



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

OCTUBRE 2022

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. 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 del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) presentó una reducción del 13% (138 GBTUD) respecto al mes de septiembre (1,104 GBTUD), ubicándose en 966 GBTUD en octubre. Es importante resaltar que en este mes se realizó el mantenimiento programado en el campo Cusiana. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 71.6% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.48 USD/MBTU y 4.71 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: 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, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Cusiana-Apiay, Floreña-Yopal y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en octubre fue de 830 GBTUD, disminuyendo un 13% por debajo de la demanda registrada en el mes de septiembre (952 GBTUD), explicado principalmente por la disminución de los consumos en los sectores industrial, generación térmica y refinería asociado principalmente al mantenimiento de Cusiana llevado a cabo del 8 al 19 de octubre.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 11.4% pasando de 568 en septiembre a 503 en octubre de 2022; las negociaciones de transporte disminuyeron 7.3%, pasando de 379 en septiembre a 351 en octubre de 2022. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en octubre, la modalidad Firme registra un valor de 6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 5.37 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 **octubre**.

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	143	4	147	48%
Cupiagua****	258	264	-	264	102%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	135	113	-	113	84%
Floreña	73	11	60	71	97%
Nelson	41	17	5	22	54%
Bloque VIM 5***	98	94	2	96	98%
Gibraltar	42	41	-	41	98%
Bonga/Mamey	36	32	-	32	89%
Otras Fuentes	220	110	66	176	80%
Potencial Producción Nacional	1,211	825	137	962	79%
Planta Regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
Total	1,611	829	137	966	-

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

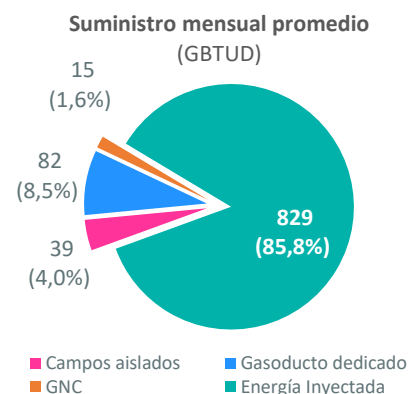
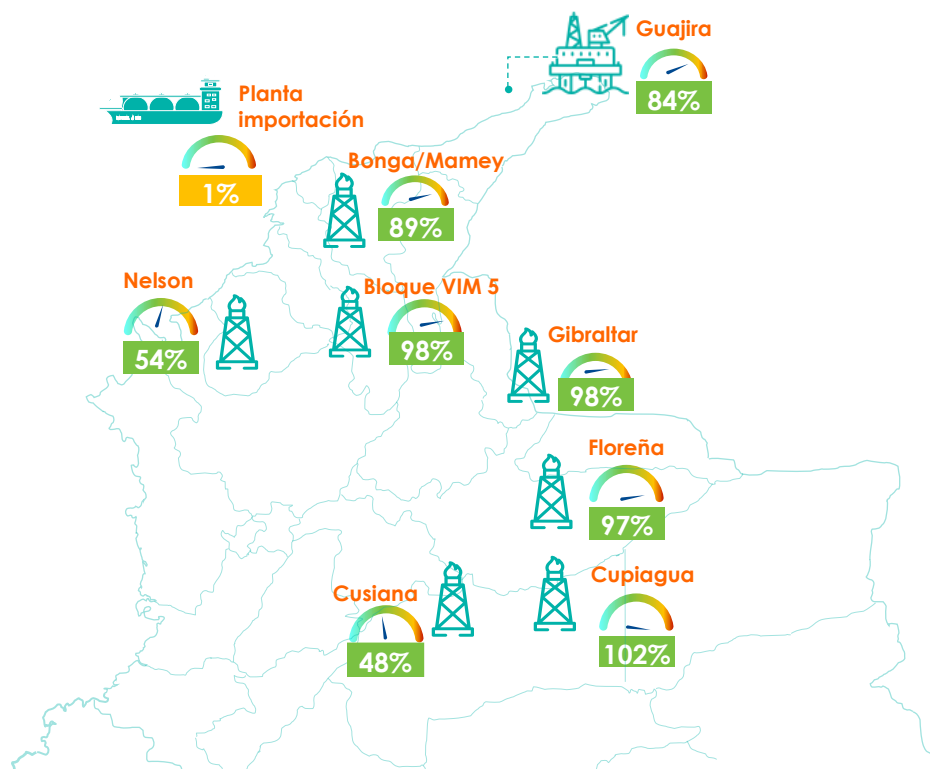
* Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

** Capacidad total de la planta de regasificación.

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

**** Para octubre se observa que el suministro promedio supera el Potencial de Producción, influenciado por el mantenimiento de Cusiana.

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



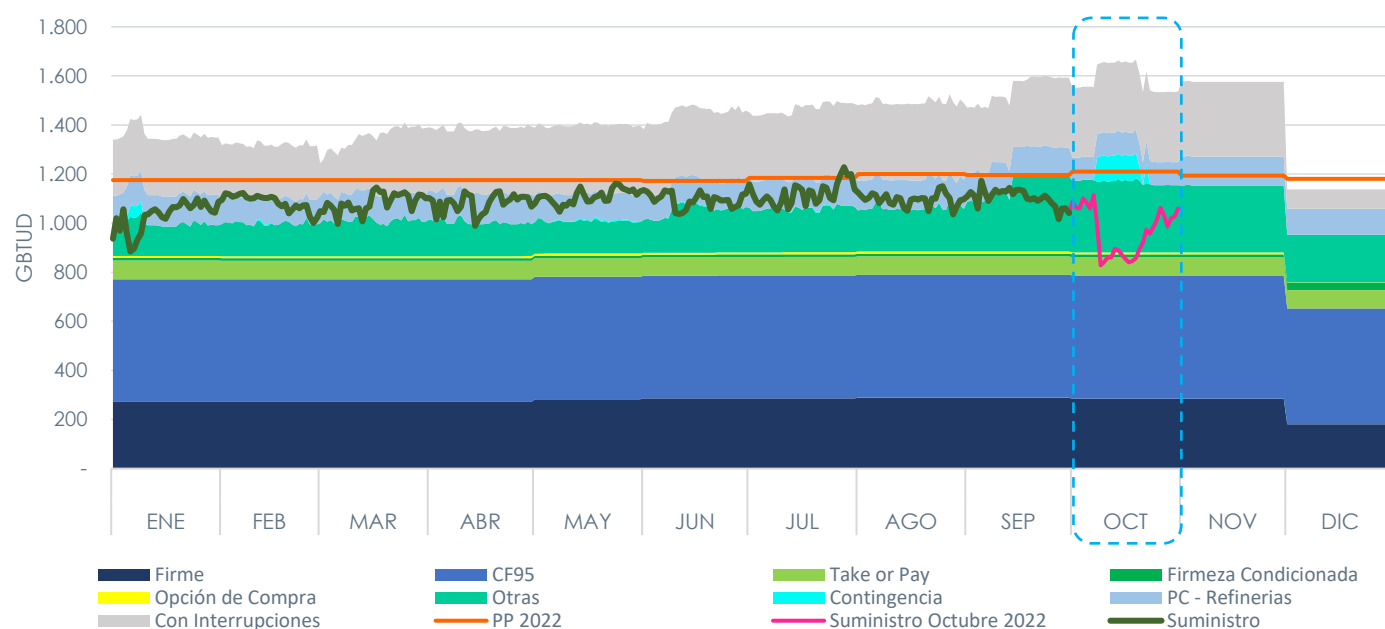
La relación de suministro en el mes de octubre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **79%**.

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 octubre que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 1,211 GBTUD, mientras la modalidad “**Con interrupciones**” registró 286 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **966 GBTUD**, con oscilaciones entre **828 GBTUD (mín.)** y **1,114 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro presentaron un decrecimiento como consecuencia del mantenimiento programado para Cusiana, y se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,211 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	1,196	1,211	1,193	1,181
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051	1,036	1,016	828		
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121	1,097	1,104	966		
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228	1,150	1,173	1,114		
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,061	1,156	1,211	1,152	953
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	120	119	116	94	118	106
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	284	309	272	286	305	79

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 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. Inyección 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. 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/oferta-por-campo>).

Contratación vigente por campo y por modalidad en octubre

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 ¹		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			207	\$ 4.24									4	\$ 4.80			211
	Cupiagua			186	\$ 4.65									8	\$ 5.26	31	\$ 5.09	225
	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.									3	\$ 5.09	36
	Otros Interior ²	17	\$ 4.09	15	\$ 5.40									40	\$ 4.62			72
Costa	Ballena			10	\$ 5.59									11	\$ 4.86	5	\$ 5.09	26
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52									6	N.D.	2	\$ 5.40	44
	Bloque VIM 5 ³	96	\$ 5.28									67	\$ 8.12	32	\$ 7.38			195
	Bonga Mamey			9	\$ 3.75	26	N.D.							112	\$ 4.10			147
	B. Esperanza PE ⁴	36	\$ 4.50									80	N.D.	5	N.D.			121
	Bullerengue	15	N.D.	16	\$ 4.50									16	\$ 4.63			47
	Otros Costa ⁵	41	\$ 6.07	2	N.D.							140	\$ 9.57	19	\$ 3.97			202
	Otros C. Aislados ⁶	8	\$ 2.50			4	N.D.							25	\$ 3.20			37
	Otros C. Aislados- MM ⁷	11	\$ 3.45					3	\$ 2.79					8	\$ 1.53	3	\$ 5.09	25
Total		284	\$ 4.71	502	\$ 4.56	75	\$ 5.12	11	\$ 3.52	8	N.D.	286	\$ 8.79	286	\$ 4.48	44	\$ 5.10	1497
Total (%)		19.0%		33.5%		5.0%		0.7%		0.5%		19.2%		19.1%		2.9%		100%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).

² Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

⁴ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuat, Cañadonga

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbé y Toronja.

⁶ 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 Toquí Toquí.

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

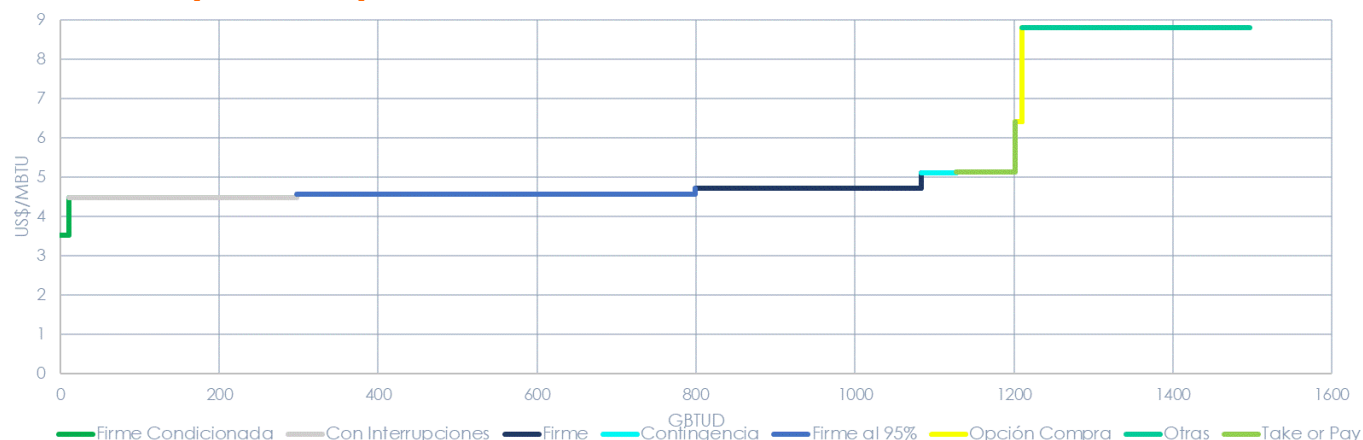
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 octubre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,497 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (502 GBTUD), **ii)** Firme (284 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (286 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **71.6%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Firmeza Condicionada, con 8 GBTUD y 11 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.

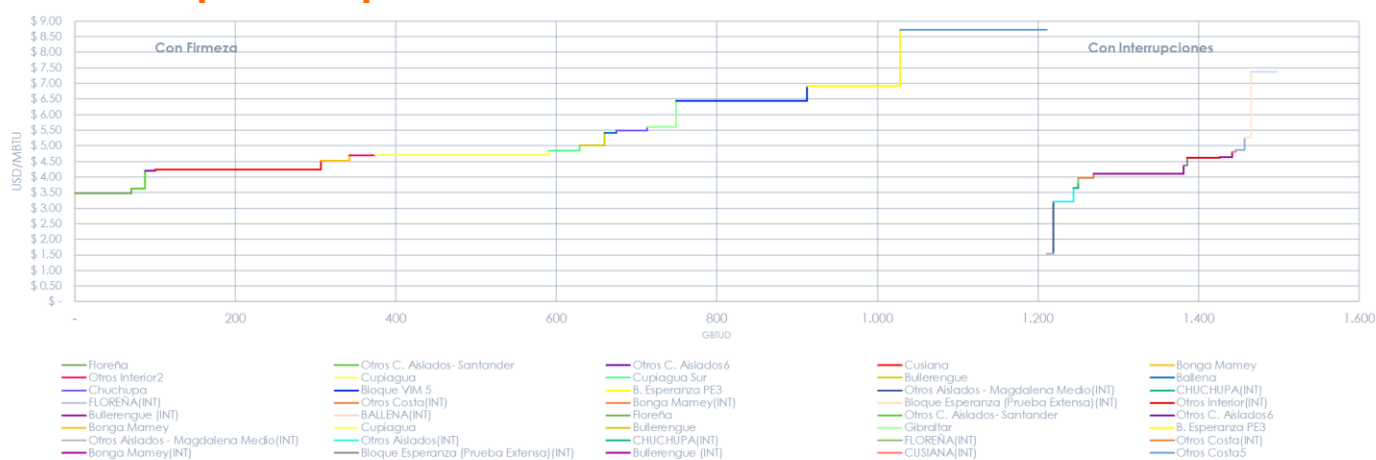
Curva de precios por modalidad



*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 8.79 USD/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 71.6% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.48 USD/MBTU y 4.71 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 (1,211 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "Con Interrupciones" (286 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 - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMMP	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	282,600	276,767	4,333	2%	\$847.00	19,862	54,192	93,591
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	704,140	18,063	2%	\$913.00	49,155	110,640	170,827
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	685,485	11,218	2%	\$1,314.00	98,304	146,163	176,812
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,229	3,280	2%	\$149.00	89,334	106,908	140,096
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,842	2,603	1%	\$1,875.00	146,356	188,041	226,666
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	189,145	-	0%	\$1,995.00	101,972	151,332	177,315
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	90,499	1	0%	\$808.00	25,205	32,704	37,006
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$20,016.00	-	536	1,735
	9	APIAY-OCOIA	7	22,020	17,486	4,534	21%	\$0.47	12,467	14,376	15,547
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$0.94	131	281	3,693
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$0.62	35,379	53,225	64,830
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	104,582	147,418	57%	\$1.29	27,717	75,388	126,287
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	-	0%	\$5,815.58	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	128,371	204,629	61%	\$0.38	45,670	69,249	100,731
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,556	9,996	64%	\$2,866.88	3,839	4,723	5,568
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$5,205.55	3,470	3,925	4,323
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$0.46	102,965	144,931	162,905
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	58,540	4,619	7%	\$0.65	4,492	24,136	40,749
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	459,068	1,010	0%	\$0.08	202,910	337,648	461,244
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	472,500	457,754	4,824	1%	\$0.69	201,186	336,087	459,583
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	5,000	5,738	53%	\$11,537.00	1,091	1,213	1,332
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$3,441.01	1,181	1,344	1,506
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,670	1,491	9%	\$4,571.00	10,711	11,704	12,751
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,152	53,592	84%	\$0.89	9,692	12,581	15,855
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	44,346	5,052	10%	\$9,083.14	37,814	38,495	39,080
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,805	3,105	24%	\$1.90	7,244	9,185	9,876
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$8,804.09	838	928	1,023
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,110	219,716	3,394	2%	\$0.24	105,668	147,819	165,817
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	301,083	292,620	3,805	1%	\$0.45	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	21,953	15,503	6,450	29%	\$0.97	13,063	15,147	16,233
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,855	49,997	30%	\$0.76	57,356	80,383	94,496
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$25,055.71	288	330	398
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$0.27	42,487	62,493	75,355
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$8,100.70	2,280	3,079	4,072
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$5,579.73	2,873	3,528	4,247
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,742	13,660	18%	\$5,074.33	39,341	55,510	64,166
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	211,294	137,706	39%	\$0.17	949	77,198	166,595
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$19,532.62	189	224	238
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,221	51,471	27%	\$0.31	75,147	100,878	115,602
	40	YOPAL-MORICAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$0.51	4,391	4,829	5,512
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$0.08	25,888	39,600	48,983

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo, en color **naranja** se resaltan los valores en USD. 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. 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.

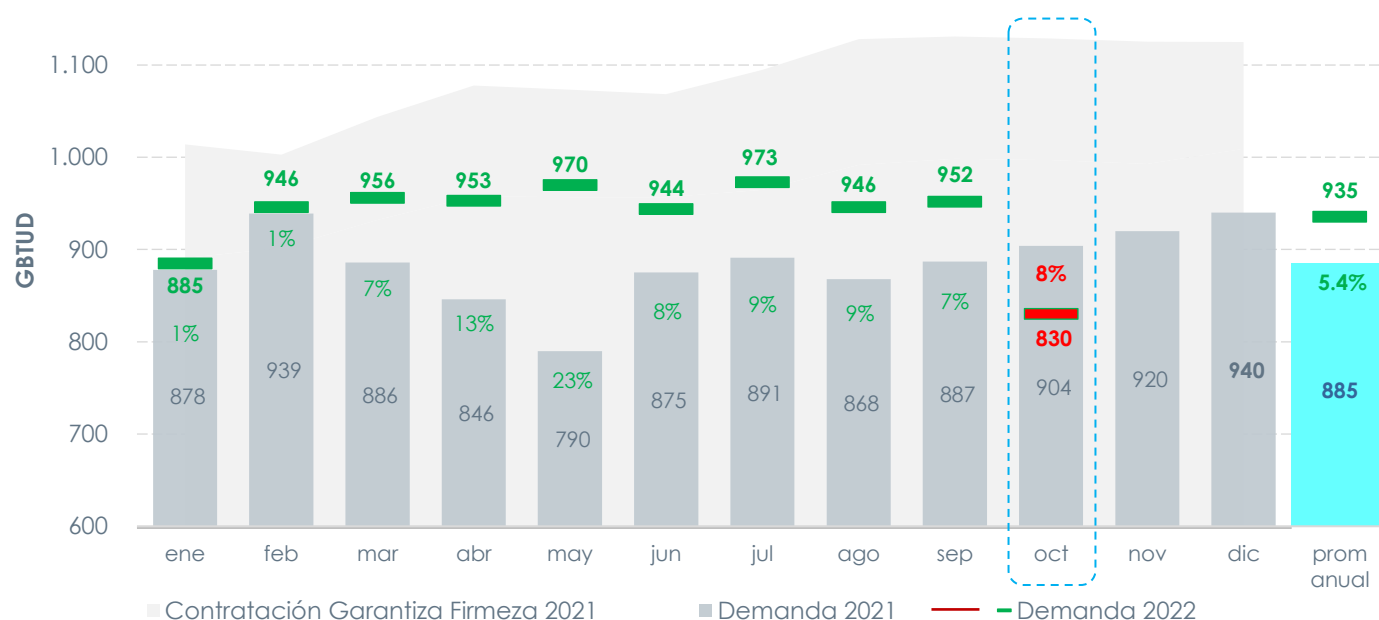
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de octubre se observa una demanda promedio de **830** GBTUD, esto es **8% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 904 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **935** GBTUD, superando en un 5.4% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en octubre la demanda **térmica** fue **70** GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en **5** GBTUD.



Fuente: SEGAS.

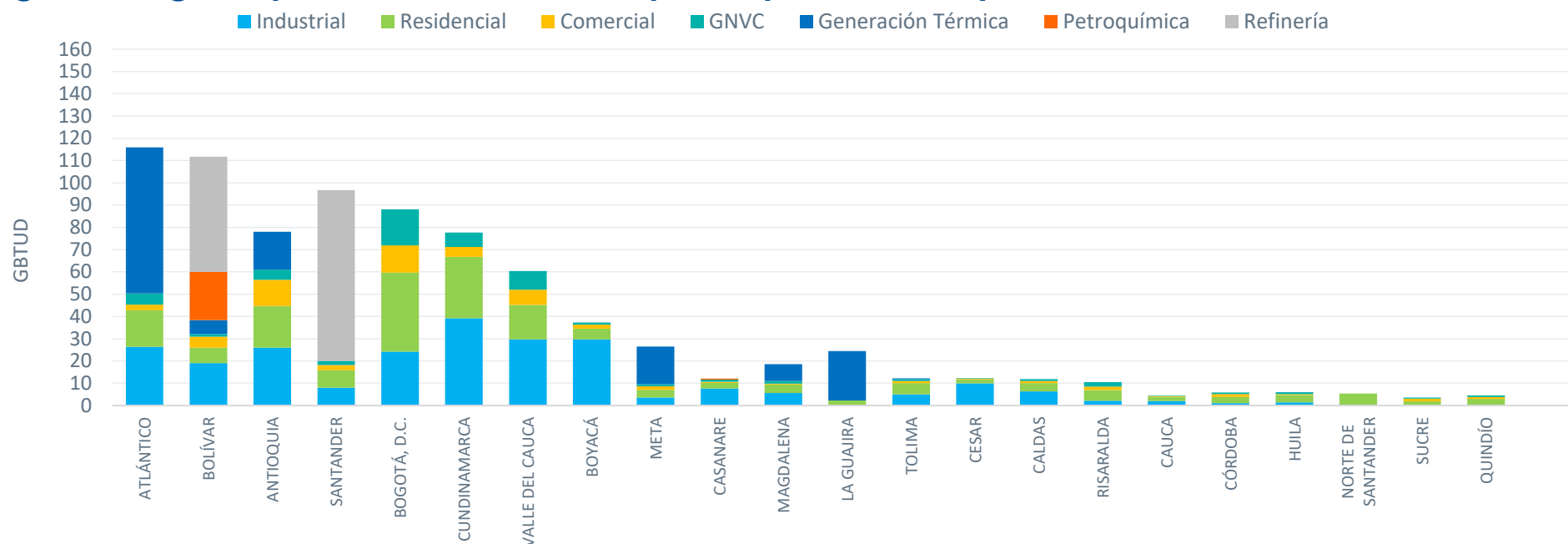
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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	187 765	136 694		

Térmica
 No Térmica

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

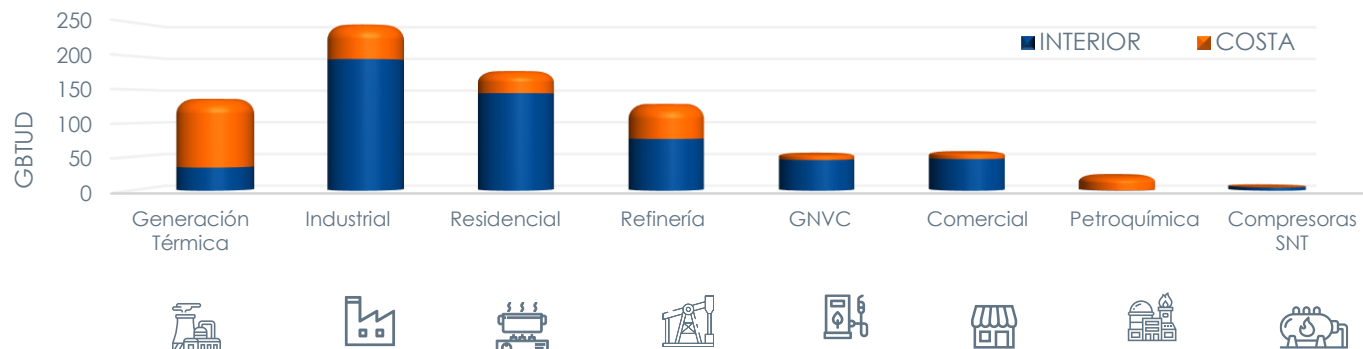


	Residencial	16.4	7.0	18.7	7.7	35.5	27.6	15.5	4.7	3.5	2.5	3.8	2.2	5.0	1.8	3.7	4.9	2.0	2.7	3.4	5.4	1.7	2.6	178
	Comercial	2.5	4.9	11.9	2.4	12.2	4.4	6.9	1.9	1.5	0.5	0.4	0.0	1.0	0.4	1.0	1.6	0.3	1.4	0.3	0.0	1.2	0.8	57
	Industrial	26.3	19.0	26.0	8.1	24.2	39.2	29.7	29.8	3.5	7.7	5.6	0.0	5.0	10.0	6.3	2.1	2.0	1.1	1.4	0.0	0.2	0.3	248
	GNVC	5.1	1.2	4.6	1.8	16.2	6.5	8.3	0.9	1.0	1.0	1.2	0.0	0.8	0.3	0.8	2.0	0.3	0.6	0.9	0.0	0.5	0.8	55
	Generación Térmica	65.5	6.2	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.0	0.0	7.6	22.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	136
	Refinería	0.0	51.7	0.0	76.7	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	129
	Petroquímica	0.0	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22
	Compresoras	0.0	0.2	0.2	1.6	0.0	0.2	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	6
	TOTAL	116	112	78	98	88	78	60	39	27	12	19	25	13	13	12	11	5	6	6	5	4	5	830

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 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 248 GBTUD en promedio, de los cuales 195 GBTUD corresponden a la región Interior y 53 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 178 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 145 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



COSTA	102	53	33	52	9	10	22	1
INTERIOR	34	195	145	77	46	47	0	5
TOTAL Nacional	136	248	178	129	55	57	22	6
% Segmento	16%	30%	21%	16%	7%	7%	2%	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 octubre se observa una disminución del consumo del sector Industrial y Generación Térmica principalmente del interior; así como el sector Refinería de la costa e interior, asociado principalmente por el mantenimiento de Cusiana llevado a cabo del 8 al 19 de octubre. La disminución del consumo del sector Generación Térmica en la costa está asociada al comportamiento de la dinámica de la generación térmica de la Región.

TIPO DE USUARIO			Mayo 22		Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22	
			UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	10	0	10	0	10	0	11	0	11	0	10
		Interior	0	39	0	39	0	38	0	47	0	48	0	47
	Generación Térmica	Costa	153	0	142	0	169	0	130	0	136	0	102	0
		Interior	62	0	64	0	65	0	59	0	51	0	34	0
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	47	1	46	1	45	1	46	1	47	1	45	1
	Industrial	Costa	60	4	50	4	48	4	49	4	49	5	48	4
		Interior	199	31	195	32	201	31	201	25	197	25	170	25
	Petroquímica	Costa	26	0	25	0	24	0	24	0	23	0	22	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
	Refinería	Costa	66	0	62	0	66	0	68	0	71	0	52	0
		Interior	76	0	72	0	78	0	83	0	89	0	77	0
	Residencial	Costa	0	33	0	33	0	32	0	34	0	34	0	33
		Interior	0	147	0	150	0	145	0	146	0	147	0	145
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0
		Interior	7	0	8	0	7	0	8	0	7	0	5	0
Subtotal UR/UNR			Mayo 22		Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	314	48	289	47	316	46	280	49	289	49	234	47
		Interior	391	217	386	222	396	215	398	219	392	222	331	218
TOTAL			970		944		973		946		952		830	

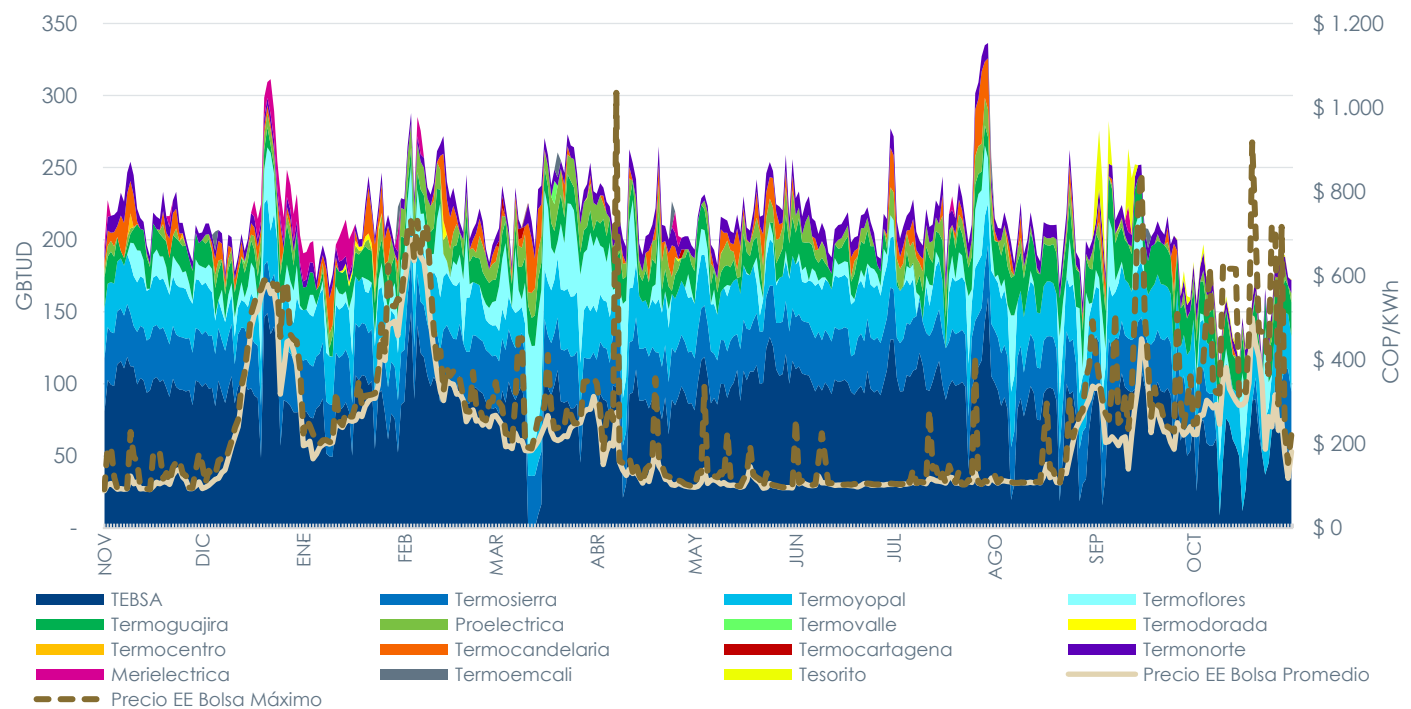
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 octubre fue en promedio 157 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



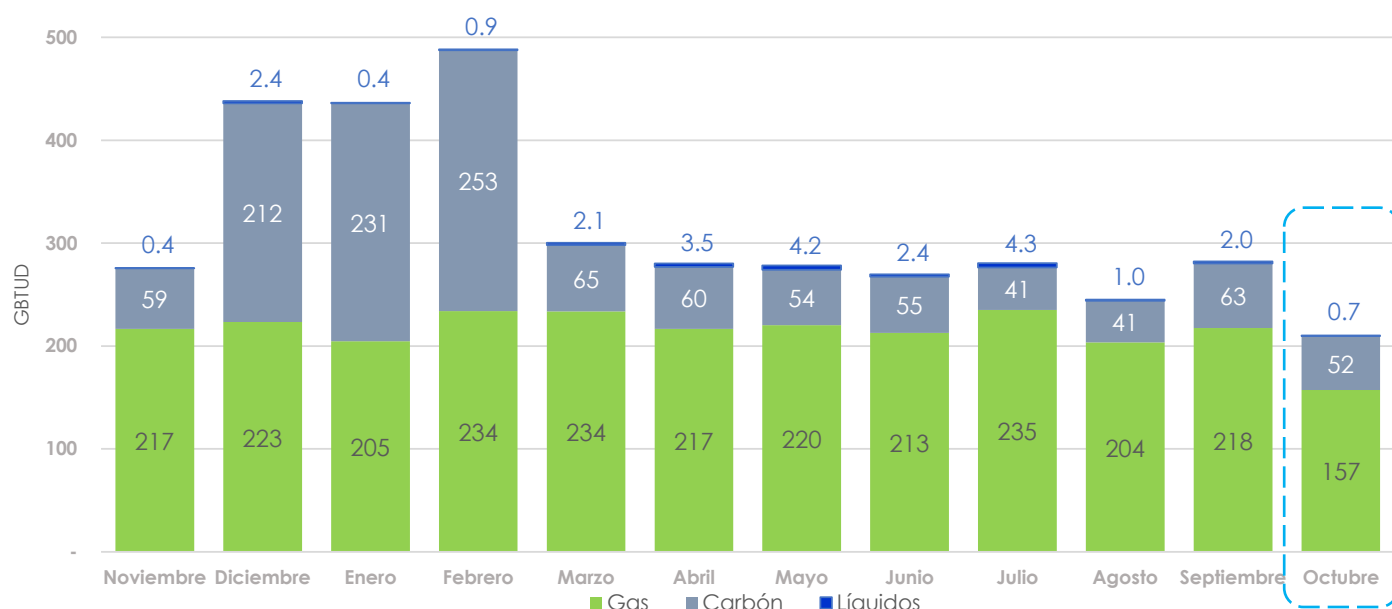
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de octubre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 112 GBTUD y 197 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (57 GBTUD), Termoyopal (37 GBTUD), Termoguajira (22 GBTUD), Termosierra (17 GBTUD), y Termoflores (8 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 157 GBTUD¹ que representó el 74.8% del total, carbón con 52 GBTUD (24.8%) y los combustibles líquidos consumieron 0.7 GBTUD (0.3%).

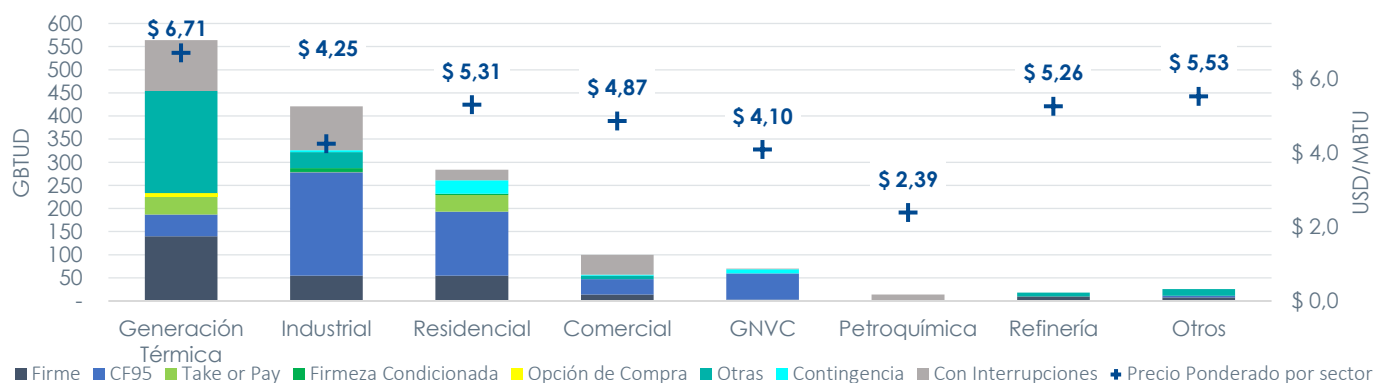
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en octubre 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).



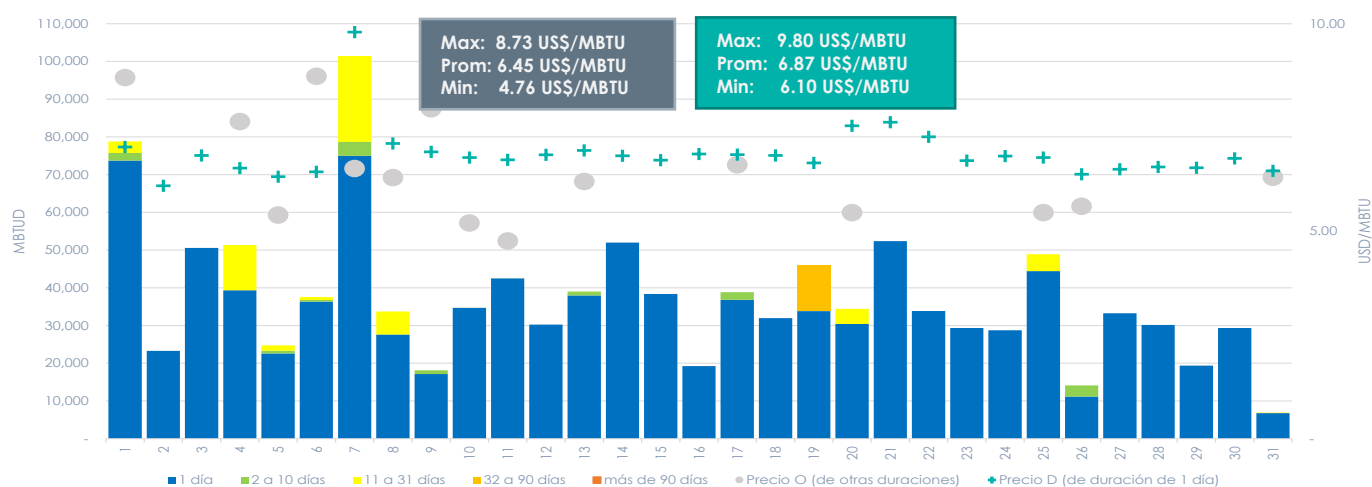
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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. El sector refinería registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de octubre registró 503 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (459). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 6.10 USD/MBTU (octubre 2) y 9.80 USD/MBTU (octubre 7) para las transacciones de duración de **1 día**. El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.99 USD/MBTU.

Transacciones mercado secundario octubre– Suministro



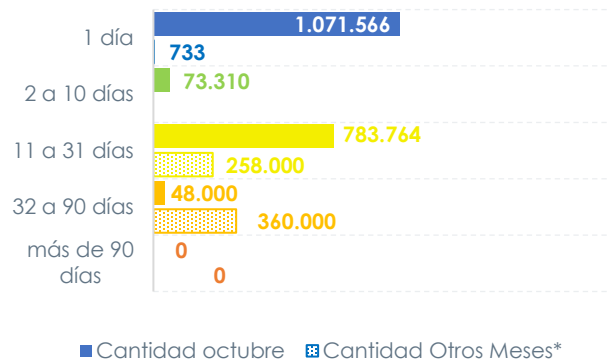
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en octubre – Suministro

Día del mes	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	Promedio mes (USD/MBTU)
Duración contrato																																	
1 día	18	15	21	19	24	22	35	16	9	14	13	11	17	16	14	9	13	15	11	14	16	12	10	11	17	13	19	11	8	11	5	459	\$7.03
2 a 10 días	1				1	1	3		1	1	2		1				1								1							13	\$6.37
11 a 31 días	3			2	1	2	15	3												1				1							1	29	\$6.79
32 a 90 días																		2														2	\$5.43
más de 90 días																																-	\$ -
TOTAL	22	15	21	21	26	25	53	19	10	15	15	11	18	16	14	9	14	15	13	15	16	12	10	11	18	14	19	11	8	11	6	503	\$ 6.99

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 91.2% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 7 de octubre con 53 transacciones equivalentes al 10.5% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos de un evento de mantenimiento y contratos de 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 octubre – MBTU

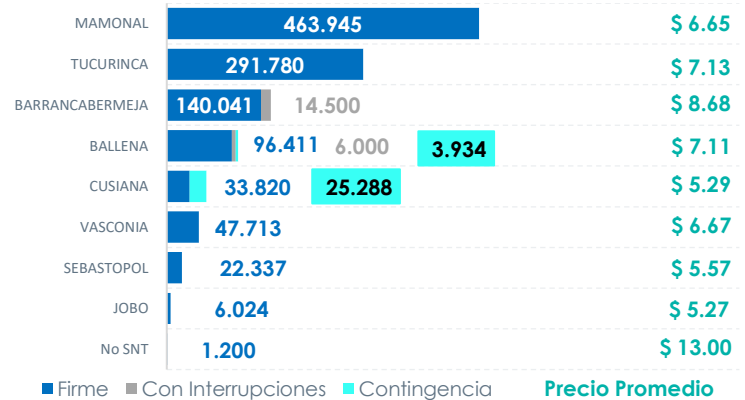


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **54.2%** (**1,071,566 MBTU**) del volumen total transado para ejecutarse en octubre (**1,976,640 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra volúmenes transados (**0 MBTU**).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **76.2%** de las cantidades negociadas.

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

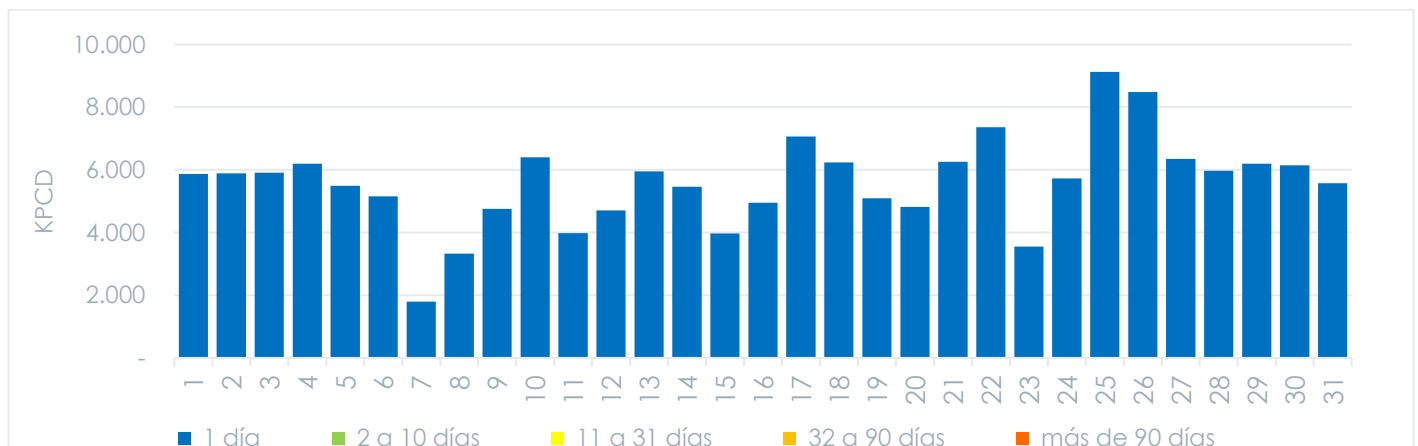
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 463,945 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,103,271 MBTUD, equivalente al 95.7% del total de las cantidades negociadas, mientras que las modalidades "**Con interrupciones**" y "**Contingencia**" registraron 20,500 MBTUD y 29,222 MBTUD respectivamente, equivalente al 4.3 % de las cantidades transadas. Cusiana (160) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Mamonal (95) y Tucurínca (78). Los puntos No SNT registraron 5 operaciones.



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 351 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las únicas transadas (351).

Transacciones mercado secundario octubre – Transporte



Número de operaciones en octubre – Transporte

Día del mes	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	Promedio mes (USD/KPC)
Duración contrato																																	
1 día	14	13	13	16	11	10	4	5	12	11	8	14	12	8	5	5	7	8	12	11	14	15	9	9	18	19	16	15	12	12	13	351	\$ 0.20
2 a 10 días																																-	\$ -
11 a 31 días																																-	\$ -
32 a 90 días																																-	\$ -
más de 90 días																																-	\$ -
TOTAL	14	13	13	16	11	10	4	5	12	11	8	14	12	8	5	5	7	8	12	11	14	15	9	9	18	19	16	15	12	12	13	351	\$ 0.20

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,607 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 26 de octubre con 19 transacciones, equivalentes al 5.4% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Subasta(SUVCP)				Negociación Directa			Ruta o Tramo
29	\$ 0.07	38,806	1.417	\$ 0.18	3		SEBASTOPOL - VASCONIA
44	\$ 0.41	16,358	925	\$ 1.71	2		CUSIANA - SABANA_F
33	\$ 0.08	15,432					VASCONIA - MARIQUITA
36	\$ 0.11	15,193	201	N.D.	1		COGUA - SABANA_F
21	\$ 0.19	14,233					EL PORVENIR - LA BELLEZA
59	\$ 0.27	14,066	34	\$ 1.32	2		CUSIANA - OCOA
22	\$ 0.06	14,050					CUSIANA - EL PORVENIR
16	\$ 0.13	13,897					VASCONIA - LA BELLEZA
45	\$ 0.07	13,119					LA BELLEZA - COGUA
13	\$ 0.35	3,303	38	\$ 0.35	3		BALLENA - BARRANCABERMEJA
8	\$ 0.13	3,341					BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL
			2.537	N.D.	1		VASCONIA - YUMBO/CALI
			2.003	N.D.	1		JOBO - CARTAGENA
3	\$ 0.13	1,101					LA BELLEZA - VASCONIA
			1.018	N.D.	1		LA BELLEZA - SABANA_F
			1.003	N.D.	1		VASCONIA - SEBASTOPOL
5	\$ 0.37	929					CUSIANA - VASCONIA
1	N.D.	499	301	N.D.	1		CUSIANA - LA BELLEZA

■ Firme

■ Con Interrupciones

#Transacciones

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

Del total de transacciones, 335 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 16 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (5.5% del total del mes); también se destaca el tramo SEBASTOPOL – VASCONIA para el cual se transó 40,223 KPCD su totalidad en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - OCOA con 61 transacciones (59 asignadas por subasta SUVCP y 2 mediante negociación directa), seguido por CUSIANA - SABANA_F con 46 transacciones (44 asignadas por subasta SUVCP y 2 mediante negociación directa). 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).

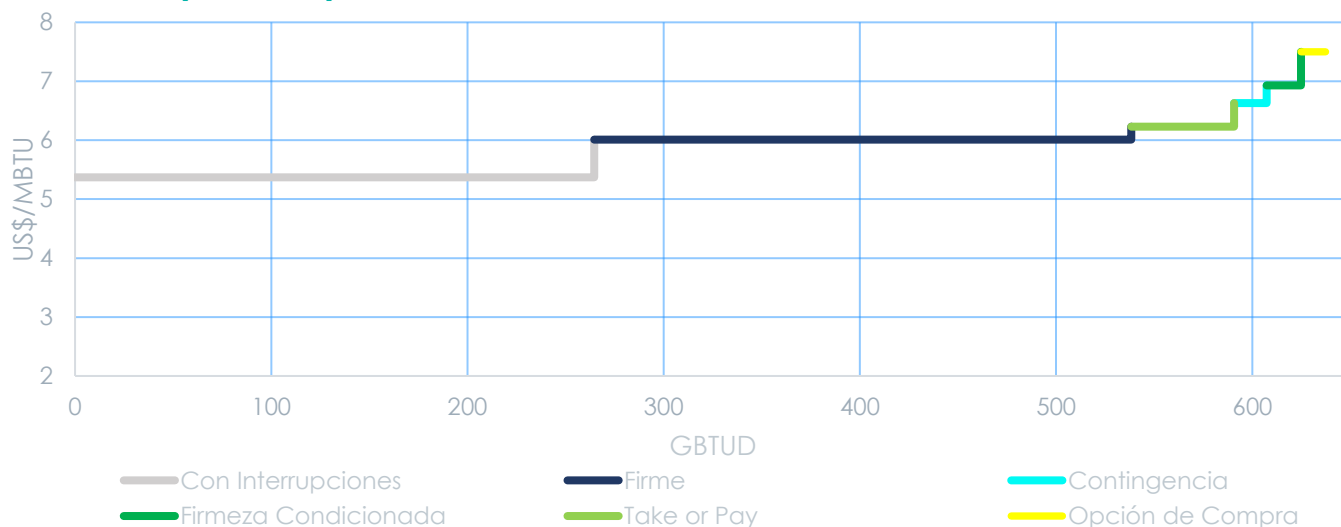
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en octubre

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		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)
Interior	Cusiana	97.4	\$ 5.00	48.4	\$ 4.54			0.5	N.D.			8.0	\$ 5.93	154.2
	Barranca	6.3	\$ 9.10	32.7	\$ 5.75									39.0
	Vasconia	12.6	\$ 5.51	2.5	N.D.									15.1
	Sebastopol	1.8	\$ 5.62	12.5	\$ 5.94									14.3
	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	0.2	\$ 5.27	131.0	\$ 5.31									131.2
	Ballena	62.4	\$ 6.60	32.5	\$ 6.44							8.6	\$ 7.28	103.5
	Mamonal	25.2	\$ 5.95					17.0	N.D.	12.5	N.D.			54.7
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurín	33.9	\$ 7.07											33.9
	La Creciente	0.5	N.D.			26.2	N.D.							26.7
	Hocol	7.5	\$ 5.23											7.5
	Bullerengue	1.7	\$ 4.58											1.7
	No SNT*	18.7	\$ 7.43	4.88	\$ 4.47									23.5
	Total general	273.7	\$ 6.01	264.6	\$ 5.37	52.4	\$ 6.23	17.5	\$ 6.93	12.5	N.D.	16.6	\$ 6.63	637.3
Total (%)		42.9%		41.5%		8.2%		2.7%		2.0%		2.6%		

*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 5.37 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.40 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.5% de la contratación total nacional de 538.3 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, Termonte, 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
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural