www.**bmcbec**.com.co
www.**bolsamercantil**.com.co

INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

OCTUBRE 2026

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. El informe está organizado en las siguientes secciones:



SUMINISTRO

Suministro por fuente
Perfil contratación vs Suministro de gas natural
Contratación vigente por campo y modalidad
Curvas de precios por modalidad y fuente

MERCADO SECUNDARIO

Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

Contratación de tramos del SNT
Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario
Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales SNT
Energía entregada por departamento - SNT
Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
Energía entregada al sector térmico
Consumo de combustible para generación eléctrica
Contratación por sector de consumo

Hechos Destacados

SUMINISTRO: en octubre de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,138 GBTUD, aumentando en un 1 % con respecto a agosto de 2026 (16 GBTUD). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 468 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 53 % de la energía total contratada para octubre, con un precio de 11.95 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 6.09 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 16.03 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 47 % de la contratación total, con un precio promedio de 9.41 USD/MBTUD.

MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO: las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento del 16.53% al pasar de 732 en septiembre a 853 en octubre de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en octubre 5.06 ! " # Firmeza Condicionada (CGNIGT) 25.55 USD/MBTU. Por parte de los contratos con Con Interrupciones , se presenta un precio promedio ponderado de 21.52 USD/MBTU $ %, presentan un precio promedio ponderado de 16.76 USD/MBTU.

TRANSPORTE: En octubre de 2026, varios tramos del Sistema Nacional de Transporte presentaron una capacidad disponible primaria (CDP) limitada. En sentido de flujo, los tramos de Cartagena a Barranquilla, Barranquilla a La Mami, Cartagena a Mamonal, Guando a Fusagasugá y Yumbo/Cali a Cali no registraron CDP. Otros nueve tramos presentaron una relación CDP/CMMP inferior al 10 %: Ballena a La Mami, Sincelejo a Cartagena, Jobo a Sincelejo, La Creciente a Sincelejo, Apiay a Usme, Bucaramanga a Barrancabermeja, Gibraltar a Bucaramanga, Pradera a Popayán y Sardinata a Cúcuta. En contraflujo, el tramo de La Mami a Ballena registró una relación del 0 %; el de La Mami a Barranquilla, del 0,96 %; el de Vasconia a La Belleza, del 0,97 %; y el de Barranquilla a Cartagena, del 1,62 %.

MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE: En octubre de 2026 se registraron 300 operaciones, un 58,7 % más que las 189 de septiembre. De ellas, 267 duraron un día (89,0 %) y 33 tuvieron plazos superiores (11,0 %). El 1 de octubre fue el día de mayor actividad, con 27 operaciones, seguido por el día 6, con 17, y el día 5, con 15. La capacidad total negociada alcanzó 318.456 KPCD. Por mecanismo, la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) reunió 102 operaciones (34,0 %) y la negociación directa, 198 (66,0 %).

DEMANDA: la demanda atendida a través del SNT en octubre de 2026 fue de 1,023 GBTUD, aumentó 15 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de septiembre de 2026 (1,008 GBTUD), explicado principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector industrial de la costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante **octubre.**

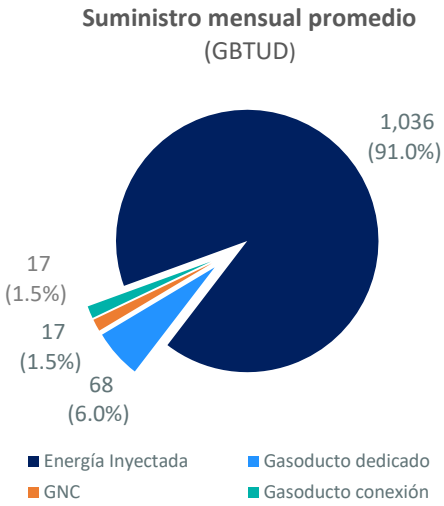
Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Piedemonte llanero	412	375	35	410	100%
	Gibraltar	24	23	0	23	97%
	Istanbul	20	15	0	15	76%
	Otros campos interior	67	6	37	43	64%
Costa	Arrecife	18	0	9	9	51%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	118	35	12	47	39%
	Ballena y Chuchupa	67	63	0	63	93%
	Bonga/Mamey	29	21	0	21	71%
	Bullerengue	0	5	0	5	-
	Mágico	46	24	0	24	51%
	Otros campos costa	11	2	9	11	95%
Total Potencial de Producción		**814**	**568**	**103**	**671**	**82%**
Planta Regasificación Cartagena***		533	468	0	468	88%
Total		**1,347**	**1,036**	**103**	**1,138**	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026.
** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.
*** En la declaración de producción con Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026 no se encuentra información de Bullerengue
**** Capacidad total de la planta de regasificación.

Piedemonte llanero: Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur
Otros campos interior: Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerrito, Cerro Gordo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Centro, Kananaskis, La Cañada Norte, La Loma, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Oripaya, Provincia, San Roque, Sardinata, Tisquirama, Toqui Toqui
Bloque VIM 5, 21 y esperanza: Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuate, Clarinete, Claxon, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Níspero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro, Saxofón Porquero, Toronja Porquero
Otros campos costa: Arjona, Brujo, Campo La Belleza, El Difícil





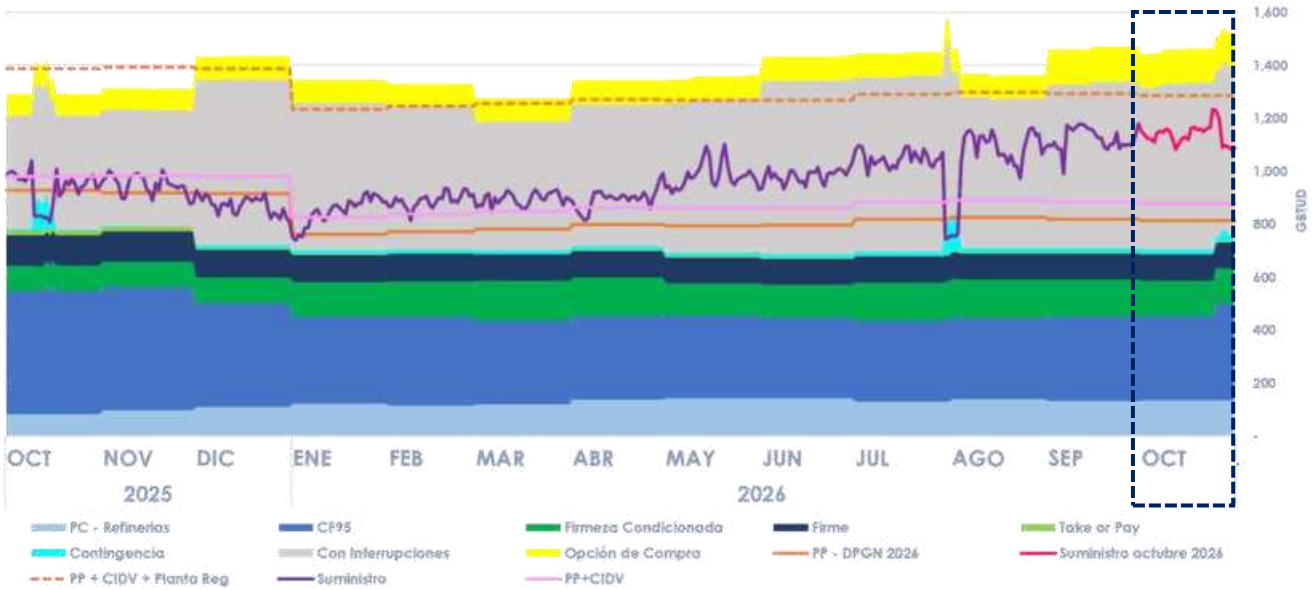
Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

i) La información de la contratación vigente para el periodo octubre 2025 octubre 2026 en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación, asociada al Grupo Térmico, por no disponer de la misma.
ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección total realizada por la planta de regasificación.
iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para octubre la contratación[1] respaldada con firmeza representó **713 GBTUD**, mientras la **Con Interrupciones** & **626 GBTUD**. El **suministro[2] promedio** del mes fue de **1,138 GBUTD**, con oscilaciones entre **1,081 GBTUD (min.)** y **1,232 GBTUD (máx.)**.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

[1] Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos).
2 El suministro Incluye el gas natural proveniente de campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, el gas natural comprimido, y el gas proveniente de la planta de regasificación. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta).

VARIABLE (GBTUD)	OCT25	NOV25	DIC25	ENE26	FEB26	MAR26	ABR26	MAY26	JUN26	JUL26	AGO26	SEP26	OCT26
Potencial de Producción	926	918	914	760	772	782	798	795	795	817	826	819	**814**
Suministro Min.	809	875	806	739	813	845	812	916	932	744	753	991	**1,081**
Suministro Prom.	936	948	871	849	889	895	896	982	983	1,029	1,062	1,122	**1,138**
Suministro Máx.	1,040	1,005	927	922	935	929	991	1,101	1,029	1,098	1,163	1,179	**1,232**
Producción comprometida por Refinerías	81	96	109	121	114	120	136	140	142	128	138	130	**133**
Garantía Firmeza	800	777	701	669	679	671	668	641	635	664	669	711	**713**
Con Interrupciones	432	439	625	557	538	485	538	575	656	664	567	624	**626**

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.
NOTA: el cálculo de los promedios mensuales contratados se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

Contratación vigente por campo y por modalidad

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			63	$ 7.09			57	$ 8.61	54	$ 13.83	82	$ 10.48	1.6	$ 5.68	258	176
	Cupiagua			77	$ 7.83			1	N.D.					0.5	N.D.	79	79
	Cupiagua Sur							10	$ 4.41	9	$ 14.72	37	$ 8.89	0.1	N.D.	56	19
	Floreña	35	N.D.	4	$ 8.23			17	$ 9.80	17	$ 18.52					73	73
	Gibraltar			4	$ 5.47			7	$ 4.34	7	$ 7.11					18	18
	Istanbul			8	$ 8.53							55	$ 10.17			63	8
	Otros Interior	6.5	$ 5.55	3	$ 7.66	4.2	N.D.					68	$ 9.16			81	14
Costa	Arrecife	4.9	$ 4.88	5.3	$ 10.90							14	$ 6.06	2.9	N.D.	27	13
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			6	$ 8.55							13	$ 6.23	12.1	$ 7.45	32	18
	Bloque VIM 5	34	$ 6.56	7	$ 10.01			36	$ 9.16			133	$ 9.79			210	77
	Bloque VIM 21	18.4	$ 10.27					6	$ 9.24	42	N.D.	42	N.D.			108	66
	B. Esperanza PE			9	$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	$ 7.39											32	32
	Mágico											83	$ 12.24			83	0
	FSRU - Importación			76	$ 25.48											76	76
	Otros Costa			3	N.D.							19	$ 11.99			21	3
Total		99	$ 6.09	330	$ 11.50	4	N.D.	134	$ 8.37	129	$ 16.03	626	$ 9.41	17.2	$ 6.99	1,338	713
Total (%)		7.4%		24.6%		0.3%		10.0%		9.6%		46.8%		1.3%		100 %	53 %

Bloque Esperanza PE: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandonga.
Bloque VIM 5: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.
Bloque VIM 21: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja.
Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur
Otros Costa: Campo La Belleza, Arjona, Arrecife, La Belleza, El Difícil
Otros Interior: Aguas Blancas, Andina, Arauca, Caipal, Capachos, Capachos Sur, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Corazon, Corazon 9, Corazon West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Río Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toqui Toqui, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

NOTA 1: *La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.*
NOTA 2: *La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.*
NOTA 3: *N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.*

Al cierre de octubre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,339 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (626 GBTUD), **ii)** CF95 (330 GBTUD) y **iii)** Firme (99 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **79 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 4 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

**Precios promedio ponderado por cantidad en cada modalidad de todas las fuentes de suministro*

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firme presenta el valor más bajo con **6.09** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **16.03** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **9.41** USD/MBTU y **11.50** USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contrada[4]	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	61			57	52	54	2	82	12	1.6	1.3	**122**	**114**
	Cupiagua			77	75			1	1					0.5	0.5	**78**	**76**
	Cupiagua Sur							10	8	9	0	37	3	0.1	0.1	**10**	**8**
	Floreña	35	35	4	4			17	17	17	1					**56**	**55**
	Gibraltar			4	4			7	7	7	0					**11**	**11**
	Istanbul			8	5							55	10			**8**	**5**
	Otros Interior	6	9	3	2	4	4					68	18			**14**	**15**
Costa	Arrecife	5	5	5.3	0.3							14	0	2.9	1.5	**13**	**6**
	Ballena			5	5											**5**	**5**
	Chuchupa			6	6							13	2	12.1	11.6	**18**	**18**
	Bloque VIM 5	34	9	7	2			36	10			133	-			**77**	**20**
	Bloque VIM 21	18	18					6	1	42	-	42	0.9			**24**	**19**
	B. Esperanza PE			9	7							80	-			**9**	**7**
	Bonga Mamey			29	21											**29**	**21**
	Bullerengue			31	6											**31**	**6**
	Mágico											83	24			**-**	**-**
	FSRU - Importación			75	52											**75**	**52**
	Otros Costa			3	2							19	9			**3**	**2**
Total		**99**	**75**	**329**	**252**	**4**	**4**	**134**	**95**	**129**	**3**	**626**	**79**	**17.2**	**15.0**	**584**	**441**
Nominado/Contratado (%)		**76%**		**77%**		**89%**		**70%**		**2%**		**13%**		**87%**		**76%**	

NOTA 1: *La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.*
NOTA 2: *La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.*
NOTA 3: *N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.*
NOTA 4: *Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.*

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **47 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **13 %.** En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **76 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay, Contingencia, CF95 y Firme el **89 %**, **87 %, 77 % y 76 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente por sector de consumo Mercado Primario

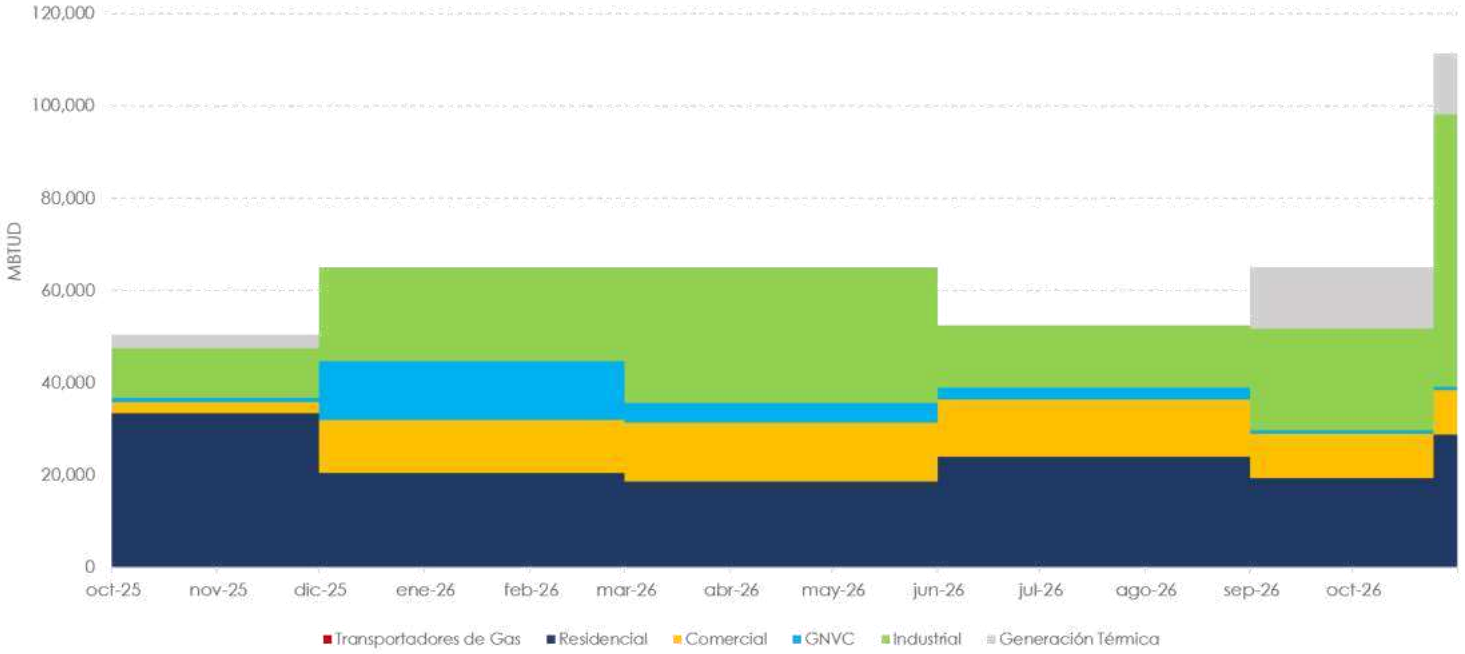
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	30	$ 5.88	85	$ 13.86			39	$ 8.08	15	$ 8.68	266	$ 10.15	4	N.D.	**439**	**172**
Generación Térmica	35	N.D.	21	$ 18.04			2	N.D.	45	$ 19.54	197	$ 8.36			**299**	**102**
Residencial	18	$ 9.22	143	$ 10.82	4	N.D.	68	$ 9.29	51	$ 16.02	35	$ 7.80	13.1	$ 7.52	**333**	**298**
GNVC	11	$ 8.57	7	$ 7.26			14	$ 4.72	16	$ 12.62	72.3	$ 10.08	0	N.D.	**121**	**49**
Comercial	1	$ 3.38	42	$ 11.03			3	$ 8.50			51	$ 9.89	0.1	N.D.	**97**	**46**
Petroquímica	3	$ 9.00					6	N.D.			2	N.D.			**11**	**9**
Refinería			27	$ 4.90											**27**	**27**
Compresoras			5	$ 9.56			3	N.D.	3	N.D.	1.5	$ 9.68			**12**	**10**
Petrolero											1	$ 10.27			**1**	**0**
Total	**99**	**$ 6.09**	**329**	**$ 11.50**	**4**	**$ 8.79**	**134**	**$ 8.37**	**129**	**$ 16.03**	**625**	**$ 9.41**	**17.2**	**$ 6.99**	**1,338**	**713**
Total (%)	**7.4%**		**24.6%**		**0.3%**		**10.0%**		**9.7%**		**46.7%**		**1.3%**		**100 %**	**53 %**

Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo Mercado primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada[2]	Cantidad nominada
Industrial	30	12	85	48			39	15	15	0	266	51	4.0	4.0	**158**	**78**
Generación Térmica	35	35	21	17			2	1.5	45	0	197	6			**57**	**53**
Residencial	18	17	143	120	4	4	68	62	51	1.7	35	6	13.1	11.0	**247**	**213**
GNVC	11	4	7	6			14	13	16	1	72	14	0.0	-	**32**	**22**
Comercial	1	1	42	39			3	1			51	1	0.1	0.0	**46**	**41**
Petroquímica	3	7					6	1			2				**9**	**7**
Refinería			27	19											**27**	**19**
Compresoras			5	5			3	3	2	0	1.5	1.3			**8**	**8**
Petrolero											1	0			**-**	**-**
Total	**99**	**75**	**329**	**252**	**4**	**4**	**134**	**95**	**129**	**3**	**626**	**79**	**17.2**	**15.0**	**584**	**441**
Total (%)	**76%**		**77%**		**89%**		**70%**		**2%**		**13%**		**87%**		**76 %**	

NOTA 1: *Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.*
NOTA 2: *Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.*

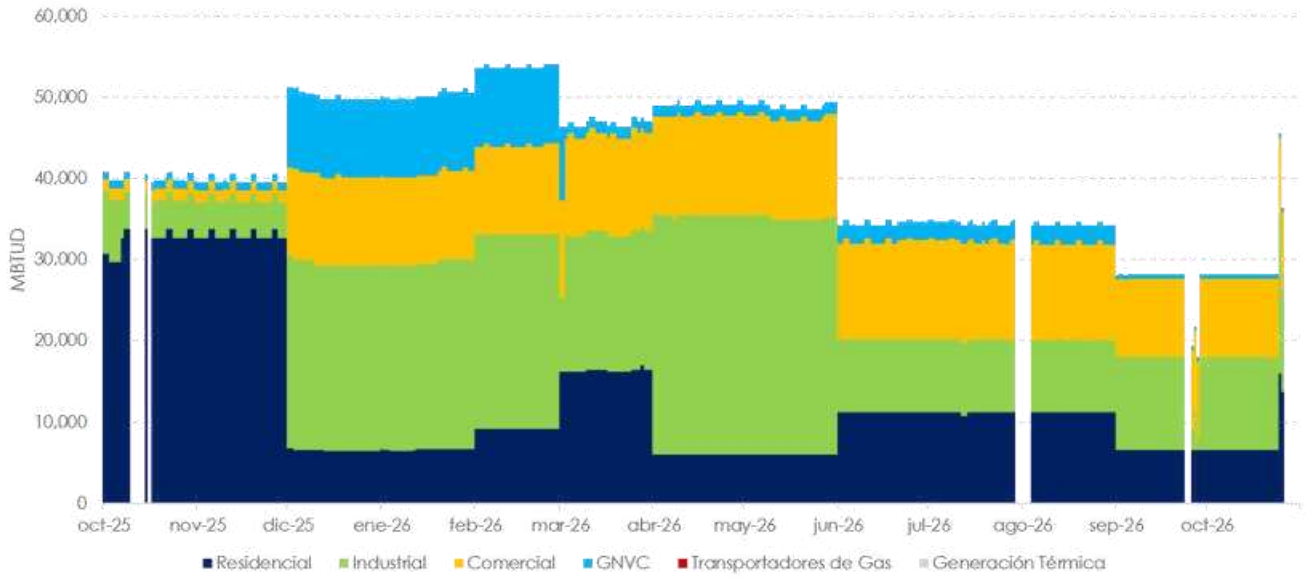
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
oct-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
nov-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
dic-25	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
ene-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
feb-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
mar-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
abr-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
may-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
jun-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
jul-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
ago-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
sep-26	19,309	22,027	9,733	731	0	13,200
oct-26	21,432	30,381	9,733	731	0	13,200

Cifras en MBTUD

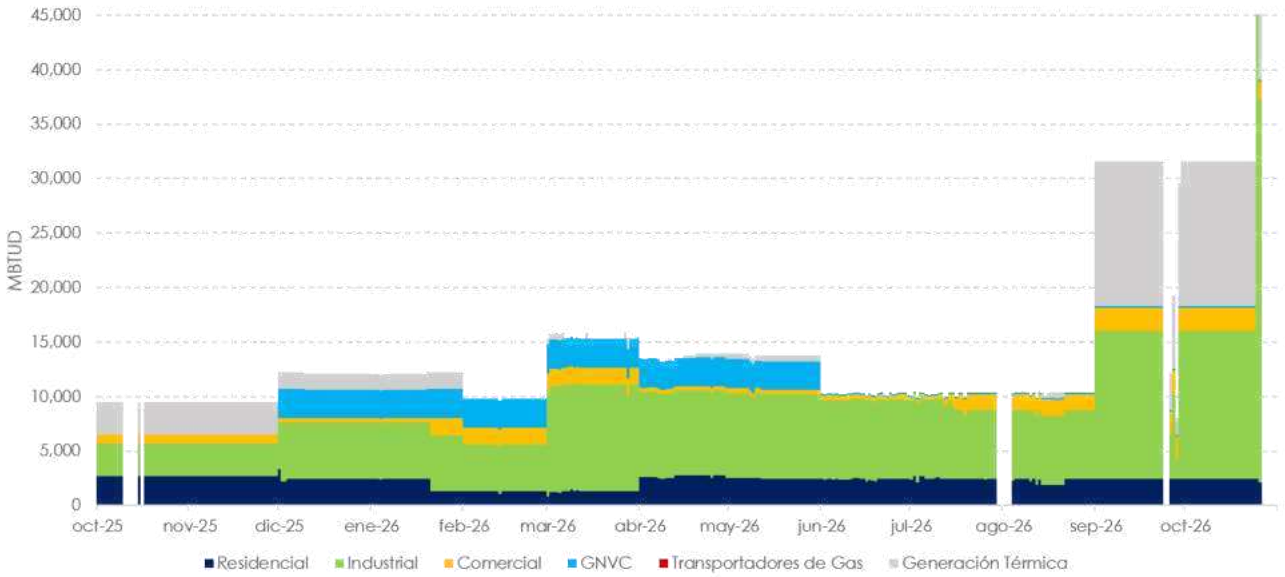
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
oct-25	26,099	4,221	1,258	782	0	0
nov-25	32,985	4,340	1,560	950	0	0
dic-25	6,514	22,949	10,974	9,751	0	0
ene-26	6,620	22,985	10,981	9,728	0	0
feb-26	9,170	23,890	11,012	9,741	0	0
mar-26	16,357	16,331	12,241	1,915	0	0
abr-26	5,978	29,545	12,287	1,425	0	0
may-26	5,978	29,174	12,372	1,425	0	0
jun-26	11,175	8,999	12,094	2,284	0	0
jul-26	10,427	8,412	11,404	2,133	0	0
ago-26	10,094	8,083	10,782	2,059	0	0
sep-26	6,137	9,781	9,023	514	0	0
oct-26	6,043	9,852	8,162	458	0	0

Cifras en MBTUD

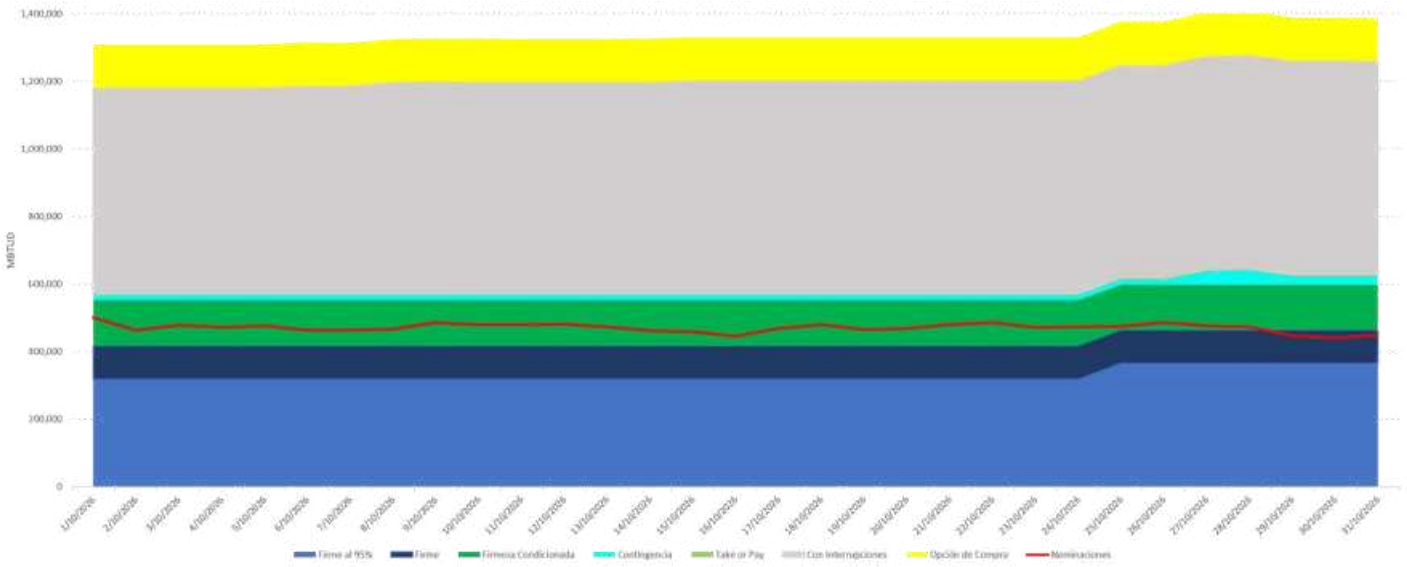
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
oct-25	2,190	2,419	628	0	0	2,419
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
dic-25	2,460	5,136	428	2,593	0	1,500
ene-26	2,039	5,147	836	2,604	0	1,500
feb-26	1,293	4,272	1,577	2,677	0	0
mar-26	1,280	9,740	1,579	2,677	0	193
abr-26	2,666	7,772	428	2,629	0	160
may-26	2,486	7,750	428	2,593	0	544
jun-26	2,413	7,272	419	165	0	7
jul-26	2,308	6,321	830	154	0	0
ago-26	2,023	5,731	1,325	149	0	119
sep-26	2,254	11,830	1,960	168	0	11,324
oct-26	2,017	13,073	1,747	151	0	10,853

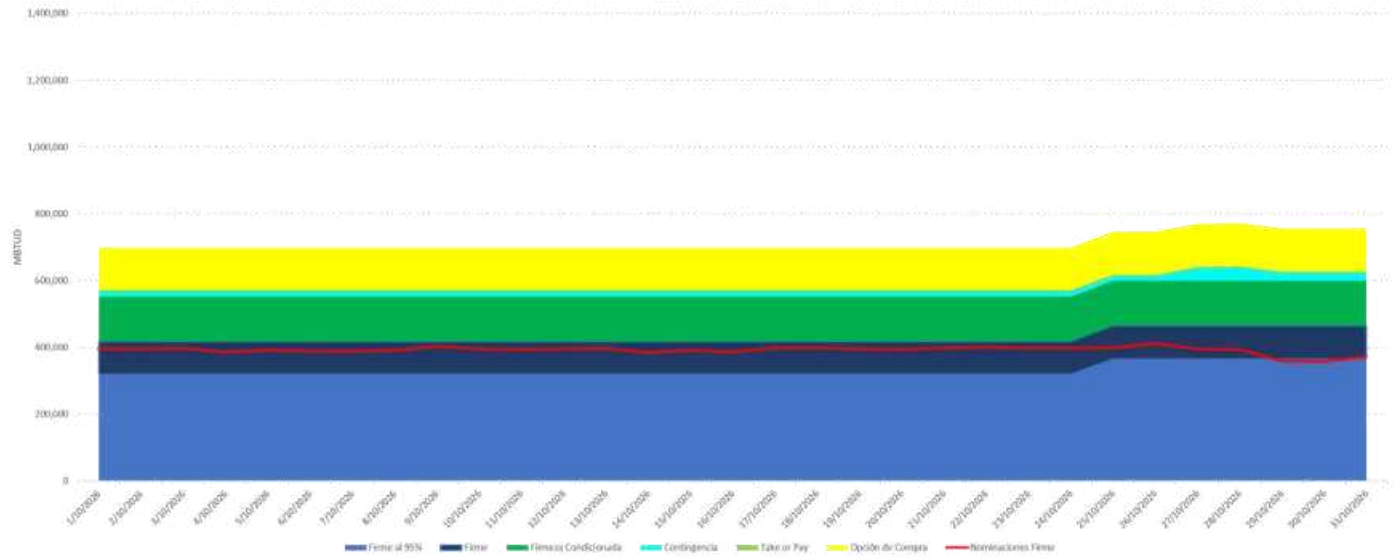
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



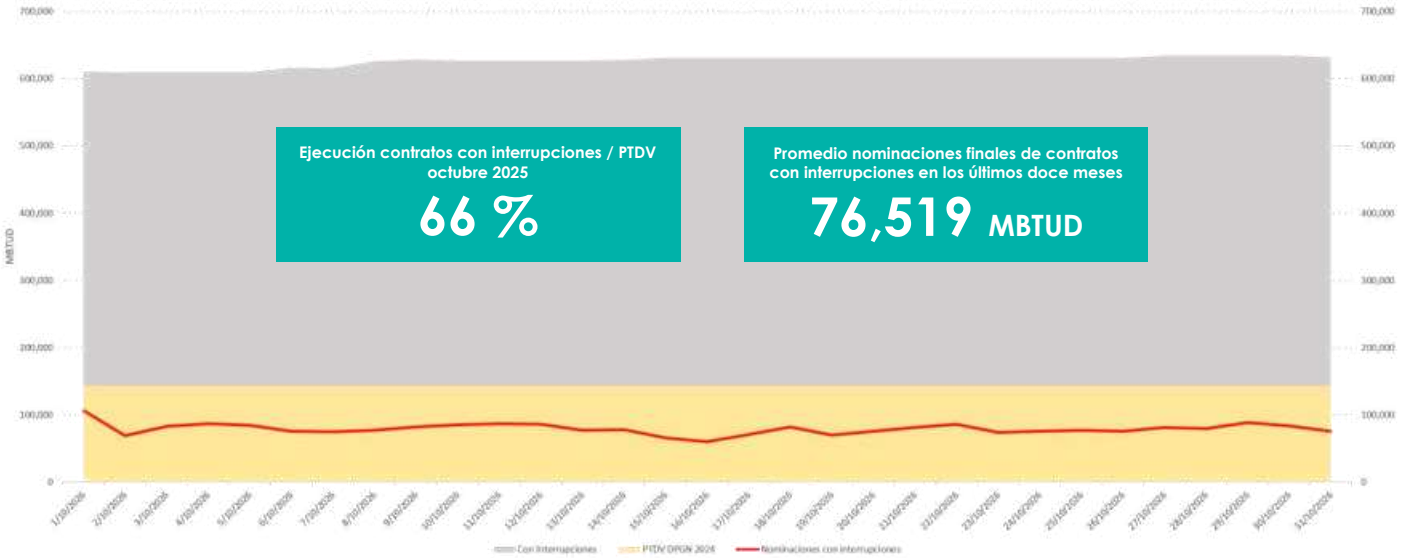
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA: la PTDV DPGN 2025 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2025 menos la PTDVF declarada al Gestor del Mercado en el mismo año. Esto, con el objetivo de identificar la PTDV que realmente está disponible para la ejecución de los contratos con interrupciones.

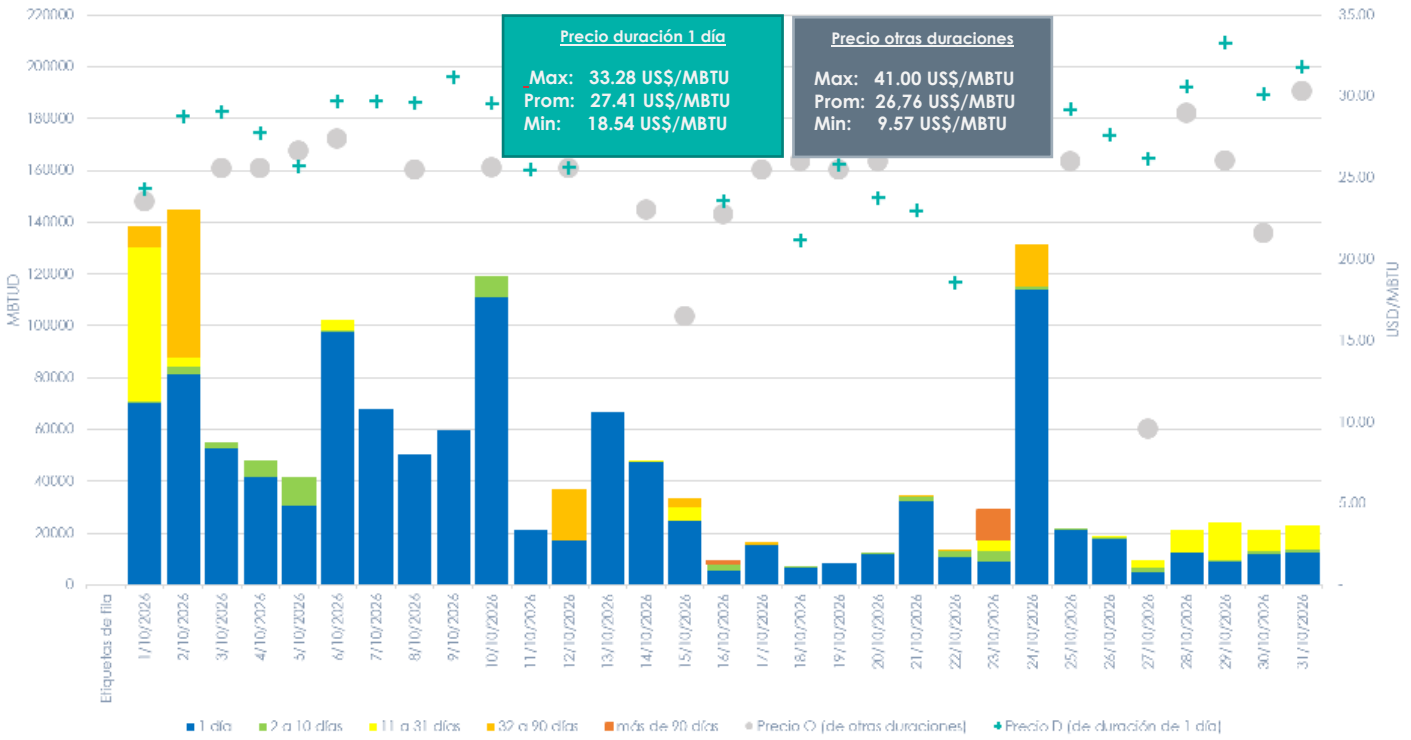
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927
abr-26	70,783
may-26	96,930
jun-26	75,232
jul-26	98,116
ago-26	97,626
sep-26	75,594
oct-26	79,141

Cifras en MBTUD

Suministro Mercado Secundario

El mercado secundario en octubre registró 853 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (680). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 18.54 USD/MBTU (octubre 22) y 33.28 USD/MBTU (octubre 29) para las transacciones de duración de **1 día.** El total de energía transada en octubre fue de 1,434,668 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

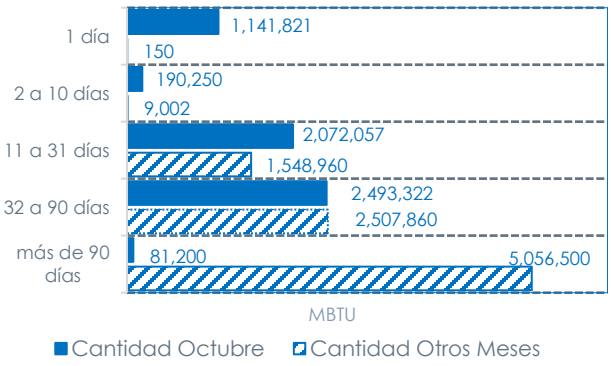
Número de operaciones en Octubre Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/MBTU
1 día	46	31	26	26	25	34	25	28	27	36	28	21	20	21	14	10	17	13	12	22	27	15	12	33	22	30	14	14	7	12	12	680	$ 28.64
11 a 31 días	27	3				1								1	1	1							2			1	27	10	17	16	9	116	$ 25.04
2 a 10 días	1	1	1	1	2	1	2	1		2						4		1	1	1	2	2	2	4	1	2	2		1	2	1	38	$ 26.01
32 a 90 días	5	2										1			1		1					1	1	3								15	$ 32.83
más de 90 días																2							2									4	$ 30.13
Total general	79	37	27	27	27	36	27	29	27	38	28	22	20	22	16	17	18	14	13	23	30	18	18	40	23	33	43	24	25	30	22	853	$ 28.56

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 79.72% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de octubre con 79 transacciones, equivalentes al 9.26 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Energía asociada a las transacciones realizadas en octubre MBTU



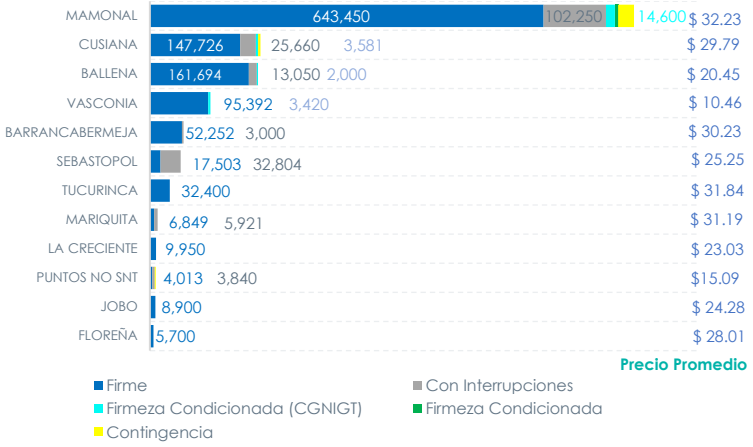
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **19.1 %** de los **5,978,650 MBTU** del volumen total transado ejecutado en octubre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **5,137,700 MBTU.**

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **39.6 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

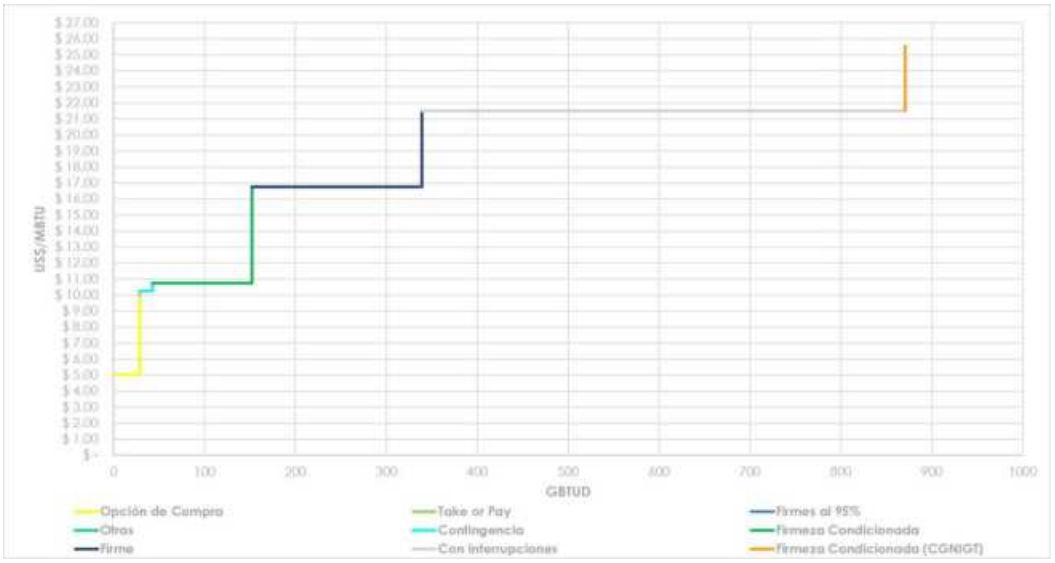
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 791,487 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,186,127 MBTUD equivalente al 82.68% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **Con interrupciones** registró 187,606 MBTUD, equivalente al 13.08%; la modalidad **Contingencia** reportó 32,134 MBTU equivalente al 2.24%; Firmeza Condicionada & 23,601 MBTUD equivalentes al 1,65%; Firmeza Condicionada (CGNIGT) registró 5,200 MBTUD equivalentes al 0.36% en octubre. CUSIANA (257) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (170), VASCONIA (169), MARIQUITA (47), PUNTOS NO SNT (46), BARRANCABERMEJA (44) y FLOREÑA (33).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en octubre de 2026



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

' # (" # #
5)06 ! " # Firmeza
Condicionada (CGNIGT) 25.55 U$D/MBTU. Las modalidades Firme y
Con interrupciones abarcan un 82.4 % de la contratación total nacional agregada con 718 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes. Finalmente, se destaca que para el mes de octubre sigue tomando
% * # promedio de 109.5
GBTUD, adicionalmente, las contrataciones con la modalidad Con Interrupciones presentaron un precio promedio ponderado de $21.52 USD/MBTU.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en octubre de 2026

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Firmeza Condicionada (CGNIGT)		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	34.9	$ 9.93	15.8	$ 9.91	6.0	N.D.	118.4	$ 16.32	6.3	$ 8.76			**181.4**	**50.7**
	Barranca	1.7	$ 29.78					4.9	$ 24.18	6.0	$ 6.34			**12.6**	**1.7**
	Vasconia	3.55	$ 22.05	2.4	$ 24.43			0.3	$ 12.85					**6.3**	**6.0**
	Sebastopol	0.6	$ 28.76					36.2	$ 30.44					**36.7**	**0.6**
	Gibraltar	3.005	$ 7.78											**3.0**	**3.0**
	Caramelo													**-**	**-**
	Mariquita	0.22	$ 24.78					8.0	$ 20.98					**8.2**	**0.2**
	Corrales							1	$ 11.12					**1.1**	**-**
Costa	Jobo	0.80	$ 25.28					15.0	$ 8.93					**15.8**	**0.8**
	Ballena	10.7	$ 21.68	1.5	N.D.			42.0	$ 24.76					**54.1**	**12.2**
	Mamonal	80.1	$ 22.22	42.3	$ 10.58	22.8	$ 5.83	208.1	$ 25.63	1.1	$ 33.90	0.8	$ 25.55	**355.2**	**123.2**
	Bonga Mamey													**-**	**-**
	Tucurinca	42.5	$ 10.33	46.8	$10.46			15.0	$ 25.33					**104.3**	**89.3**
	La Creciente	0.32	$ 22.77											**0.3**	**0.3**
	Hocol													**0.0**	**0.0**
	Bullerengue	0.7	$ 8.81					5.0	N.D.					**5.7**	**0.7**
No SNT*		7.70	$ 16.25	0.8	$ 8.14			77.5	$ 14.48	0.5	$ 47.86			**86.1**	**8.5**
Total general		**186.7**	**$ 16.76**	**109.6**	**$ 10.76**	**28.8**	**$ 5.06**	**531.4**	**$ 21.52**	**13.9**	**$ 11.12**	**0.77**	**$ 25.55**	**871.1**	**297**
Total (%)		**21.4 %**		**12.6 %**		**3.3 %**		**61 %**		**1.6 %**		**0.1 %**		**100%**	**34.1 %**

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

**No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte*

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

***NOTA:** Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, firmeza condicionada, firmeza condicionada (CGNIGT) y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.*

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel disponible para contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Cargo Pareja 80-20 (COP/KPCD)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256.600	254.400	2.200	0,86 %	23.506	41.421	46.702	$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	21	586.100	595.354	0	0,00 %	493.338	553.807	598.723	$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	21	504.100	518.982	0	0,00 %	0	0	0	$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204.509	204.509	0	0,00 %	82.635	98.225	107.932	$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	215.850	213.446	2.404	1,11 %	52.975	72.196	78.300	$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181.645	178.897	2.748	1,51 %	42.476	60.503	66.641	$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	20.813	20.950	21.108	$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL		13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOA	6	24.175	16.289	7.886	32,62 %	12.113	13.408	14.359	$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	9.273	14.068	16.893	$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148.000	83.915	64.085	43,30 %	29.737	40.052	53.896	$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260.000	233.198	26.802	10,31 %	75.468	120.144	158.317	$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	5	30.190	28.404	1.786	5,92 %	12.787	15.695	19.400	$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203.000	123.198	79.802	39,31 %	46.079	57.060	67.709	$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.926	4.360	4.942	$ 3.569,63
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.560	3.017	3.285	$ 6.484,29
	17	COGUA-SABANA_F	9	215.000	162.316	52.684	24,50 %	82.081	112.968	126.290	$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.418	17.151	24,30 %	38.120	45.890	50.583	$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	35	470.000	325.158	144.842	30,82 %	251.865	272.987	291.282	$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	31	470.000	309.405	160.595	34,17 %	250.996	272.110	290.308	$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.038	1.199	1.354	$ 4.284,90
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.145	1.304	1.411	$ 4.451,22
	23	FLOREÑA-YOPAL	12	16.161	13.737	2.424	15,00 %	6.614	8.433	9.316	$ 1.109,09
	24	GBS_I-GBS_F	12	63.744	11.298	52.446	82,28 %	8.731	10.722	12.673	$ 3.848,58
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	38.082	3.918	9,33 %	21.444	22.666	23.581	$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.831	1.169	10,63 %	5.913	7.038	7.502	$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	680	816	864	$ 11.278,49
	28	LA BELLEZA-COGUA	17	223.500	164.842	58.658	26,25 %	84.335	115.570	128.860	$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	21	305.000	206.725	98.275	32,22 %	109.049	137.589	183.362	$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	20.098	16.176	3.922	19,51 %	10.081	11.897	12.703	$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168.000	131.863	36.137	21,51 %	49.463	63.798	77.243	$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	417	710	995	$ 31.040,84
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158.000	110.515	47.485	30,05 %	36.285	48.821	62.088	$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.580	95	2,59 %	2.225	2.967	3.397	$ 10.170,78
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.198	439	9,47 %	3.270	3.686	4.037	$ 7.471,93
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78.000	63.340	14.660	18,79 %	37.439	46.293	54.328	$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	8	143.000	97.418	45.582	31,88 %	43.486	62.008	83.432	$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	215	253	264	$ 24.500,80
	39	VASCONIA-MARIQUITA	12	192.000	151.303	40.697	21,20 %	62.694	78.395	92.000	$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.900	7.936	67,05 %	1.549	2.131	2.834	$ 2.065,68
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	19.345	24.089	26.859	$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Cargo Pareja 80-20 (COP/KPCD)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	11	102.900	106.499	0	0,00 %	$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	13	172.400	169.600	2.800	1,62 %	$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230.000	227.800	2.200	0,96 %	$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	7	18.100	15.900	2.200	12,15 %	$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	6	10.100	7.900	2.200	21,78 %	$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109.500	8.959	100.541	91,82 %	$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19.726	16.245	3.481	17,65 %	$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	12	130.000	87.129	42.871	32,98 %	$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	16	206.000	118.055	87.945	42,69 %	$ 984,56

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

N.D.: Información no disponible
Notas: En color rosado se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del SNT. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.
*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.
** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo 20 variable + AO&M.
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.
Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

Durante **octubre de 2026**, los principales **aumentos de la capacidad disponible primaria (CDP)** frente a septiembre se registraron en Cusiana El Porvenir, con 2.473 KPCD adicionales; Cogua Sabana, con 1.949 KPCD; Cusiana Apiay, con 1.026 KPCD; y El Porvenir La Belleza, con 723 KPCD.

Las principales **reducciones en los tramos en flujo** se presentaron en Ballena Barrancabermeja, con 28.197 KPCD menos; Barrancabermeja Sebastopol y Sebastopol Vasconia, con 24.343 KPCD menos cada uno; y Armenia Yumbo/Cali y Pereira Armenia, con 10.000 KPCD menos cada uno. También disminuyó la CDP de Vasconia Mariquita y Mariquita Pereira, en 9.980 KPCD en cada tramo.

En la primera tabla, los **tramos cuya CDP fue igual o inferior al 10 % de su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP)** fueron Ballena La Mami, Cartagena Barranquilla, Barranquilla La Mami, Cartagena Mamonal, Sincelejo Cartagena, Jobo Sincelejo, La Creciente Sincelejo, Apiay Usme, Bucaramanga Barrancabermeja, Gibraltar Bucaramanga, Guando Fusagasugá, Pradera Popayán, Sardinata Cúcuta y Yumbo/Cali Cali.

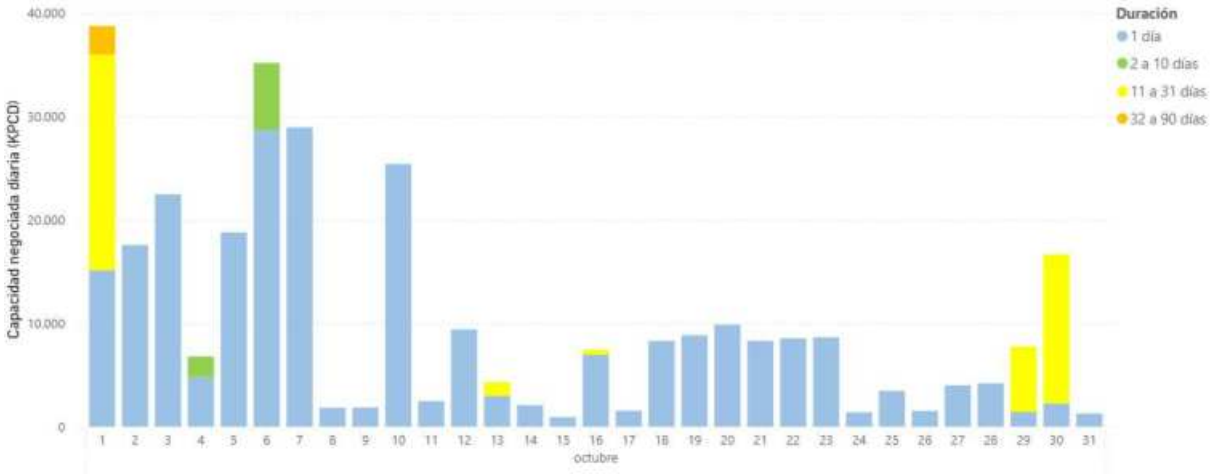
En los **tramos en contraflujo**, Barrancabermeja Ballena fue el único que aumentó su CDP frente a septiembre, con 2.000 KPCD adicionales. Las reducciones se registraron en Vasconia Sebastopol, con 4.465 KPCD menos; Sebastopol Barrancabermeja, con 3.989 KPCD; y Barrancabermeja Bucaramanga, con 232 KPCD.

Finalmente, los **tramos en contraflujo con una CDP inferior al 10 % de su CMMP** fueron La Mami Ballena, Barranquilla Cartagena, La Mami Barranquilla y Vasconia La Belleza.

Mercado secundario de Transporte

Durante **octubre de 2026** se registraron **300 operaciones en el mercado secundario de transporte**, un aumento del **58,7 %** frente a las 189 operaciones de septiembre. De ellas, **267 tuvieron una duración de un día**, equivalentes al **89,0 %** del total; las **33 restantes** tuvieron plazos superiores a un día.

Transacciones mercado secundario octubre Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Número de operaciones en octubre Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL
1 día	13	6	14	10	15	16	12	7	7	13	8	10	8	7	5	6	6	7	7	7	8	8	8	7	8	6	11	10	5	7	5	267
2 a 10 días	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
11 a 31 días	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	27
32 a 90 días	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
más de 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	27	6	14	11	15	17	12	7	7	13	8	10	10	7	5	7	6	7	7	7	8	8	8	7	8	6	11	10	12	14	5	300

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

El **1 de octubre** fue el día de mayor actividad, con **27 operaciones**. Le siguieron el día 6, con 17 operaciones; el día 5, con 15; los días 3 y 30, con 14 cada uno; el día 10, con 13; y los días 7 y 29, con 12 cada uno. En conjunto, estas fechas concentraron **124 operaciones**, correspondientes al **41,3 %** del total mensual.

La capacidad total negociada durante **octubre** alcanzó **318.456 KPCD**, con un promedio de **1.061,52 KPCD** por operación. Las operaciones de un día representaron **263.752 KPCD**, equivalentes al **82,8 %** de la capacidad negociada. Las operaciones de 2 a 10 días sumaron **8.500 KPCD** (2,7 %); las de 11 a 31 días, **43.407 KPCD** (13,6 %); y las de 32 a 90 días, **2.797 KPCD** (0,9 %). No se registraron operaciones con una duración superior a 90 días.

En total, las **31 operaciones con plazos superiores a 10 días** representaron una capacidad negociada de **46.204 KPCD**, correspondiente al **14,5 %** del total mensual.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo COP/KPCD

Durante **octubre de 2026** se registraron **300 operaciones** en el mercado secundario de transporte. De ellas, **102 se realizaron mediante la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP)**, equivalentes al **34,0 %**, y **198 correspondieron a negociaciones directas**, que representaron el **66,0 %**. Al sumar la capacidad asociada a cada tramo representado en la gráfica, se obtienen **644.028 KPCD**: **75.858 KPCD** (11,8 %) mediante SUVCP y **568.170 KPCD** (88,2 %) mediante negociación directa. Una misma operación puede contabilizarse en varios tramos de su ruta.

En las **negociaciones directas** se destacaron los tramos de **Barranquilla a La Mami**, con **159.834 KPCD** (142.856 firmes y 16.978 con interrupciones); de **Cartagena a Barranquilla**, con **155.734 KPCD** (138.756 firmes y 16.978 con interrupciones); y de **Cusiana a El Porvenir**, con **28.502 KPCD** (18.034 firmes y 10.468 con interrupciones). Le siguió el tramo de **El Porvenir a La Belleza**, con **26.838 KPCD** (16.370 firmes y 10.468 con interrupciones).
En las operaciones mediante **SUVCP**, la capacidad se concentró en los tramos de **Cusiana a El Porvenir**, **El Porvenir a La Belleza** y **La Belleza a Vasconia**, con **18.402 KPCD** en cada uno. Juntos representaron **55.206 KPCD**, equivalentes al **72,8 %** de la suma de capacidad SUVCP mostrada por tramos.



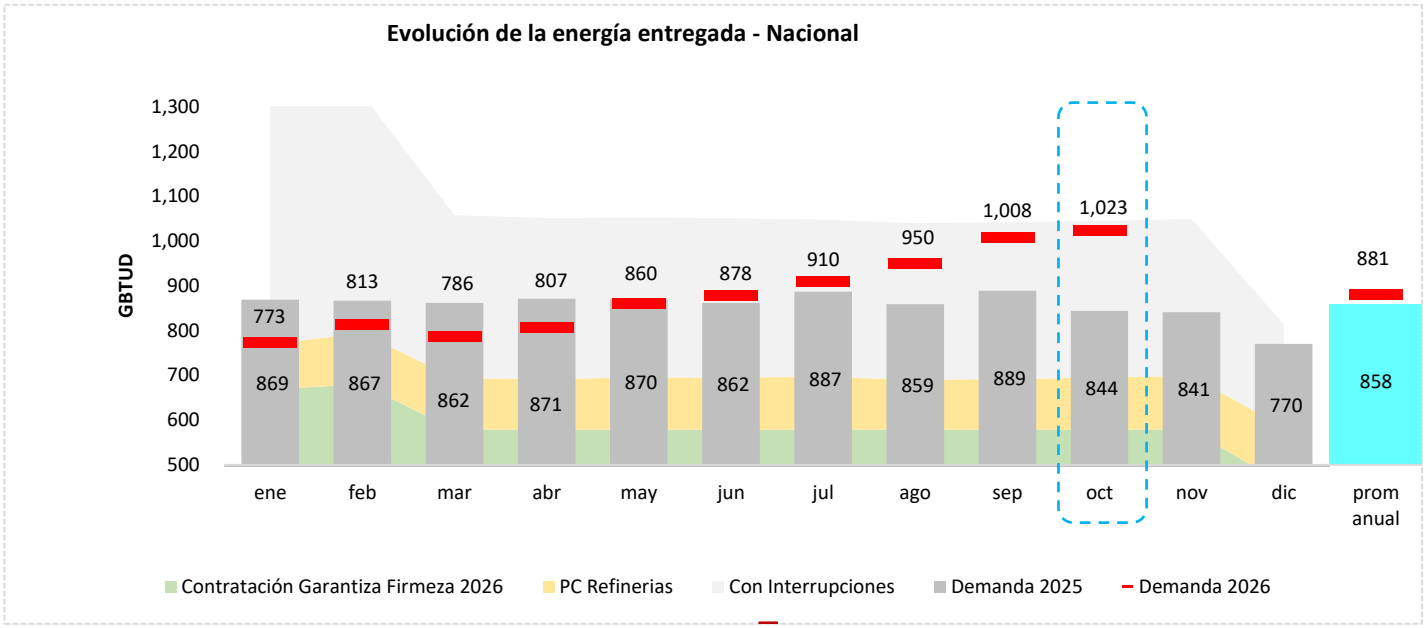
Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

** Los tramos sin precio reportado registraron una sola operación durante el período analizado; por ello, no se presenta un precio promedio ponderado.*

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales a través del SNT

Al cierre del mes de **octubre de 2026** se observa una demanda promedio de **1023 GBTUD**, esto es **21.2% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se sitúo en 844 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **881GBTUD**, estando por encima un **2.7%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

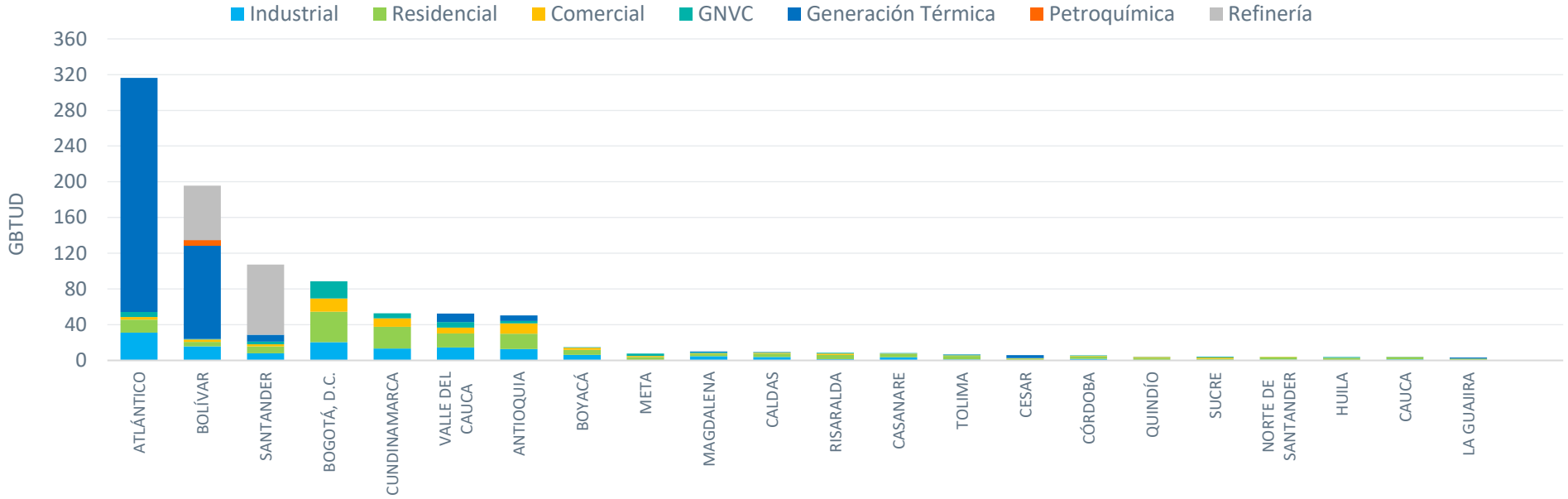
*Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2026 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2025 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.*

Evolución mensual demanda térmica y No térmica

+ *evolución mensual demanda térmica y no térmica* " # **octubre de 2026** la demanda **térmica** fue 237 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 58 GBTUD.



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

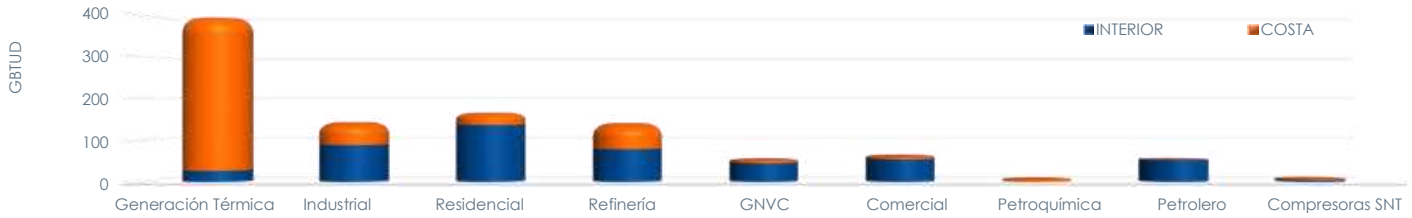
Residencial	14.4	5.2	7.6	34.0	24.3	15.5	17.2	5.7	3.6	2.8	3.7	4.8	3.6	4.0	1.7	2.8	2.7	1.7	2.7	2.7	2.2	2.1	**165**
Comercial	3.2	2.5	2.3	14.9	9.5	6.6	11.4	2.2	1.2	0.6	1.0	1.6	0.5	0.7	0.3	0.6	0.8	1.4	0.4	0.3	0.4	0.0	**62**
Industrial	31.1	15.6	8.0	20.5	13.3	14.6	12.8	6.1	0.2	4.6	4.0	1.4	3.6	1.0	0.4	1.8	0.3	0.2	1.0	0.1	1.3	0.0	**142**
GNVC	5.6	0.6	2.9	19.2	5.6	6.2	2.9	0.8	2.5	1.2	0.5	0.9	0.6	0.8	0.5	0.4	0.5	0.8	0.0	0.9	0.0	0.0	**53**
Generación Térmica	262.1	104.5	7.9	0.0	0.0	9.5	6.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.1	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	**395**
Refinería	0.0	61.1	78.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**140**
Petroquímica	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**6**
Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.2	27.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**52**
Compresoras	1.5	0.9	1.6	0.0	0.3	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	**7**
TOTAL	**318**	**197**	**109**	**89**	**53**	**52**	**50**	**40**	**35**	**10**	**9**	**9**	**8**	**7**	**7**	**6**	**4**	**4**	**4**	**4**	**4**	**3**	**1023**

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de **octubre de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el de Generación Térmica con 395 GBTUD en promedio, de los cuales 27 GBTUD corresponden a la región Interior y 369 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 165 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 137 GBTUD respecto a la costa con 28 GBTUD.



COSTA	369	53	28	61	9	8	6	0	2
INTERIOR	27	89	137	79	45	54	0	52	4
TOTAL Nacional	395	142	165	140	53	62	6	52	7
% Segmento	38.6%	13.9%	16.1%	13.7%	5.2%	6.1%	0.6%	5.1%	0.7%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **octubre de 2026**, con respecto septiembre de 2026 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		Agosto 2026		Septiembre 2026		Noviembre 2026	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	7	0	8	0	8	0	8	0	9	0	8
		Interior	0	54	0	54	0	55	0	53	0	55	0	54
	Generación Térmica	Costa	209	0	218	0	263	0	307	0	349	0	369	0
		Interior	0	0	0	0	3	0	12	0	13	0	27	0
	GNVC	Costa	10	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	47	0	45	0	46	0	45	0	45	0	45	0
	Industrial	Costa	54	7	52	7	54	7	48	6	48	7	47	6
		Interior	90	20	88	20	85	20	84	19	76	19	69	19
	Petroquímica	Costa	6	0	9	0	8	0	8	0	8	0	6	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	71	0	70	0	69	0	65	0	64	0	61	0
		Interior	77	0	82	0	69	0	72	0	82	0	79	0
	Residencial	Costa	0	29	0	29	0	29	0	29	0	28	0	28
		Interior	0	133	0	135	0	137	0	134	0	138	0	137
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	42	0	45	0	44	0	47	0	53	0	52	0
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	2	0	2	0
		Interior	3	0	4	0	3	0	3	0	4	0	4	0
Subtotal UR/UNR			Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		Agosto 2026		Septiembre 2026		Noviembre 2026	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	350	43	359	44	404	44	437	43	480	43	494	43
		Interior	260	207	266	209	250	212	263	206	273	212	276	210
TOTAL			807		860		878		910		1008		1023	

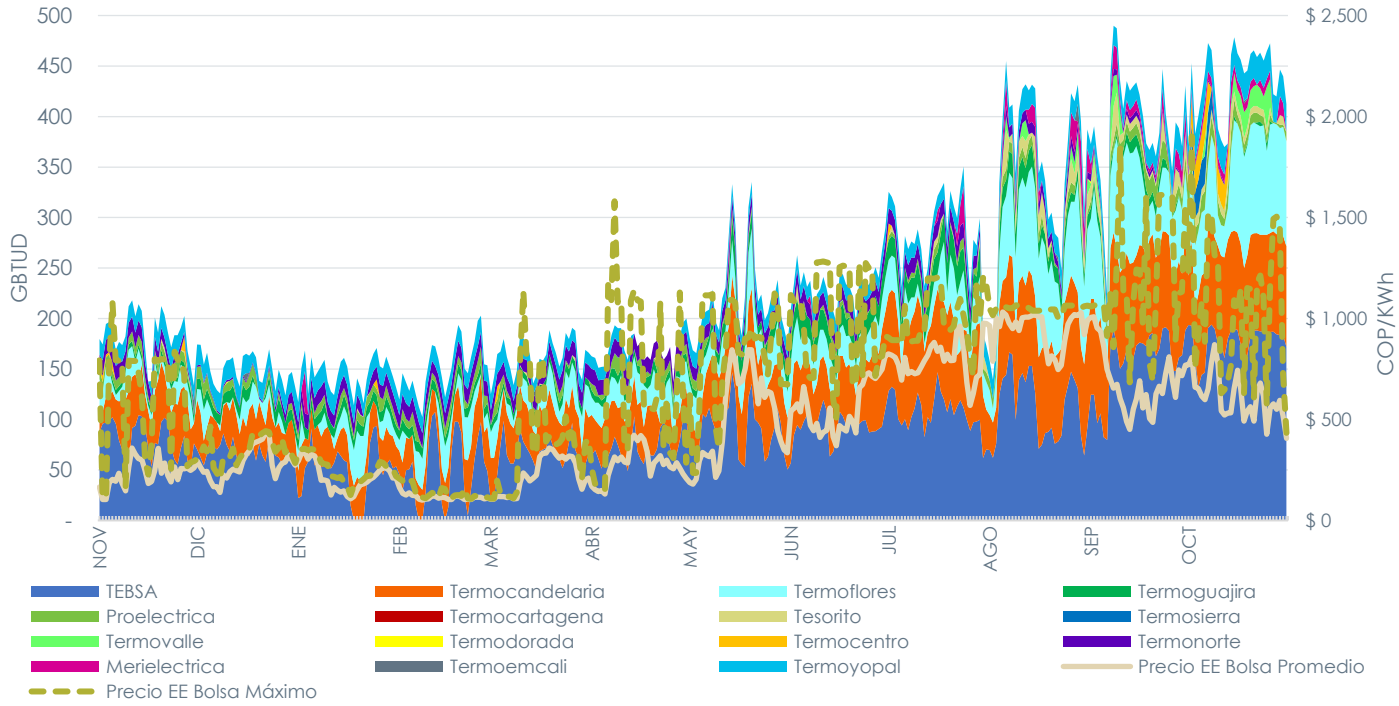
Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de octubre fue en promedio 438 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

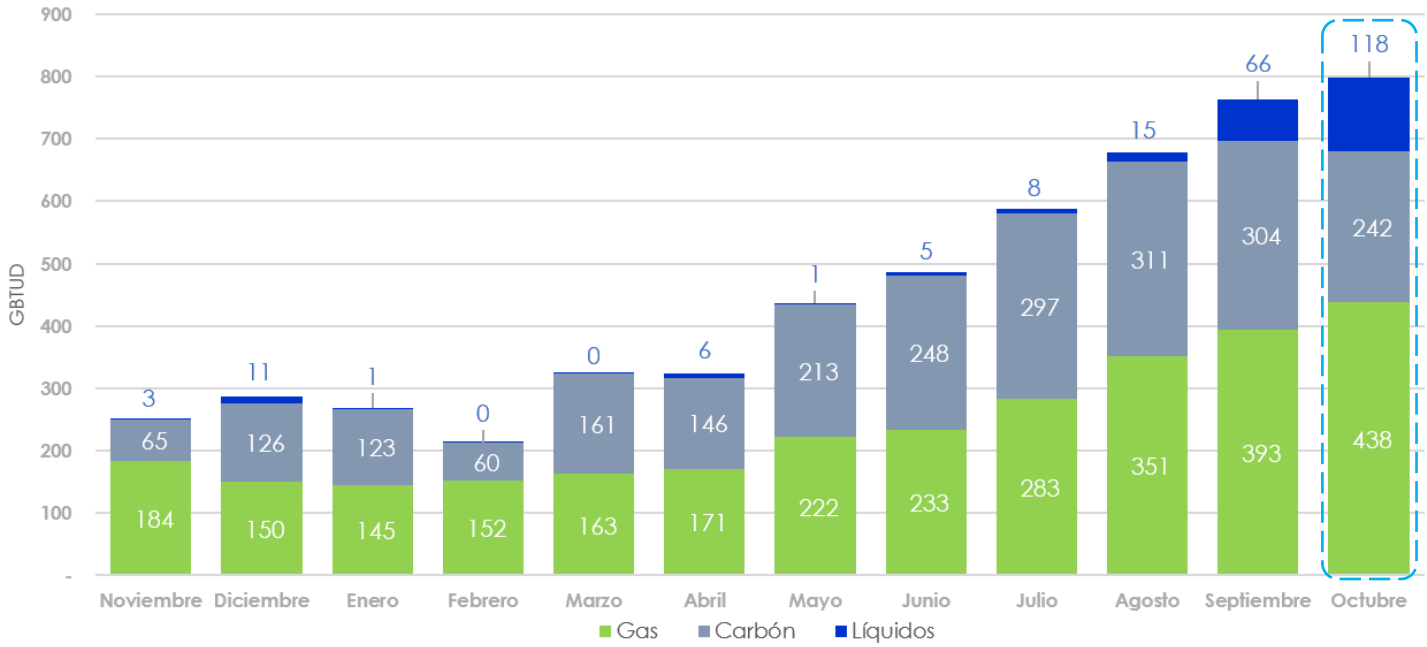
Para el mes de octubre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 370 GBTUD y 479 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (178 GBTUD), Termocandelaria (94 GBTUD), Termoflores (85 GBTUD), Termoyopal (26 GBTUD), Proelectrica (11 GBTUD), Termovalle (9 GBTUD), Termocentro (9 GBTUD), Merielectrica (8 GBTUD), Tesorito (8 GBTUD) y Termosierra (6 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de octubre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 438 GBTUD[1] que representó el 54.9 % del total, carbón con 242 GBTUD (30.3 %) y los combustibles líquidos consumieron 118 GBTUD (14.8 %).

1 las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

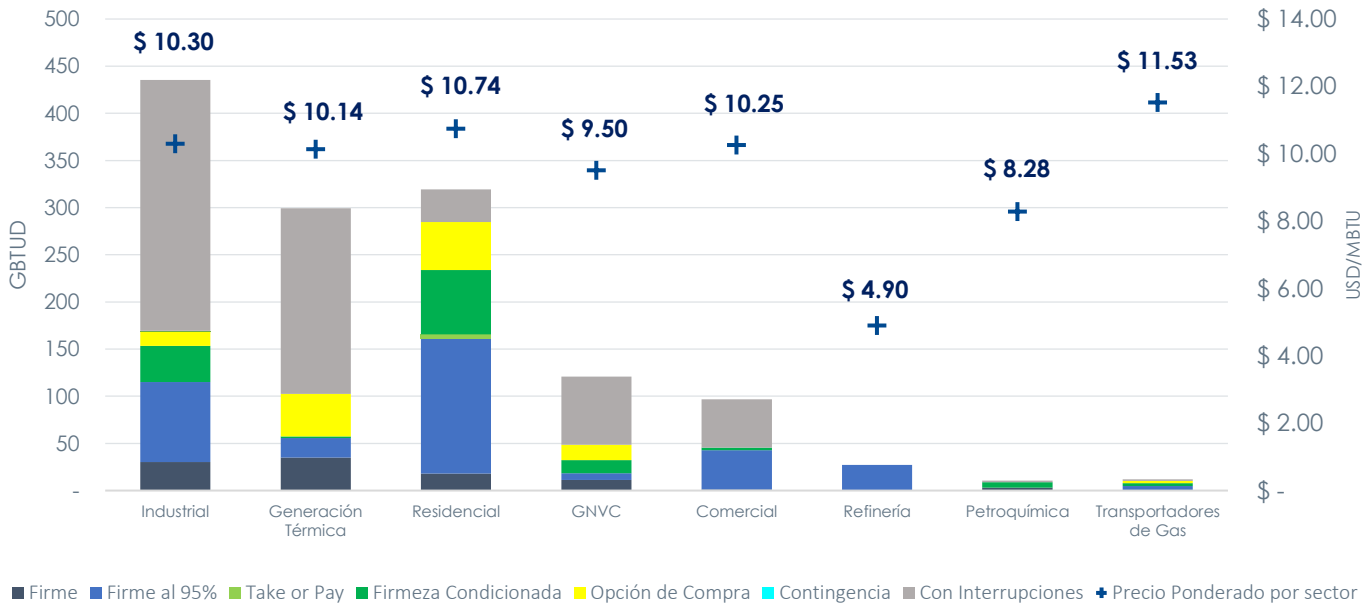
Consumo de combustible para generación eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

Contratación vigente por sector Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas SEGAS

Convenciones y Terminología:

BTU = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD =** 1.000 MBTUD; **1 MBTUD =** 1 millón de BTU por día, **KPCD =** 1000 PCD**, 1PCD =** pie cúbico por día. **SUVCP =** Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC =** Gas natural vehicular comprimido, **SNT =** Sistema Nacional de Transporte, **OTMM =** Otras Transacciones del mercado mayorista; **USD =** Dólares de los Estados Unidos de América

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.
La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Níspero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

Sección I. SUMINISTRO. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural.
La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sección III. DEMANDA.
La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a + & # % * * , (# o regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.
La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.
En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.
En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

Información de Suministro y Demanda.
La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.
Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.
Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.