



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## AGOSTO 2022

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta a los agentes del mercado, el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. Dentro de su contenido se cuenta con las siguientes secciones:



### OFERTA

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

### TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria
- Nivel de Uso de los 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

### MERCADO SECUNDARIO

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

### Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** El suministro promedio de gas natural (a través SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un decrecimiento del 2.1% (24 GBTUD) respecto al mes de julio (1,121 GBTUD) ubicándose en 1,097 GBTUD en agosto. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 80% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.33 USD/MBTU y 4.70 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-Bucaramanga, Gibraltar-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Mariquita-Gualanday, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Cusiana-Apiay, Floreña-Yopal Y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en agosto disminuyó ubicándose en 946 GBTUD, un 3% por debajo de la demanda registrada en el mes de julio (973 GBTUD), explicado principalmente por la disminución del consumo en el sector térmico e industrial.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 14.7% pasando de 468 en julio a 537 en agosto de 2022; las negociaciones de transporte aumentaron 12%, pasando de 366 en julio a 410 en agosto de 2022.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en agosto, la modalidad Firme registra un valor de 5.87 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 5.22 USD/MBTU.

# I. OFERTA

## Suministro por fuente

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

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	308	296	4	300	97%
Cupiagua	239	244	-	244	102%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	138	128	-	128	93%
Floreña	73	11	62	73	99%
Nelson	41	16	4	20	49%
Bloque VIM 5***	98	83	2	85	87%
Gibraltar	41	41	-	41	100%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	97%
Otras Fuentes	225	102	65	167	74%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,199</b>	<b>956</b>	<b>136</b>	<b>1,092</b>	<b>91%</b>
Planta Regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
<b>Total</b>	<b>1,599</b>	<b>960</b>	<b>136</b>	<b>1,097</b>	-

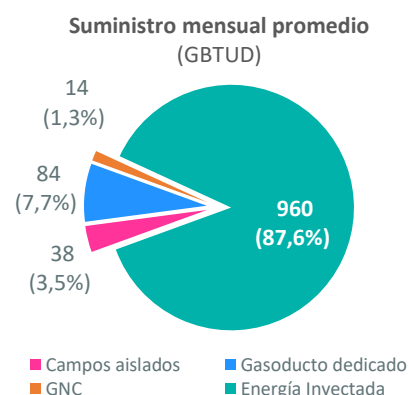
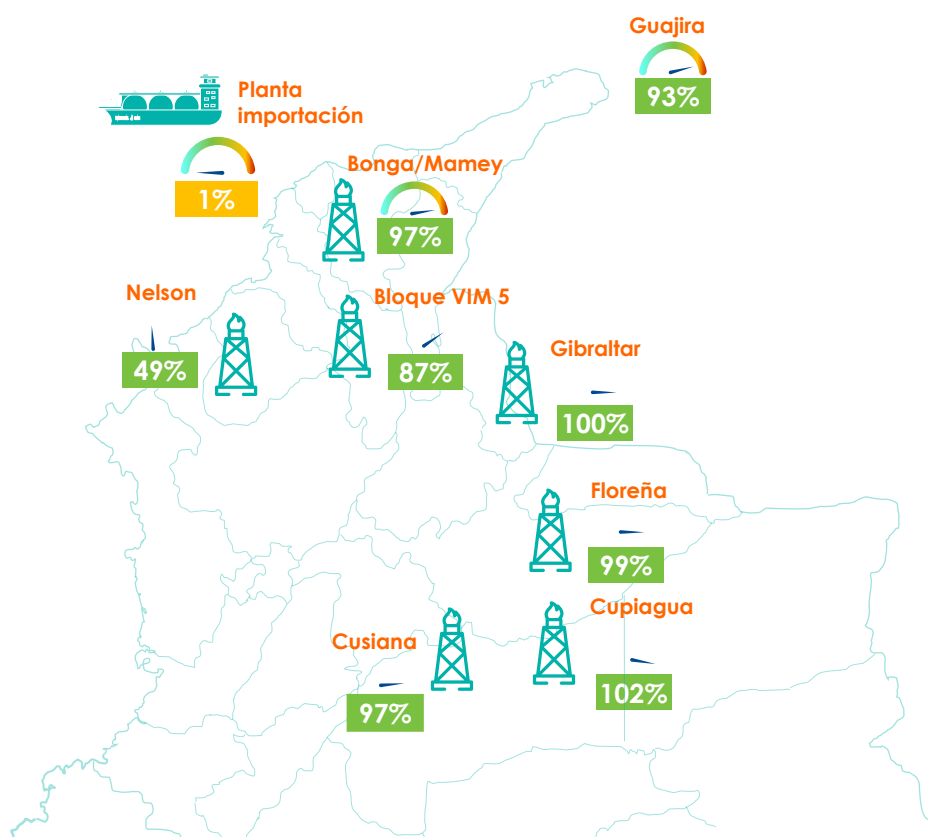
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

\* Corresponde a las cantidades extraídas y entregas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

\*\* Capacidad total de la planta de regasificación

\*\*\* Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

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



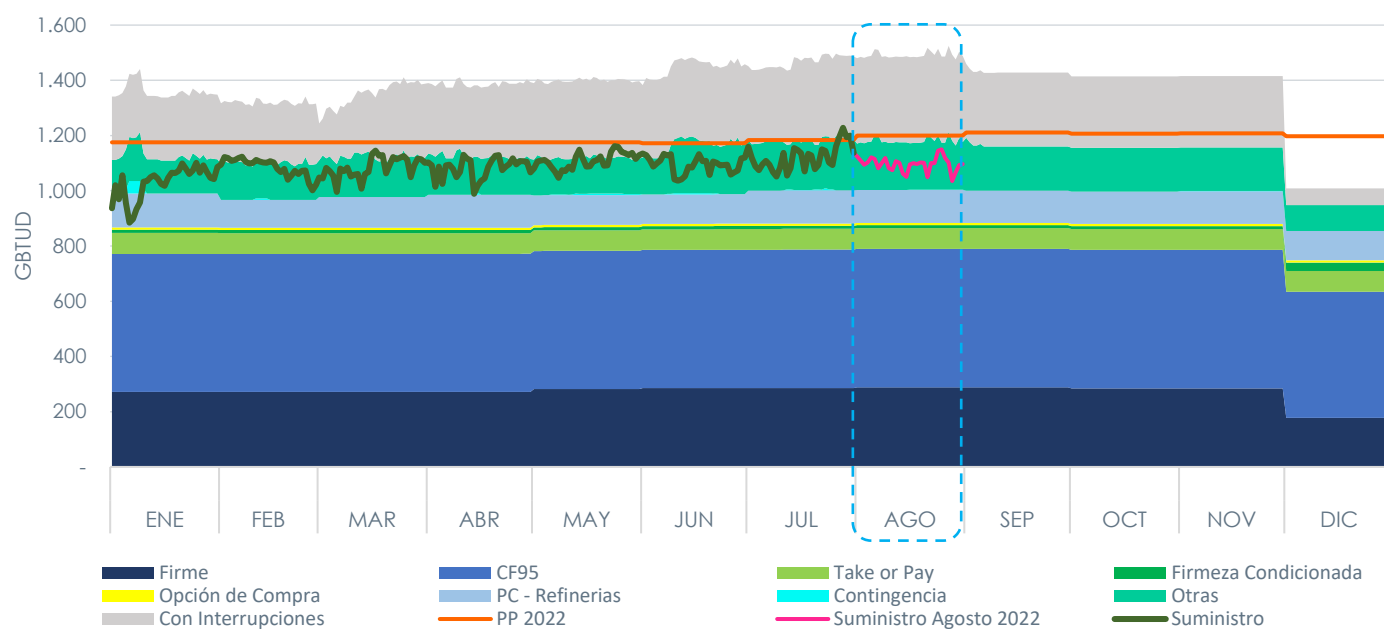
La relación de suministro en el mes de agosto versus el Potencial de Producción Nacional da cuenta de un uso del **91%**.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2022** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta para el mes de agosto que la contratación respaldada con firmeza representó 1,061 GBTUD mientras bajo la modalidad “**Con interrupciones**” se registraron 309 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,097 GBTUD<sup>1</sup>**, con oscilaciones entre **1,036 GBTUD (min.)** y **1,150 GBTUD (máx.)<sup>2</sup>**. Durante este mes, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,199 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,175	1,175	1,175	1,175	1,176	1,172	1,183	1,199	1,211	1,207	1,208	1,197
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051	1,036				
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121	1,097				
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228	1,150				
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,061	1,038	1,031	1,031	834
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	120	119	116	116	118	106
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	284	309	267	259	259	60

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

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

1 Incluye producción de gas natural en campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, gas natural comprimido, y gas proveniente de la planta de regasificación.

2 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>)

## Contratación vigente por campo y por modalidad en agosto

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		Otras <sup>1</sup>		Con Interrupciones		Contingencia		Total
		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)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	1	N.D.	207	\$ 4.24													208
	Cupiagua	2	N.D.	186	\$ 4.65								3	\$ 4.50				191
	Cupiagua Sur			22	\$ 4.66			8	\$ 3.80	8	N.D.							38
	Floreña	58	\$ 3.45	1	N.D.	12	N.D.							0.1	N.D.			71
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior <sup>2</sup>	17	\$ 4.09	15	\$ 5.40									23	\$ 4.31			55
Costa	Ballena			10	\$ 5.59								21	\$ 5.14				31
	Chuchupa	2	\$ 5.09	34	\$ 5.52								13	\$ 4.93	0.2	N.D.		49
	Bloque VIM 5 <sup>3</sup>	96	\$ 5.28									49	\$ 8.50	32	\$ 7.38			177
	Bonga Mamey			9	\$ 3.75	26	N.D.							128	\$ 3.80			163
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>	36	\$ 4.50									80	N.D.	5	N.D.			121
	Bullerengue	15	N.D.	16	\$ 4.50									24	\$ 4.61			55
	Otros Costa <sup>5</sup>	41	\$ 6.07	2	N.D.							49	\$ 4.34	28	\$ 3.88			120
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	8	\$ 2.50			4	N.D.							24	\$ 3.25			36
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	11	\$ 3.45					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53			22	
<b>Total</b>	287	\$ 4.70	502	\$ 4.56	75	\$ 5.12	11	\$ 3.52	8	N.D.	178	\$ 7.13	309	\$ 4.33	0.2	N.D.	1370	
<b>Total (%)</b>		<b>21.2%</b>		<b>37.3%</b>		<b>5.6%</b>		<b>0.8%</b>		<b>0.6%</b>		<b>13.3%</b>		<b>21.1%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100%</b>

<sup>1</sup> Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

<sup>2</sup> Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

<sup>3</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañadonga

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

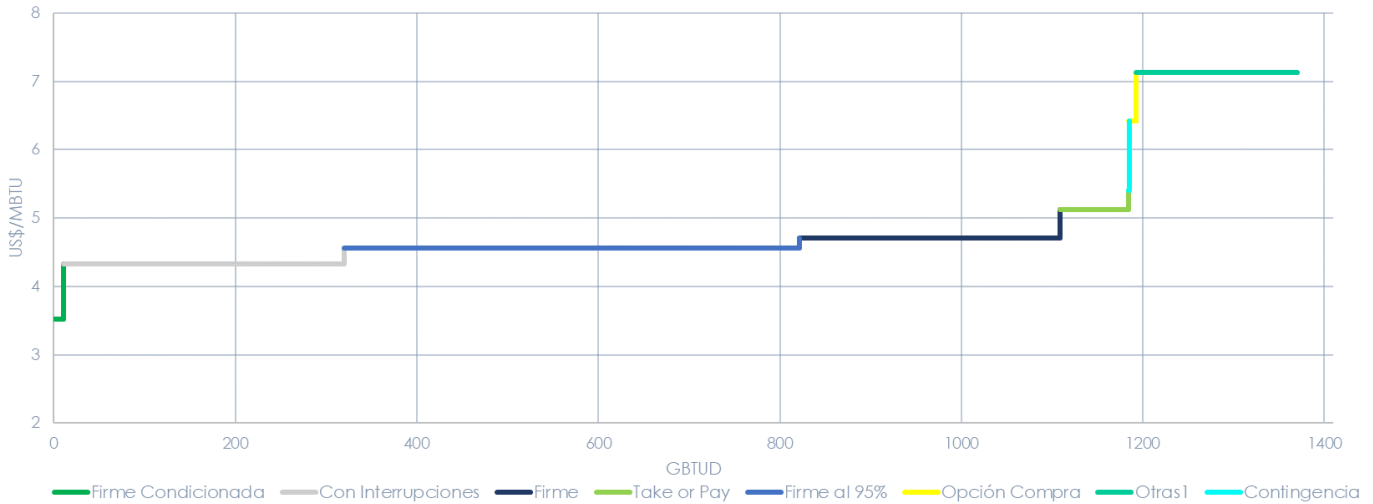
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 agosto se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,370 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (502 GBTUD), **ii)** Firme (287 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (309 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **80%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 0.2 GBTUD respectivamente. Los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, ya que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

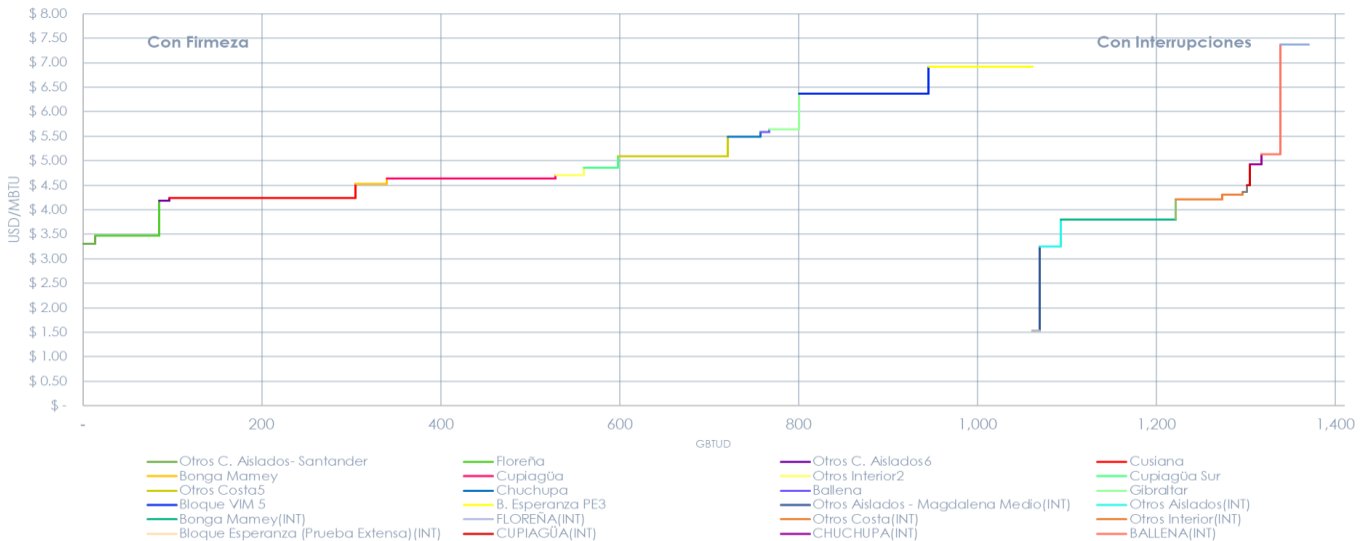
## Curva de precios por modalidad



\*Precios promedio ponderado por modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firmeza Condicionada presenta el valor más bajo con 3.52 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Otras” representa el valor más alto con 7.13 USD/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.33 USD/MBTU y 4.70 USD/MBTU.

## Curva de precios por fuente



\*Precios promedio ponderado de las modalidades para cada fuente de suministro

Las curvas separadas identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,061 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad “Con Interrupciones” (309 GBTUD) en la derecha. Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, mas no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mezcla de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva “Con Interrupciones” se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan “firmeza” (a excepción de Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-Magdalena Medio en donde el valor de “Con Interrupciones” corresponde a menos de la mitad del valor de las modalidades que garantizan firmeza.

## II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel de 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).

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMM	Pareja de cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	282,600	281,100	0	0%	\$ 0.26	106,723	114,063	125,091
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	661,541	60,662	8%	\$ 0.27	45,683	76,144	114,649
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	637,150	59,553	9%	\$ 0.37	123,443	173,541	217,369
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	204,509	0	0%	\$ 0.05	117,528	127,660	148,692
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,845	2,600	1%	\$ 0.58	132,596	173,867	210,542
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	183,044	6,101	3%	\$ 0.59	112,557	144,694	166,976
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	90,500	0	0%	\$ 0.26	28,971	35,759	36,476
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.09	1,055	1,692	2,266
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	17,536	4,484	20%	\$ 0.48	7,507	14,326	15,106
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 0.96	154	7,825	12,428
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.64	51,207	61,062	68,131
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	62,724	189,276	73%	\$ 1.33	11,734	23,394	32,133
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	0	0%	\$ 1.58	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	109,464	220,849	66%	\$ 0.39	76,192	98,279	111,495
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.27	3,848	4,512	4,930
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.52	3,443	4,309	4,801
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.47	107,646	145,461	163,553
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	56,945	6,214	10%	\$ 0.66	22,647	42,659	50,149
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	460,076	2	0%	\$ 0.09	409,839	432,770	454,063
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	458,776	1,302	0%	\$ 0.70	408,533	431,263	452,566
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 0.50	1,186	1,258	1,369
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.98	1,059	1,351	1,600
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,670	1,491	9%	\$ 0.26	12,837	13,779	15,250
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,186	53,558	84%	\$ 0.91	10,924	13,276	15,088
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	44,337	5,061	10%	\$ 3.17	24,486	37,597	38,149
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,805	1,195	11%	\$ 1.94	8,022	9,403	10,161
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 2.65	815	927	983
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,429	220,066	2,363	1%	\$ 0.24	110,273	148,217	166,445
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	299,988	283,019	12,311	4%	\$ 0.45	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	15,000	15,000	0	0%	\$ 0.99	13,483	15,322	16,484
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,895	49,957	30%	\$ 0.78	75,782	88,830	97,251
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 3.01	287	328	355
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.28	60,434	71,080	78,471
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 2.45	2,799	3,659	4,186
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 1.80	2,978	3,530	3,958
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,533	13,869	18%	\$ 1.15	40,851	55,170	62,473
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	194,896	151,417	43%	\$ 0.17	134,100	153,013	167,746
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 6.18	167	204	221
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,261	51,431	27%	\$ 0.32	96,049	111,031	121,623
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.51	4,612	5,078	5,463
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 0.08	36,871	45,039	50,443

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo.

\*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

\*\* Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M. Dólares constantes de diciembre de 2021.

\*\*\* Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

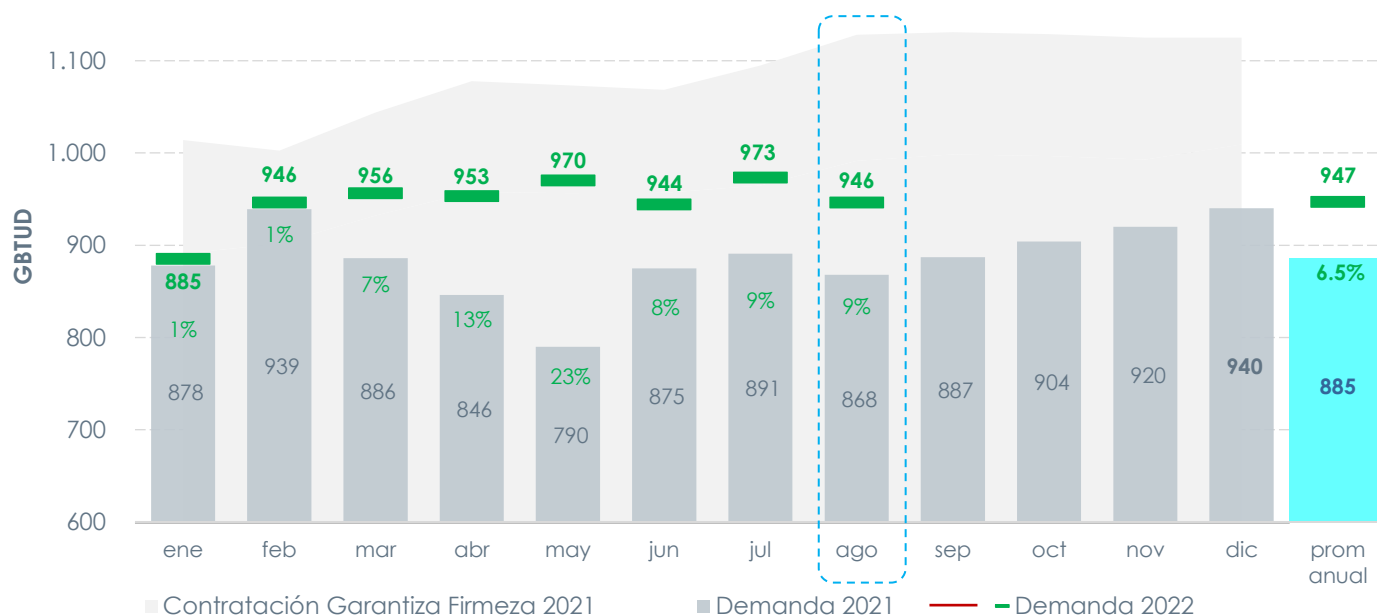
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

# III. DEMANDA

## Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de agosto se observa una demanda promedio de **946** GBTUD, esto es **9%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 868 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **947** GBTUD, superando en un 6.5% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en agosto la demanda **térmica** fue 9 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **Superior** en 81 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

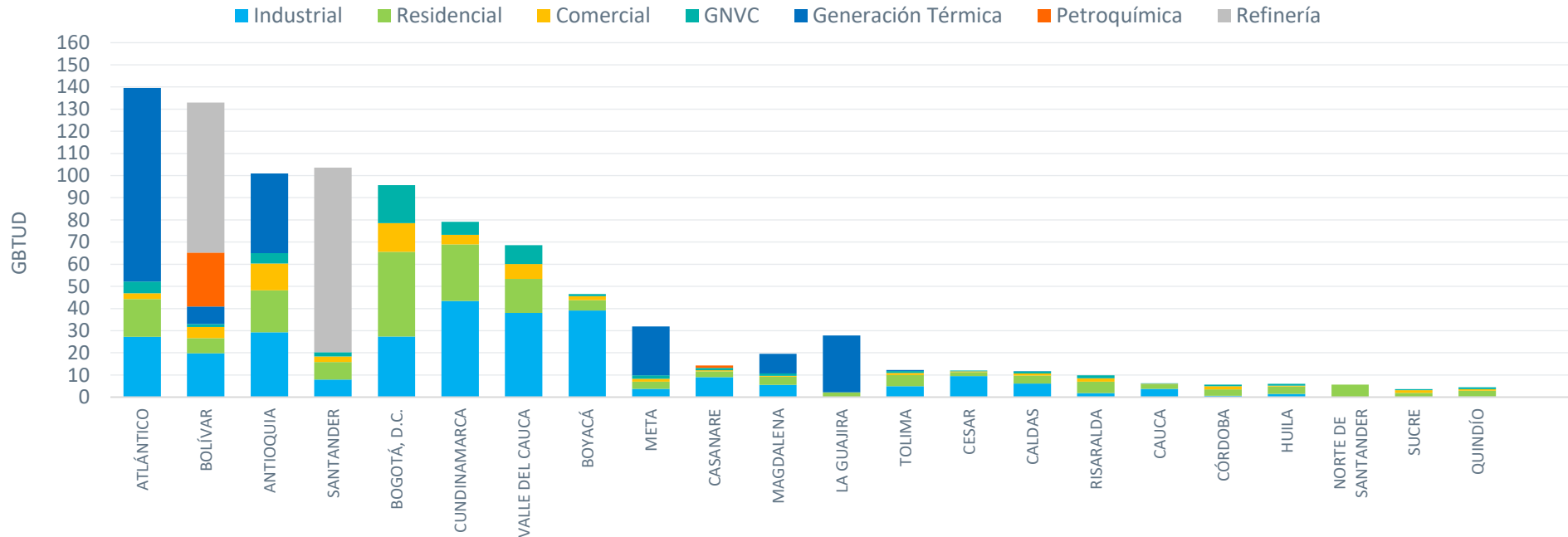
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). \*Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.









## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698	208 / 712	220 / 720
2022	197 / 688	229 / 718	230 / 726	210 / 743	215 / 755	206 / 738	234 / 739	189 / 757				

Térmica
 No Térmica

## Energía entregada promedio en agosto por departamento y sector de consumo - SNT



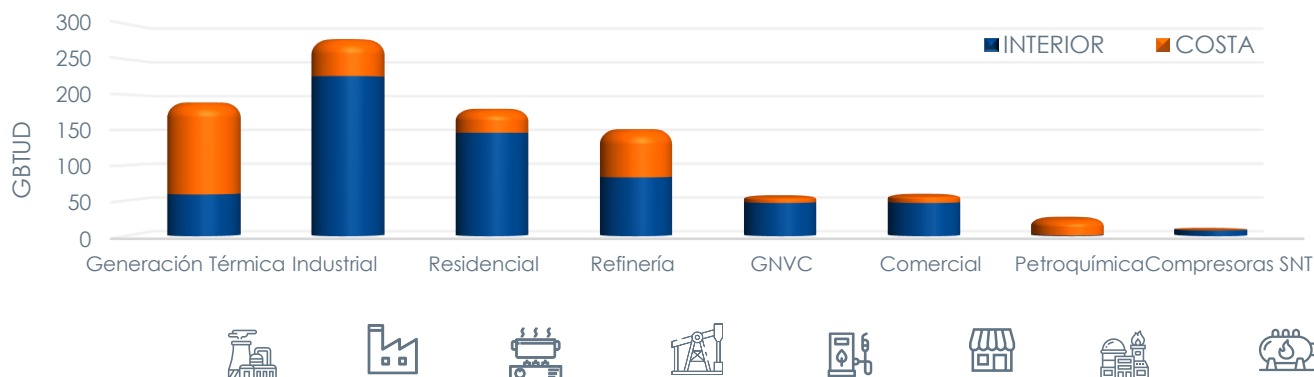
	<b>Residencial</b>	17.1	6.9	18.9	8.0	38.3	25.5	15.4	4.7	3.2	2.6	3.7	2.2	5.0	1.8	3.6	5.0	2.0	2.9	3.4	5.7	1.8	2.6	180
	<b>Comercial</b>	2.6	5.0	12.1	2.5	12.9	4.3	6.8	1.8	1.4	0.5	0.4	0.0	1.0	0.4	1.0	1.6	0.3	1.4	0.3	0.0	1.2	0.8	58
	<b>Industrial</b>	27.3	19.8	29.2	7.9	27.4	43.4	38.0	39.1	3.7	9.1	5.5	0.0	5.0	9.6	6.2	1.9	3.7	0.6	1.4	0.0	0.2	0.3	279
	<b>GNVC</b>	5.3	1.2	4.7	1.8	17.1	5.9	8.5	0.9	1.6	1.0	1.0	0.0	0.8	0.3	0.9	1.4	0.3	0.6	0.9	0.0	0.5	0.8	56
	<b>Generación Térmica</b>	87.3	8.0	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	0.0	8.9	25.6	0.4	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18
	<b>Refinería</b>	0.0	67.7	0.0	83.3	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	151
	<b>Petroquímica</b>	0.0	24.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.1	0.4	2.2	0.0	0.4	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	8
	<b>TOTAL</b>	<b>140</b>	<b>133</b>	<b>101</b>	<b>106</b>	<b>96</b>	<b>80</b>	<b>69</b>	<b>50</b>	<b>32</b>	<b>14</b>	<b>20</b>	<b>28</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>946</b>

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 agosto de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 279 GBTUD en promedio, de los cuales 226 GBTUD corresponden a la región Interior y 53 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 180 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 146 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



	Generación Térmica Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	130	34	68	9	11	24	0
<b>INTERIOR</b>	59	146	83	47	47	1	8
<b>TOTAL Nacional</b>	189	180	151	56	58	25	8
<b>% Segmento</b>	20%	19%	16%	6%	6%	3%	1%

Fuente: 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 agosto observa una disminución del consumo del sector generación térmica de la costa e interior, debido a que el sistema de transmisión nacional superó los eventos presentados durante el mes de julio 2022.

TIPO DE USUARIO	Marzo 22		Abril 22		Mayo 22		Junio 22		Julio 22		Agosto 22		
	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
Comercial	Costa	0	10	0	11	0	10	0	10	0	10	0	11
	Interior	0	39	0	38	0	39	0	39	0	38	0	47
Generación Térmica	Costa	166	0	145	0	153	0	142	0	169	0	130	0
	Interior	64	0	65	0	62	0	64	0	65	0	59	0
GNVC	Costa	9	0	8	0	8	0	8	0	8	0	9	0
	Interior	47	1	45	1	47	1	46	1	45	1	46	1
Industrial	Costa	57	4	60	4	60	4	50	4	48	4	49	4
	Interior	195	31	204	32	199	31	195	32	201	31	201	25
Petroquímica	Costa	22	0	24	0	26	0	25	0	24	0	24	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Refinería	Costa	54	0	59	0	66	0	62	0	66	0	68	0
	Interior	68	0	74	0	76	0	72	0	78	0	83	0
Residencial	Costa	0	33	0	33	0	33	0	33	0	32	0	34
	Interior	0	147	0	143	0	147	0	150	0	145	0	146
Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0
	Interior	6	0	6	0	7	0	8	0	7	0	8	0
Subtotal UR/UNR	Marzo 22	956		953		970		944		973		946	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	309	48	298	48	314	48	289	47	316	46	280	49
Interior	381	218	393	213	391	217	386	222	396	215	398	219	
<b>TOTAL</b>	<b>956</b>		<b>953</b>		<b>970</b>		<b>944</b>		<b>973</b>		<b>946</b>		

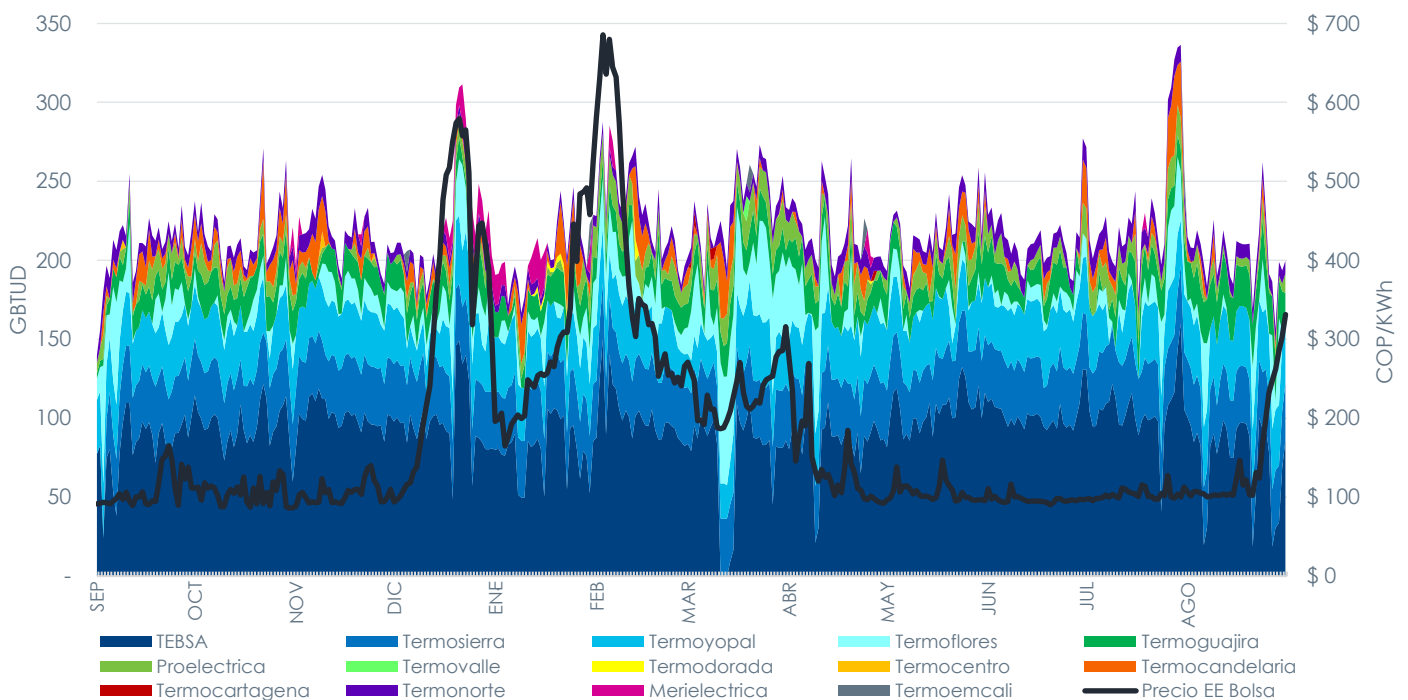
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

## 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 programa 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 agosto fue en promedio 204 GBTUD.

### Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



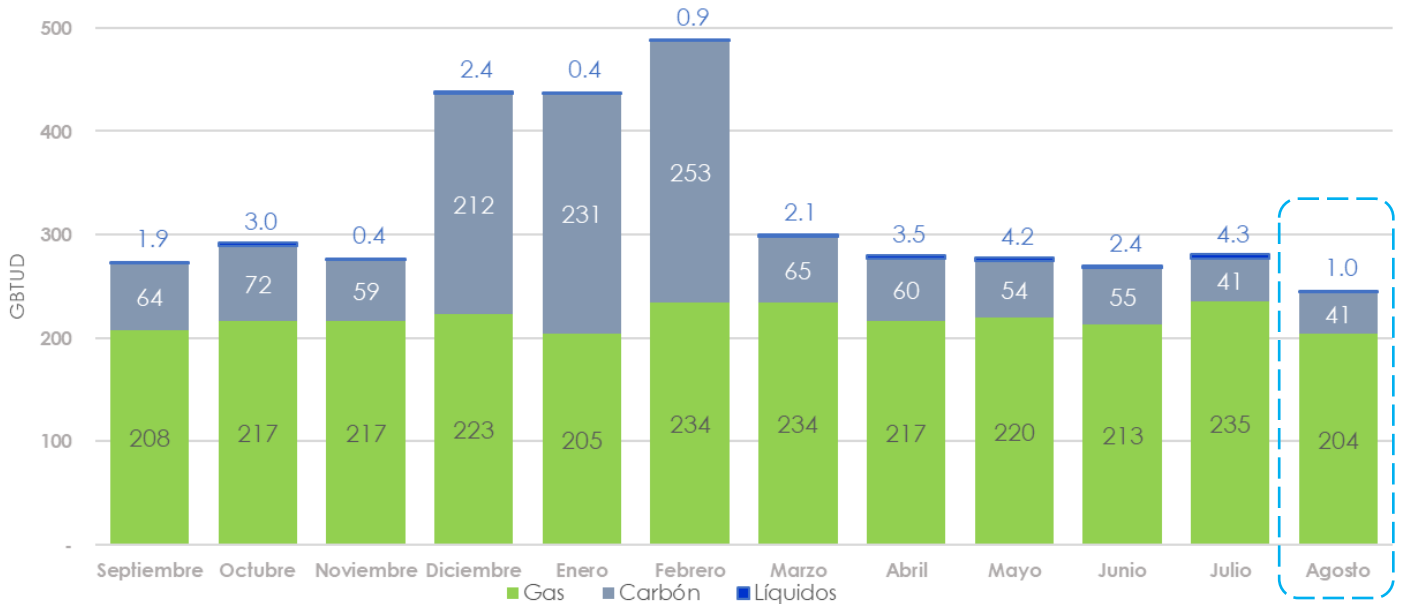
Fuente: SEGAS, XM. (no se incluye información de la central Tesorito)

Para el mes de agosto las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 156 GBTUD y 262 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (75 GBTUD), Termoyopal (38 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (26 GBTUD) y Termoflores (12 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 agosto el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 204 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 83.1% del total, carbón con 41 GBTUD (16.5%) y los combustibles líquidos consumieron 1.0 GBTUD (0.4%)

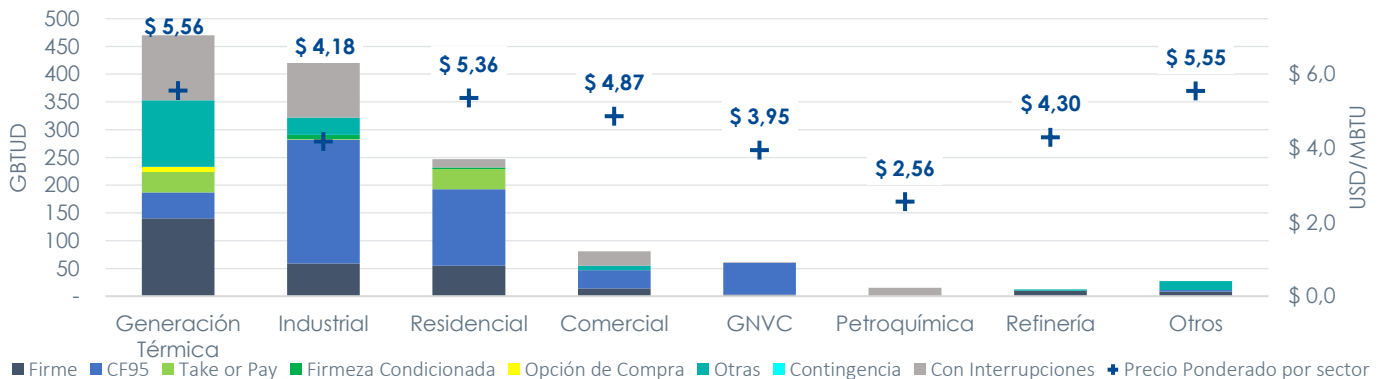
<sup>1</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

## Contratación vigente en agosto 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, esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



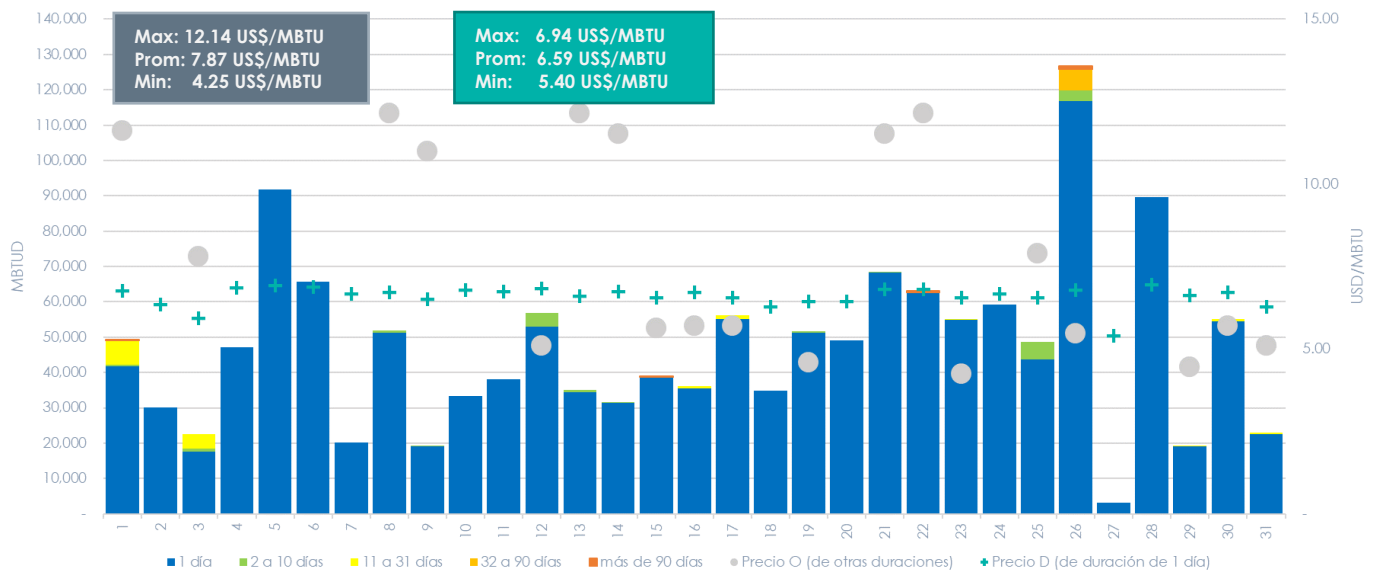
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la que predominan las modalidades que garantizan firmeza, mientras los sectores industrial y comercial incorporan la modalidad "Con interrupciones" en una proporción relevante para complementar la contratación con firmeza. Se destaca la pluralidad de modalidades contractuales asociadas a la generación térmica, que representa el segmento con mayor sofisticación en su contratación, la cual se puede explicar en la diversidad de perfiles de consumos de las diferentes plantas termoeléctricas y sus estrategias para afrontar la probabilidad de ser despachadas en el mercado eléctrico. El sector refinería registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

# IV. MERCADO SECUNDARIO

## Suministro

El mercado secundario en el mes de agosto registró 573 operaciones la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (537). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.40 USD/MBTU (agosto 27) y 6.94 USD/MBTU (agosto 28) para las transacciones de duración de **1 día**; El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.69 USD/MBTU.

Transacciones mercado secundario agosto– Suministro



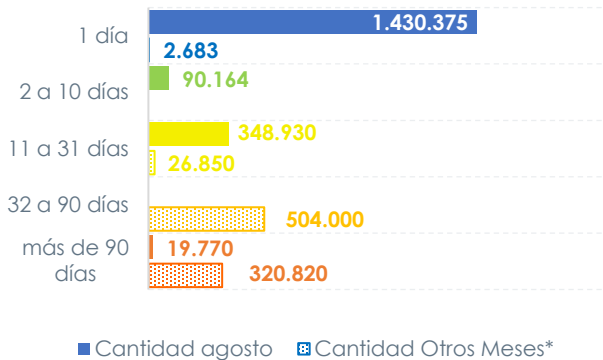
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

## Número de operaciones en agosto – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	Día del mes																															TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)	
	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			
1 día	13	17	15	20	26	18	8	26	14	14	15	18	11	10	12	15	23	21	22	22	15	21	22	19	23	24	4	23	13	21	12	537	\$ 6.69	
2 a 10 días	1	2					1	1				3	1	1			23	21		1	1	1			1	2						16	\$ 7.12	
11 a 31 días	5	1													1	1	1						1						1	1	2	14	\$ 9.53	
32 a 90 días																										1							1	\$ 8.60
más de 90 días	2														1							1				1						5	\$ 7.70	
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>8</b>	<b>27</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>21</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>24</b>	<b>28</b>	<b>4</b>	<b>23</b>	<b>14</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>573</b>	<b>\$ 6.73</b>	

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** que representan el 93.7% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 26 de agosto con 28 transacciones equivalentes al 4.8% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos a mediano plazo, negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en agosto – 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 **75.7% (1,430,375 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en agosto **(1,889,239 MBTU)**. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados **(340,590 MBTU)** se asocian a entregas para todo el año gas (agosto 1 de 2022 a noviembre 30 de 2022).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **68.9 %** de las cantidades negociadas.

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

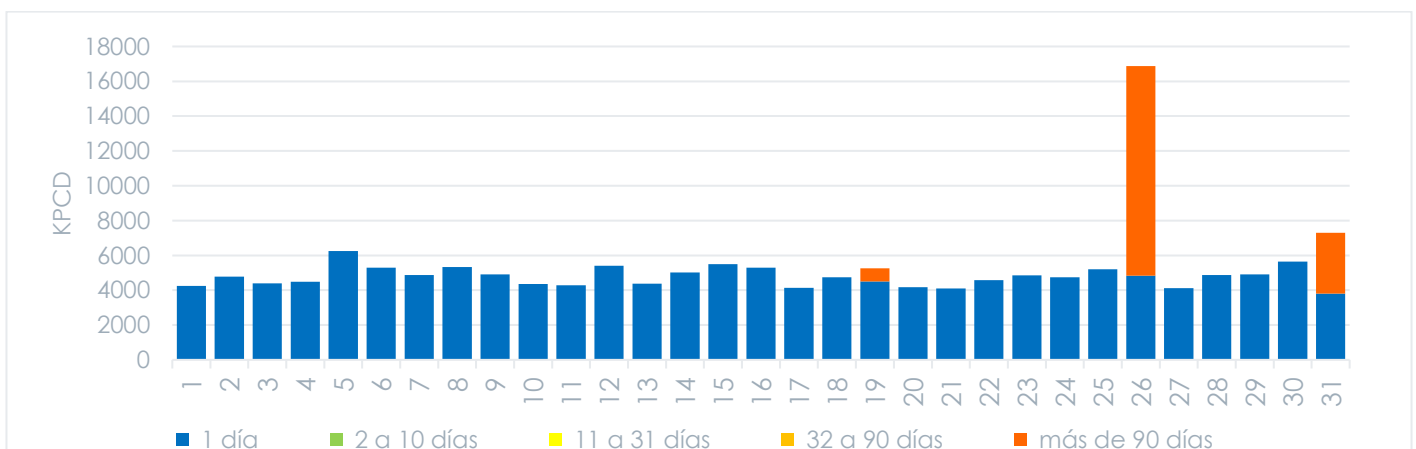
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Mamonal con 660,923 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **Firme** (1,459,770 MBTUD) equivalente al 99.3% del total de las cantidades negociadas, mientras que las modalidades **“Con interrupciones”** y **“contingencia”** registraron (6,000 MBTUD) y (5,000 MBTUD) respectivamente equivalentes al 0.7 % de las cantidades transadas. Ballena (139) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Mamonal (127) y Cusiana (122). Los puntos No SNT registraron 16 operaciones).



## Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 410 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (406).

## Transacciones mercado secundario agosto – Transporte

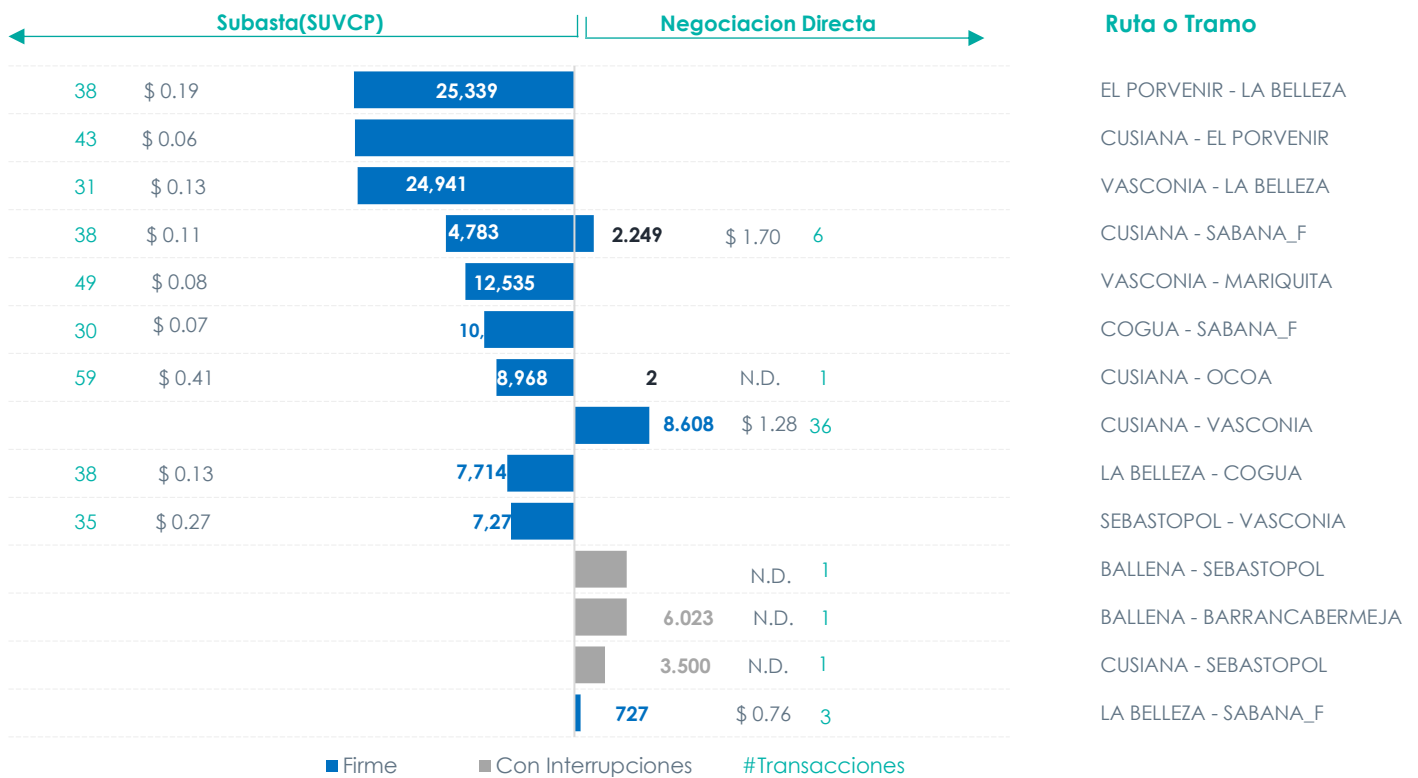


## Número de operaciones en agosto – Transporte

Duración contrato	Día del mes																															TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
	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		
1 día	13	12	12	13	19	14	12	15	14	14	12	11	11	11	14	15	11	14	13	11	13	13	12	13	14	13	12	13	14	18	10	406	\$ 0.24
2 a 10 días																																-	-
11 a 31 días																																-	-
32 a 90 días																																-	-
más de 90 días																																4	\$ 1.62
<b>TOTAL</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>410</b>	<b>\$ 0.38</b>

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,774 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 5 de agosto con 19 transacciones, equivalentes al 4.6% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

## Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – USD/KPC



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

Del total de transacciones, 361 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 49 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (16.5% del total del mes); también se destaca el tramo EL PORVENIR - LA BELLEZA para el cual se transó 25,339 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA – OCOA con 60 transacciones (en su mayoría asignadas por subasta SUVCP), seguido por VASCONIA – MARIQUITA con 49 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en agosto

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 SNT	Firme		Con Interrupciones		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Confingencia		Total
		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)
Interior	Cusiana	99.7	\$ 4.99	47.5	\$ 4.55			0.5	N.D.					147.7
	Barranca	1.0	\$ 5.20	3.3	N.D.									4.3
	Vasconia	12.9	\$ 5.31	2.5	N.D.									15.4
	Sebastopol	5.1	\$ 4.76	12.5	\$ 5.94									17.6
	Gibraltar	3.2	\$ 4.72											3.2
	Caramelo	2.2	\$ 6.09	0.2	N.D.									2.4
	Mariquita	0.1	\$ 7.96											0.1
Costa	Jobo			131.0	\$ 5.31									131.0
	Ballena	64.0	\$ 6.52	19.5	\$ 6.00							8.0	\$ 7.43	91.5
	Mamonal	29.8	\$ 6.17					17.0	N.D.	12.5	N.D.			59.3
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurinca	26.7	\$ 7.02							1.1	N.D.			27.8
	La Creciente	0.5	N.D.			26.2	N.D.							26.7
	Hocol	7.5	\$ 5.23											7.5
	Bullerengue	3.1	\$ 4.92											3.1
	No SNT*	19	\$ 7.60	4.9	\$ 4.47									23.9
	<b>Total general</b>	<b>274.5</b>	<b>\$ 5.87</b>	<b>221.3</b>	<b>\$ 5.22</b>	<b>52.4</b>	<b>\$ 6.23</b>	<b>17.5</b>	<b>\$ 6.93</b>	<b>13.7</b>	<b>\$ 7.53</b>	<b>8</b>	<b>\$ 7.43</b>	<b>587.4</b>
<b>Total (%)</b>		<b>46.7%</b>		<b>37.7%</b>		<b>8.9%</b>		<b>3.0%</b>		<b>2.3%</b>		<b>1.4%</b>		

\*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.

## Curva de precios por modalidad

\*Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto Con Interrupciones presenta el valor más bajo con 5.22 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.53 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.4% de la contratación total nacional de 495.8 GBTUD vigente en el mercado secundario para el mes.

### 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. OFERTA. 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 partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no 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 petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima.

#### 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 Oferta y Demanda.

La información de Oferta 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.

Contáctenos para más información: [gestordegas@bolsamercantil.com.co](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural