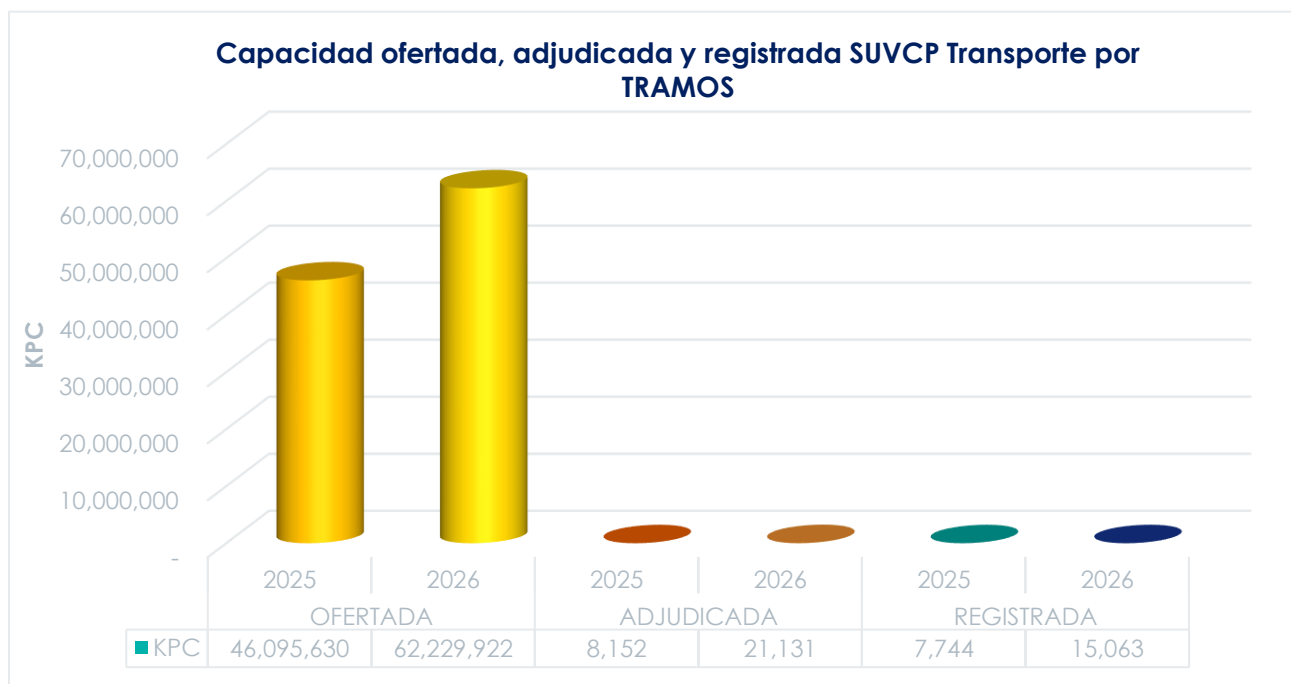


Fuente: SEGAS

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

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

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del trimestre estándar II de 2026.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar II de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 35 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
BARRANQUILLA - LA MAMI	6,891,973	13,433,029
CARTAGENA - BARRANQUILLA	7,986,510	13,205,142
SINCELEJO - CARTAGENA	5,117,434	8,784,592
LA MAMI - BALLENA	2,096,700	5,485,538
JOBO - SINCELEJO	1,744,378	5,253,918
YUMBO/CALI - CALI	3,172,603	3,000,105
BALLENA - BARRANCABERMEJA	688,847	1,470,720
VASCONIA - LA BELLEZA	258,854	1,291,793
CARTAGENA - MAMONAL	1,653,589	1,156,024
VASCONIA - MARIQUITA	1,441,666	1,069,771
Otros Tramos	15,043,076 (*)	8,079,290 (**)
TOTAL (KPC)	46,095,630	62,229,922

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2025. Cantidad 31 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 32 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar II de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2025. La capacidad adjudicada aumentó en un 159 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
EL PORVENIR – LA BELLEZA	-	8,338
CUSIANA – EL PORVENIR	-	8,334
LA BELLEZA – VASCONIA	-	3,459
LA BELLEZA – COGUA	4,173	500
COGUA – SABANA_F	3,979	500
VASCONIA – MARIQUITA	-	-
BALLENA – LA MAMI	-	-
Otros Tramos	- (*)	- (**)
TOTAL	8,152	21,131

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2025. Cantidad 0 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 0 tramos.

c. Capacidad registrada – Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar II de 2026, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia un aumento del 95 % en la capacidad registrada respecto al mismo periodo del año 2025.

TRAMOS	2025 (KPC)	2026 (KPC)
EL PORVENIR - LA BELLEZA	-	6,238
CUSIANA - EL PORVENIR	-	5,963
LA BELLEZA - VASCONIA	-	2,862
LA BELLEZA - COGUA	3,765	-
COGUA - SABANA_F	3,979	-
JOBÓ - SINCELEJO	-	-
BARRANQUILLA - CARTAGENA	-	-
Otros Tramos	- (*)	- (**)
TOTAL	7,744	15,063

Fuente: SEGAS

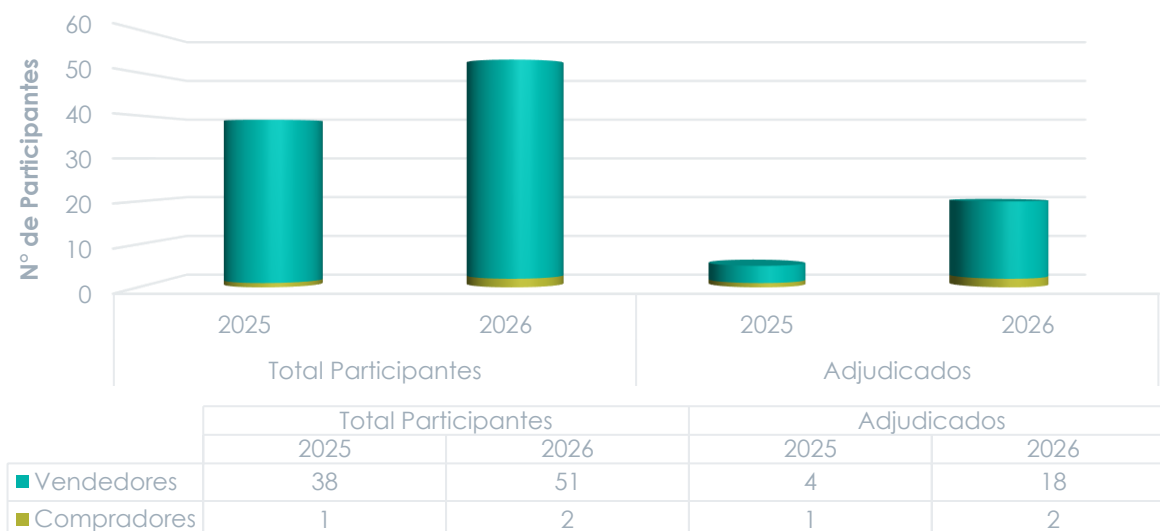
* Otros Tramos año 2025. Cantidad 0 tramos.

** Otros Tramos año 2026. Cantidad 0 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar II de 2026.

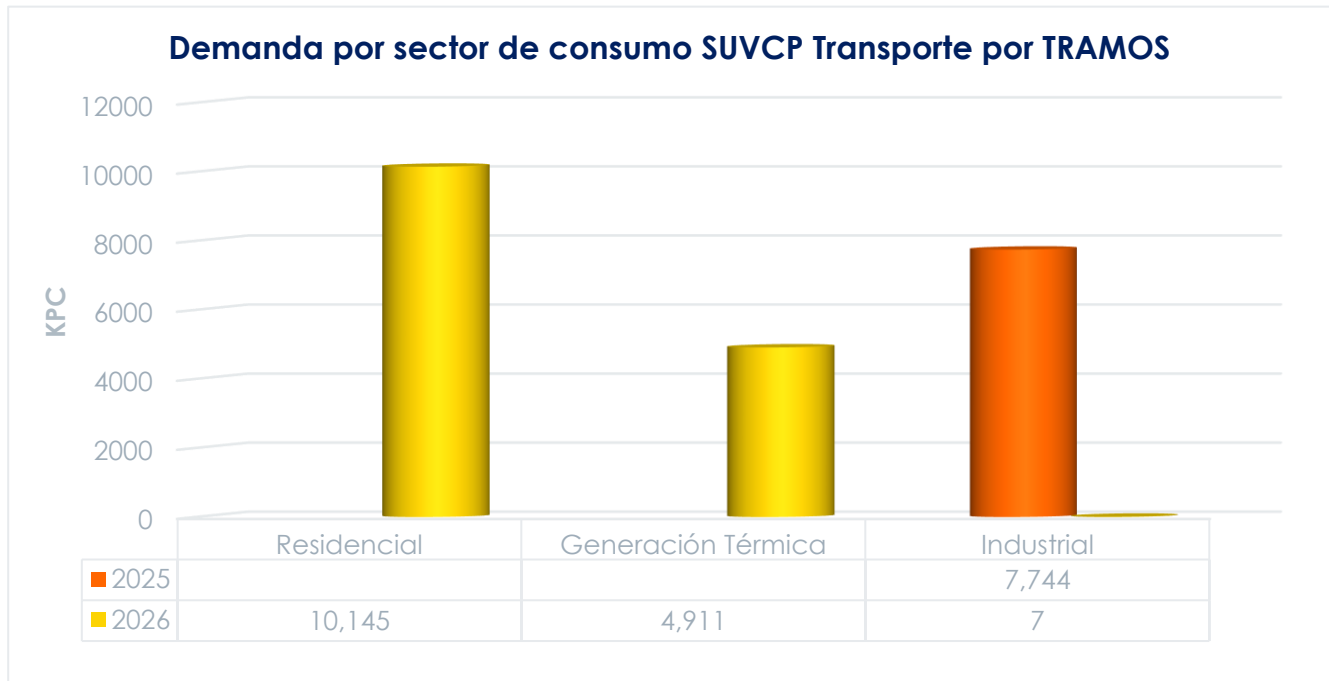
Nº de vendedores y compradores SUVCP Transporte por TRAMOS



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar II de 2026, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para el sector Residencial y Generación Térmica de 10,145 y 4,911 KPC respectivamente. Por parte del sector Industrial, se presentó una reducción del 100 % en la demanda para el trimestre estándar II de 2026.



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 gas³.
- **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 diaria⁴.

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 mes⁵.
- **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 2018⁶.

³ 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.

⁴ 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).

⁵ 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.

⁶ 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 2020⁷.

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 COINOOGAS 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 diciembre 2025 y febrero de 2026, 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
MAR	-	1.331.792	73.824	-	-1.713.628	-54.007
ABR	-	3.222.065	197.203	-	-1.778.787	-108.904
MAY	-	1.959.843	254.750	-	-2.221.349	-287.231

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 (...)"

⁷ 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:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
Transportador – Productor	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
Transportador – Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 2.171.233 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -1.904.588 MBTU.
Transportador – Transportador	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 175.259 MBTU.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -150.047 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.

5

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

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

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

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

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 I: Corresponde a los meses diciembre enero y febrero.

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.