



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

NOVIEMBRE 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 un incremento del 9% (88 GBTUD) respecto del mes de octubre (966 GBTUD), ubicándose en 1,054 GBTUD en noviembre. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 74.9% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.42 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 noviembre fue de 906 GBTUD, aumentando un 13% por encima de la demanda registrada en el mes de octubre (830 GBTUD), explicado principalmente por el aumento de los consumos en los sectores industrial, generación térmica y refinería del interior, asociado a la entrada en operación de Cusiana posterior a su mantenimiento llevado en el mes de octubre.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 17.0% pasando de 503 en octubre a 417 en noviembre de 2022; las negociaciones de transporte aumentaron 26.9%, pasando de 351 en octubre a 400 en noviembre de 2022. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en noviembre, la modalidad Firme registra un valor de 5.79 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 5.33 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 **noviembre**.

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	266	4	270	88%
Cupiagua****	239	263	-	263	110%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	135	110	-	110	82%
Floreña	73	11	56	67	92%
Nelson	43	16	5	21	50%
Bloque VIM 5***	112	88	1	89	80%
Gibraltar	41	41	-	41	99%
Bonga/Mamey	36	31	-	31	87%
Otras Fuentes	229	93	68	161	70%
Potencial Producción Nacional	1,216	919	134	1,054	87%
Planta Regasificación Cartagena **	400	-	-	-	0%
Total	1,616	919	134	1,054	-

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

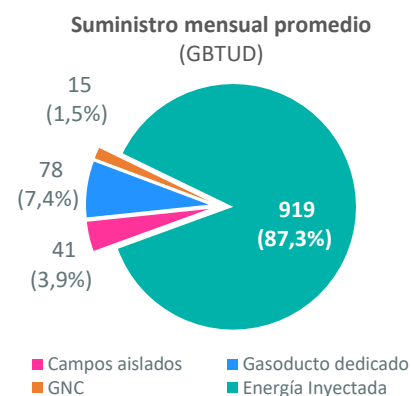
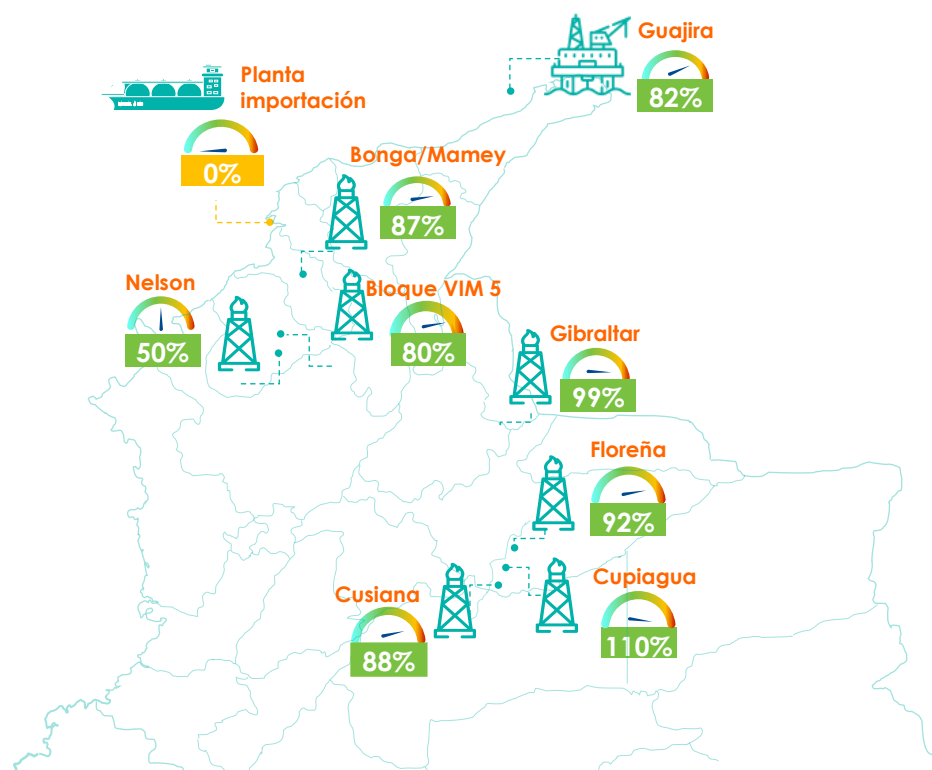
* Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

** Capacidad total de la planta de regasificación.

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

**** Para noviembre se observa que el suministro promedio supera el Potencial de Producción en Cupiagua, debido a mayores inyecciones de energía con ocasión de los efectos del mantenimiento de Cusiana.

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



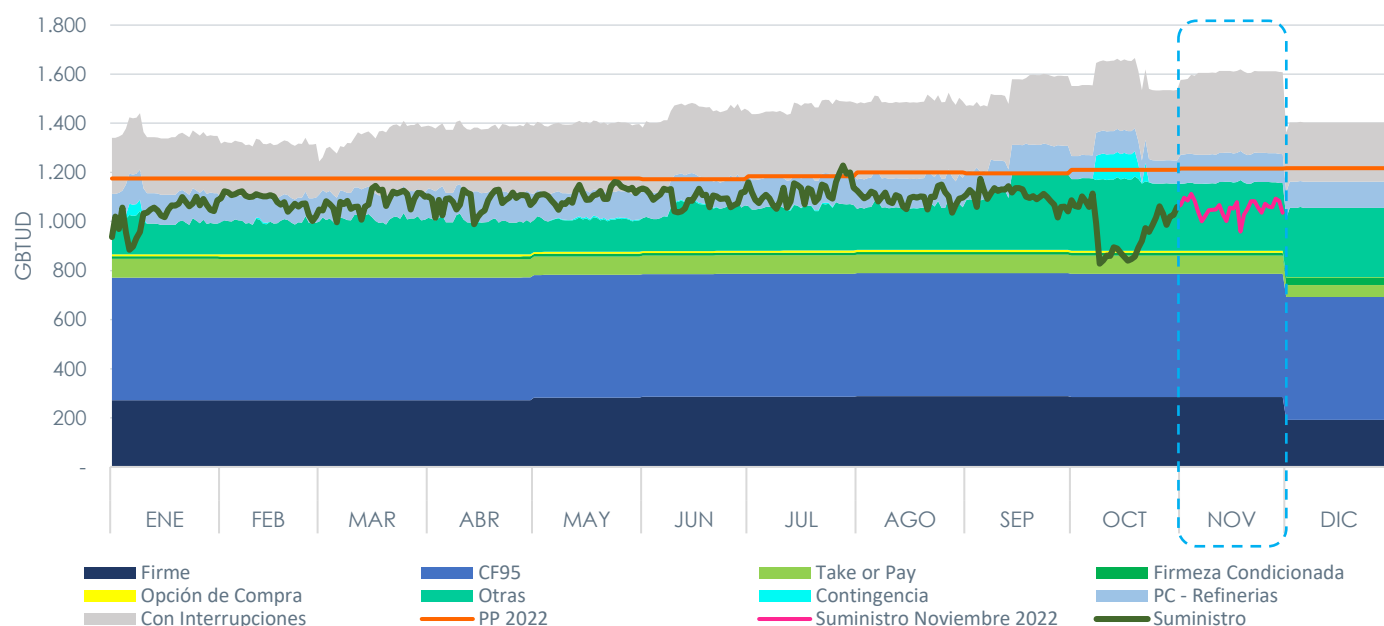
La relación de suministro en el mes de noviembre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

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

Se resalta para el mes de noviembre que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 1,158 GBTUD, mientras la modalidad **"Con interrupciones"** registró 329 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,054 GBTUD**, con oscilaciones entre **958 GBTUD (min.)** y **1,113 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,216 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	1,216	1,217
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051	1,036	1,016	828	958	
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121	1,097	1,104	966	1,054	
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228	1,150	1,173	1,114	1,113	
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,061	1,156	1,211	1,158	1,054
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	329	242

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 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. 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/oferta-por-campo>).

Contratación vigente por campo y por modalidad en noviembre

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	\$ 5.34			194
	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 ²	17	\$ 4.09	15	\$ 5.40									42	\$ 4.64			74
Costa	Ballena			10	\$ 5.59									11	\$ 4.86			21
	Chuchupa	2	N.D.	34	\$ 5.52									11	\$ 5.20	0.1	N.D.	47
	Bloque VIM 5 ³	96	\$ 5.28									58	\$ 8.25	32	\$ 7.38			186
	Bonga Mamey			9	\$ 3.75	26	N.D.							148	\$ 3.96			183
	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	\$ 9.48	19	\$ 3.98			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			22
Total		284	\$ 4.71	502	\$ 4.56	75	\$ 5.12	11	\$ 3.52	8	N.D.	278	\$ 8.80	329	\$ 4.42	0.1	N.D.	1487
Total (%)		19.1%		33.8%		5.0%		0.7%		0.5%		18.7%		22.1%		0.0%		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.

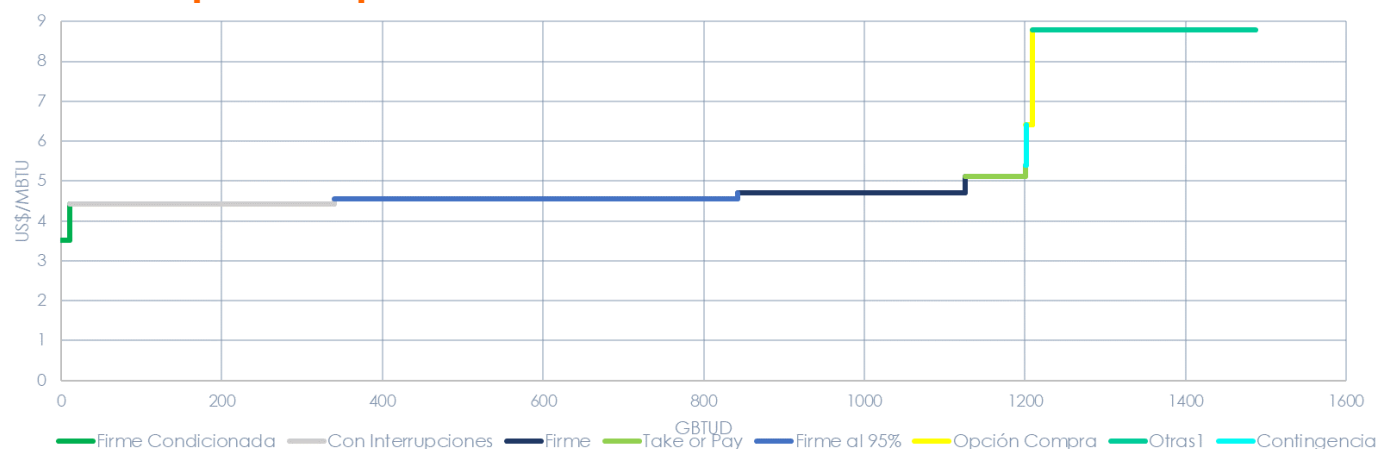
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 noviembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,487 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (502 GBTUD), **ii)** Firme (284 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (329 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **74.9%** 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.

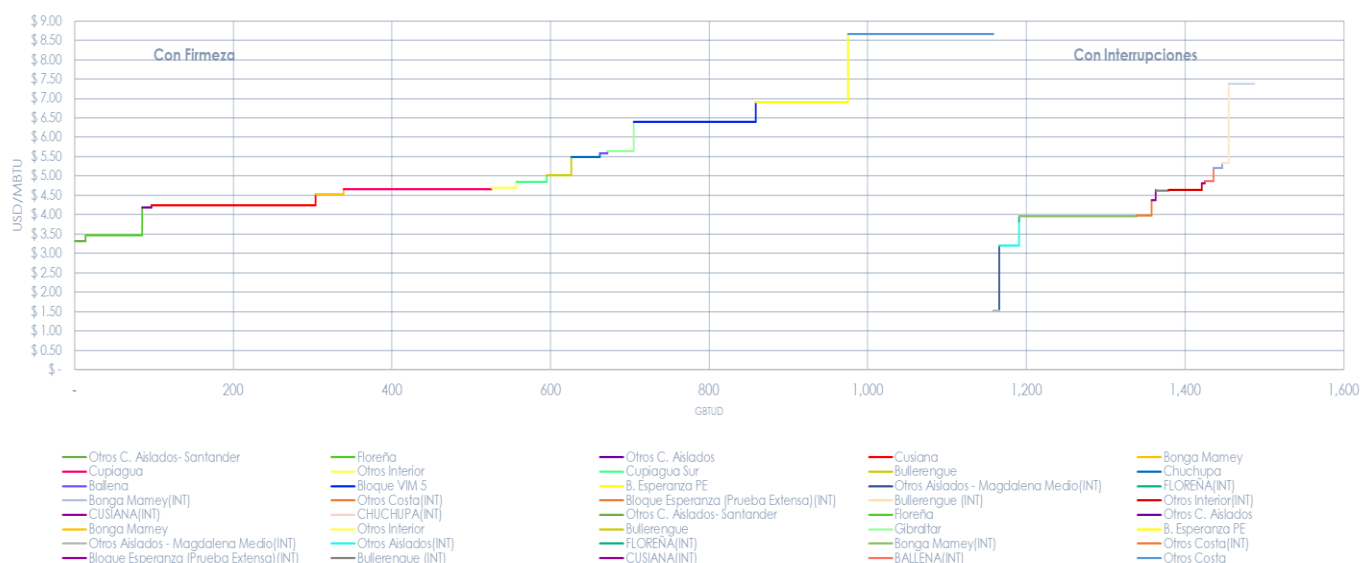
Curva de precios por modalidad



*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 8.80 USD/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 74.9% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.42 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 (1,158 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad "Con Interrupciones" (329 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 mixtura 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	256,600	250,768	4,332	2%	\$847.00	73,990	85,935	107,439
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	704,140	18,063	2%	\$ 913.00	43,801	75,092	105,888
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	685,485	11,218	2%	\$ 1,314.00	107,798	147,727	198,109
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,328	3,181	2%	\$ 149.00	106,821	115,127	126,428
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,842	2,603	1%	\$ 1,875.00	133,263	165,276	203,892
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	189,145	2,600	0%	\$ 1,995.00	115,166	141,491	173,167
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	90,499	1	0%	\$ 808.00	25,628	32,339	36,555
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 20,016.00	442	1,025	1,526
	9	APIAY-OCOIA	7	22,020	17,486	4,534	21%	\$ 0.48	7,599	13,982	15,254
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.95	148	152	158
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.62	53,227	62,316	70,564
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	62,724	189,276	73%	\$ 1.31	17,665	37,692	50,538
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	-	0%	\$ 5,815.58	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	109,734	220,579	66%	\$ 0.39	65,921	84,300	98,144
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,556	9,996	64%	\$ 2,866.88	3,891	4,595	5,533
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 5,205.55	3,072	3,801	4,318
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	117,927	152,528	167,089
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	57,124	6,035	9%	\$ 0.66	22,729	36,352	41,074
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	459,006	1,072	0%	\$ 0.08	327,863	425,539	447,711
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	448,900	11,178	2%	\$ 0.69	326,234	424,058	446,263
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	5,000	5,738	53%	\$ 11,537.00	861	1,224	1,386
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 3,441.01	1,179	1,341	1,448
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	15,094	1,067	7%	\$ 4,571.00	10,882	12,103	13,049
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,147	53,597	84%	\$ 0.90	8,477	13,038	15,604
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	44,346	5,052	10%	\$ 9,083.14	31,104	37,668	39,111
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,805	3,105	24%	\$ 1.92	8,217	9,281	9,845
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 8,804.09	887	934	967
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,110	219,721	3,389	2%	\$ 0.24	120,601	155,368	170,127
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	301,083	282,413	14,012	5%	\$ 0.45	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	21,953	15,503	6,450	29%	\$ 0.94	14,241	15,625	16,939
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,852	50,000	30%	\$ 0.76	77,435	89,826	98,742
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 25,055.71	272	354	623
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.27	62,661	72,421	80,847
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 8,100.70	1,736	3,649	4,264
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 5,579.73	1,750	3,377	4,034
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,710	13,692	18%	\$ 5,074.33	40,315	54,414	60,758
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	195,333	150,980	43%	\$ 0.17	118,292	139,502	155,342
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 19,532.62	197	229	279
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	139,218	51,474	27%	\$ 0.31	98,545	111,320	118,433
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.51	4,648	5,157	5,511
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 327.28	38,448	46,165	52,388

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 STN. 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.

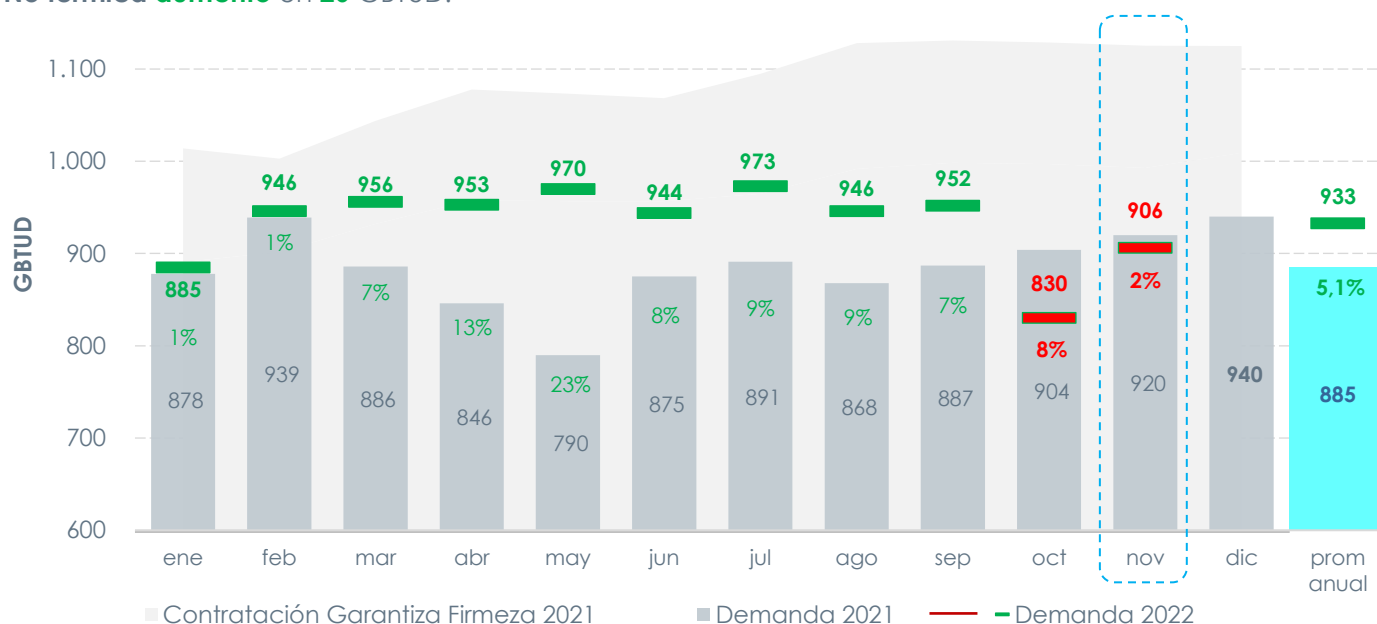
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de noviembre se observa una demanda promedio de **906** GBTUD, esto es **2% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 920 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **933** GBTUD, superando en un 5.1% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en noviembre la demanda **térmica** fue **40** GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** **aumentó** en **26** GBTUD.



Fuente: SEGAS.

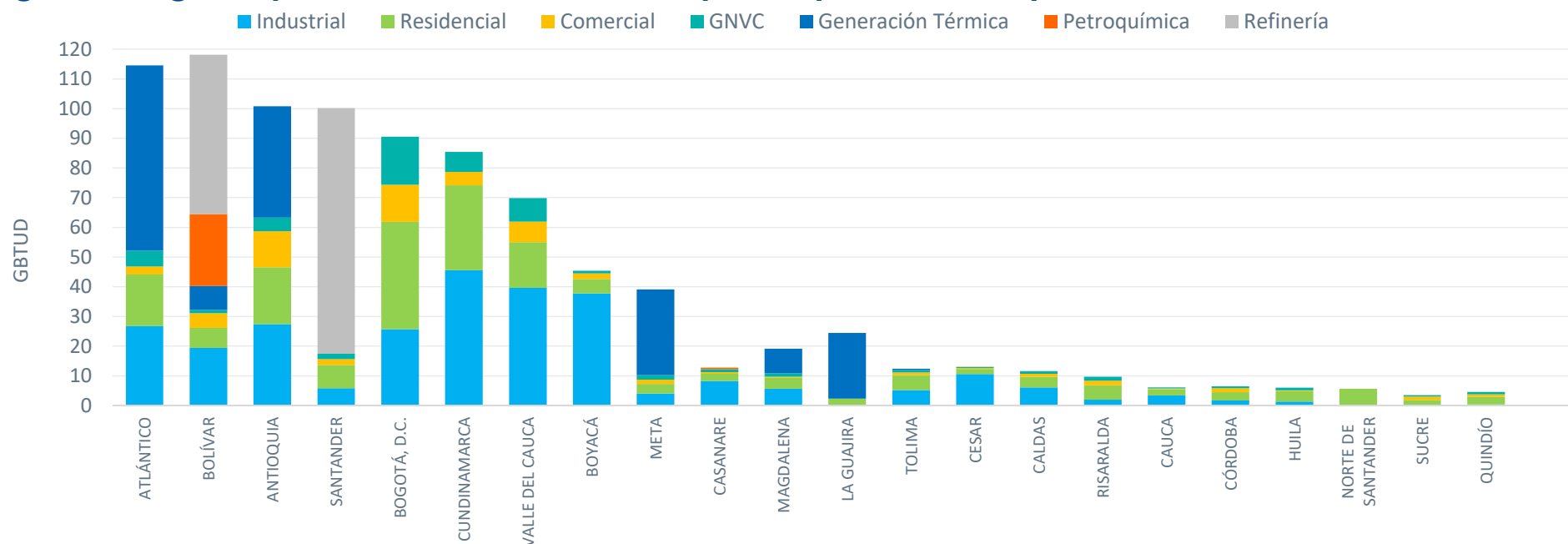
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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	168 738	

Térmica
 No Térmica

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

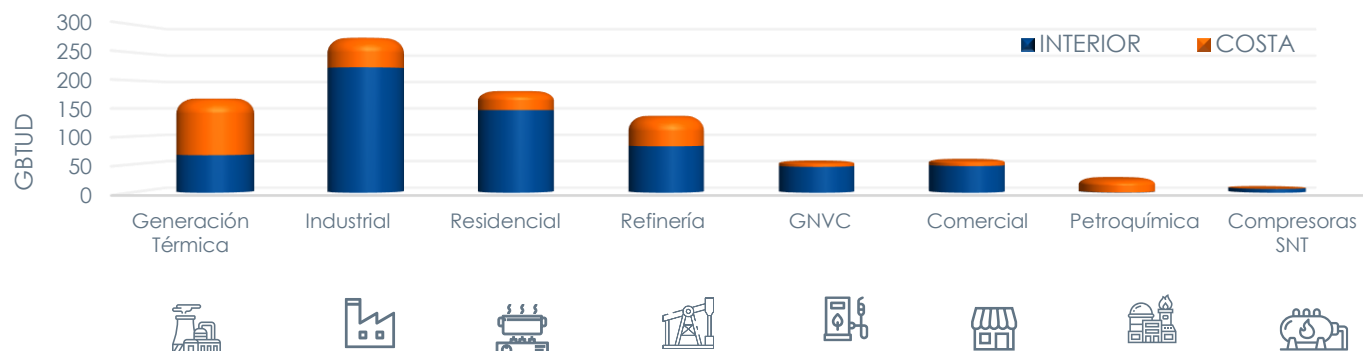


	Residencial	17,4	6,8	19,1	7,8	36,2	28,6	15,4	4,8	3,3	2,5	3,7	2,3	5,0	1,7	3,7	4,8	2,0	2,8	3,4	5,7	1,7	2,6	181
	Comercial	2,6	4,9	12,1	2,0	12,5	4,5	6,8	1,9	1,4	0,5	0,4	0,0	1,0	0,4	1,0	1,6	0,3	1,4	0,3	0,0	1,1	0,8	57
	Industrial	26,7	19,4	27,4	5,8	25,7	45,6	39,6	37,8	4,0	8,2	5,7	0,0	5,2	10,6	6,1	2,0	3,4	1,7	1,4	0,0	0,2	0,3	277
	GNVC	5,3	1,1	4,6	1,8	16,2	6,7	8,0	0,9	1,6	1,0	1,2	0,0	0,8	0,3	0,8	1,3	0,3	0,6	0,9	0,0	0,5	0,8	55
	Generación Térmica	62,4	8,1	37,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,8	0,0	8,2	22,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168
	Refinería	0,0	53,8	0,0	82,7	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	136
	Petroquímica	0,0	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25
	Compresoras	0,0	0,2	0,2	2,0	0,0	0,3	0,0	2,9	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	7
	TOTAL	115	118	101	102	91	86	70	48	39	13	19	24	14	13	12	10	6	6	6	6	4	5	906

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 noviembre de 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 277 GBTUD en promedio, de los cuales 223 GBTUD corresponden a la región Interior y 54 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 181 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 145 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



COSTA	101	54	34	53	9	10	24	0
INTERIOR	67	223	147	83	46	47	1	7
TOTAL Nacional	168	277	181	136	55	57	25	7
% Segmento	18%	31%	20%	15%	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 noviembre se observa un aumento del consumo del sector industrial, generación térmica y refinería principalmente del interior, debido a la entrada en operación de Cusiana posterior a su mantenimiento llevado en el mes de octubre. La disminución del consumo del sector generación térmica en la costa está asociada al comportamiento del sistema eléctrico en esa región.

TIPO DE USUARIO			Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	10	0	10	0	11	0	11	0	10	0	10
		Interior	0	39	0	38	0	47	0	48	0	47	0	47
	Generación Térmica	Costa	142	0	169	0	130	0	136	0	102	0	101	0
		Interior	64	0	65	0	59	0	51	0	34	0	67	0
	GNVC	Costa	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	46	1	45	1	46	1	47	1	45	1	45	1
	Industrial	Costa	50	4	48	4	49	4	49	5	48	4	49	4
		Interior	195	32	201	31	201	25	197	25	170	25	197	26
	Petroquímica	Costa	25	0	24	0	24	0	23	0	22	0	24	0
		Interior	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0
	Refinería	Costa	62	0	66	0	68	0	71	0	52	0	54	0
		Interior	72	0	78	0	83	0	89	0	77	0	83	0
	Residencial	Costa	0	33	0	32	0	34	0	34	0	33	0	34
		Interior	0	150	0	145	0	146	0	147	0	145	0	147
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0
		Interior	8	0	7	0	8	0	7	0	5	0	7	0
Subtotal UR/UNR			Junio 22		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	289	47	316	46	280	49	289	49	234	47	237	49
		Interior	386	222	396	215	398	219	392	222	331	218	399	221
TOTAL			944		973		946		952		830		906	

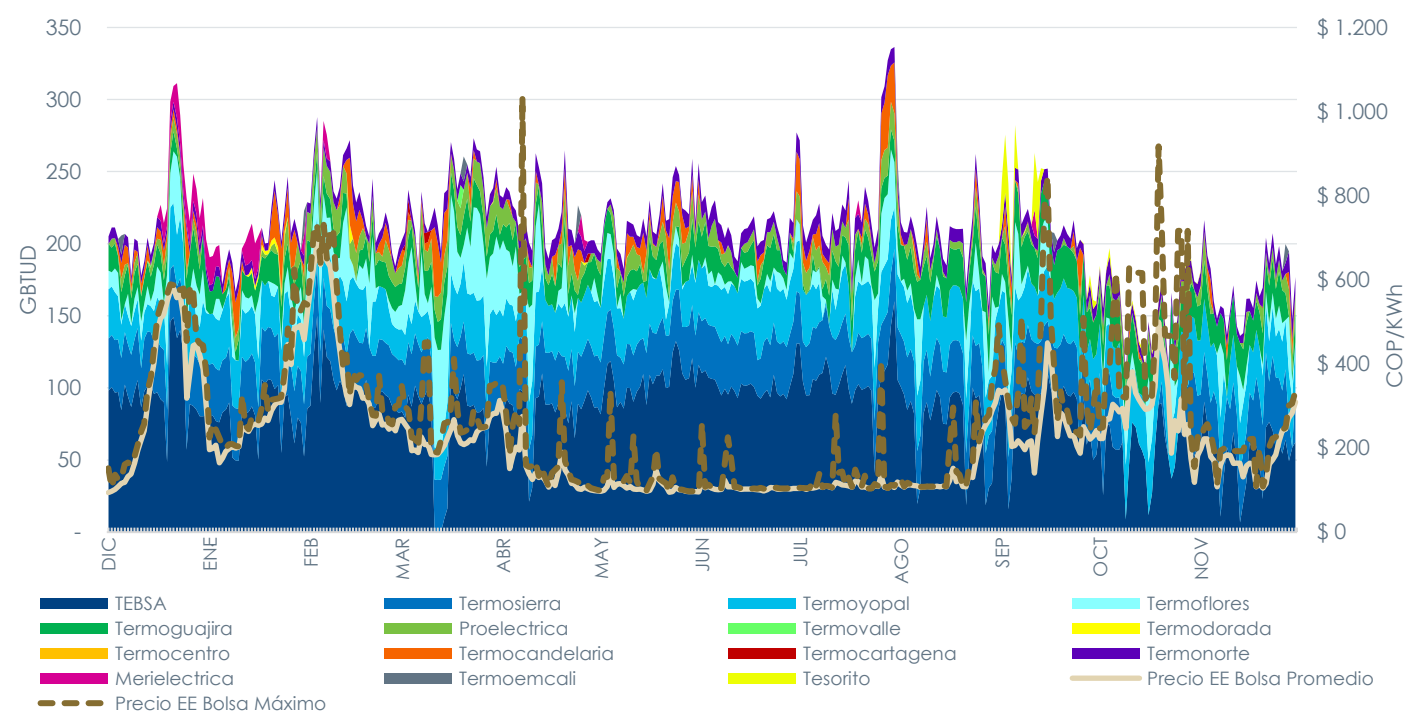
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 noviembre fue en promedio 171 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



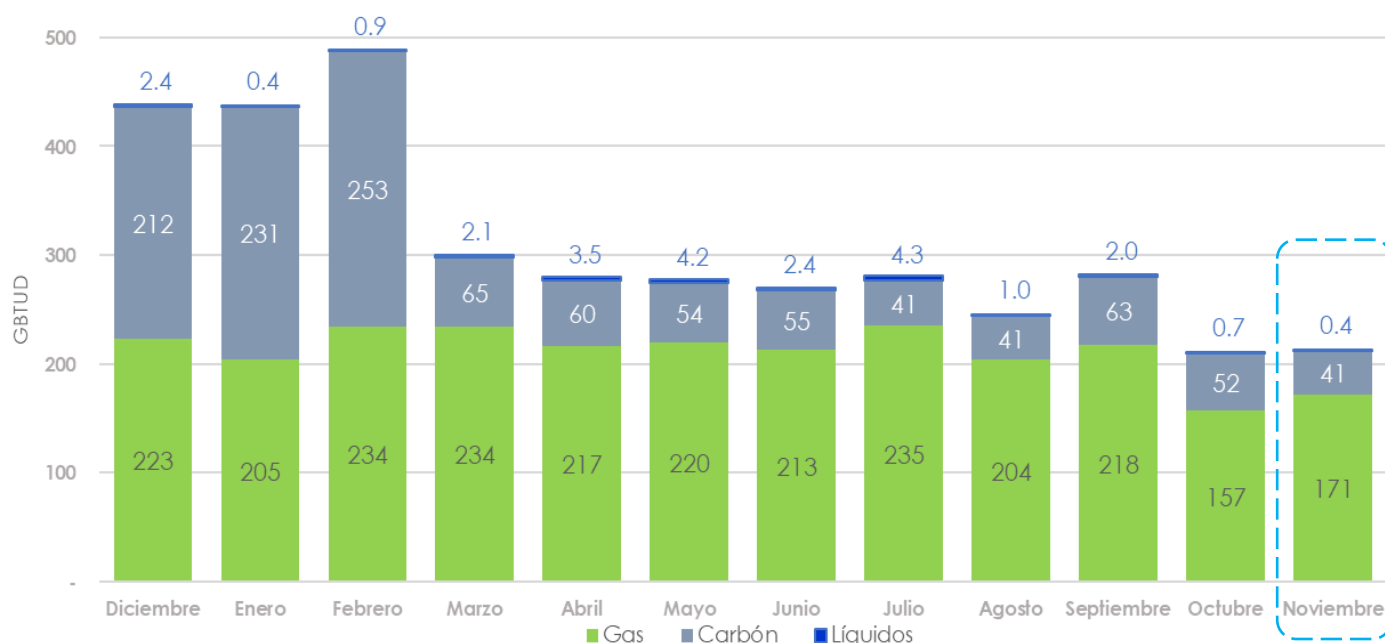
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de noviembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 171 GBTUD y 216 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (54 GBTUD), Termosierra (37 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termoguajira (22 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 noviembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 171 GBTUD¹ que representó el 80.5% del total, carbón con 41 GBTUD (19.3%) y los combustibles líquidos consumieron 0.4 GBTUD (0.2%).

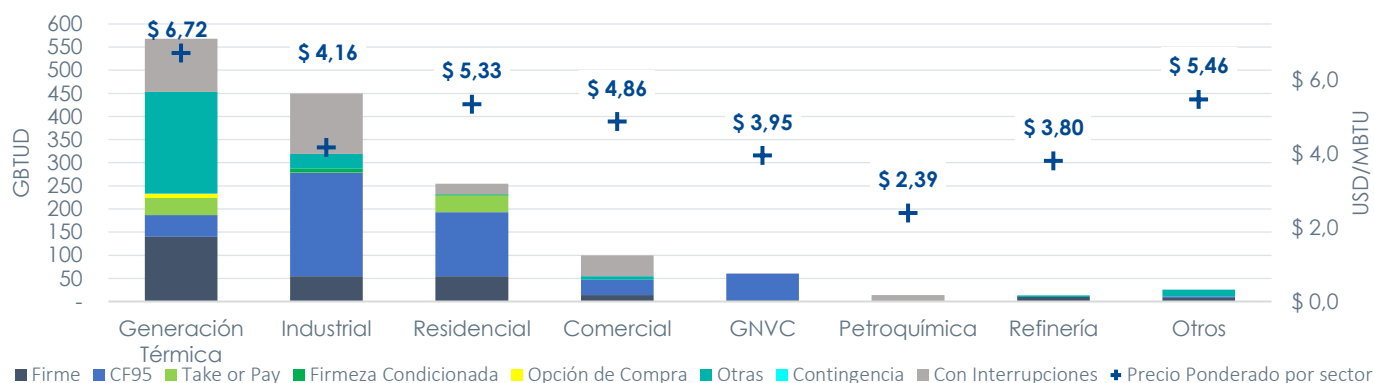
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en noviembre 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).



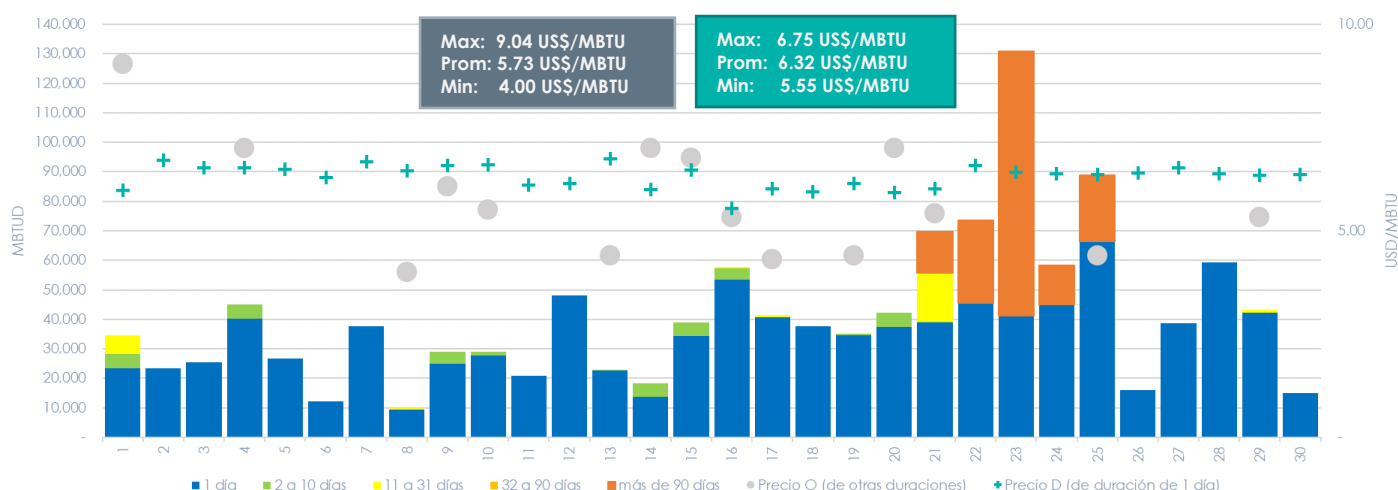
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 noviembre registró 417 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (352). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.55 USD/MBTU (noviembre 16) y 6.75 USD/MBTU (noviembre 13) para las transacciones de duración de **1 día**. El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.30 USD/MBTU.

Transacciones mercado secundario noviembre– Suministro



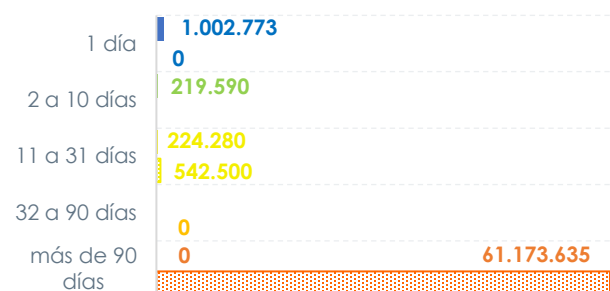
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en noviembre – Suministro

Duración contrato \ 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	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	11	10	15	16	8	7	9	6	9	10	9	16	7	8	13	22	8	10	11	13	13	15	14	15	19	4	11	19	18	6	352	\$6.30
2 a 10 días	1			1					3	2			1	1	4	3			1	1	1				1						20	\$6.52
11 a 31 días	5							1								1	1				3							1			12	\$6.63
32 a 90 días																															-	\$-
más de 90 días																					2	7	4	5	15						33	\$6.84
TOTAL	17	10	15	17	8	7	9	7	12	12	9	16	8	9	17	26	9	10	12	14	19	22	18	20	35	4	11	19	19	6	417	\$6.39

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 84.4% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 25 de noviembre con 35 transacciones equivalentes al 8.39% 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 noviembre – MBTU



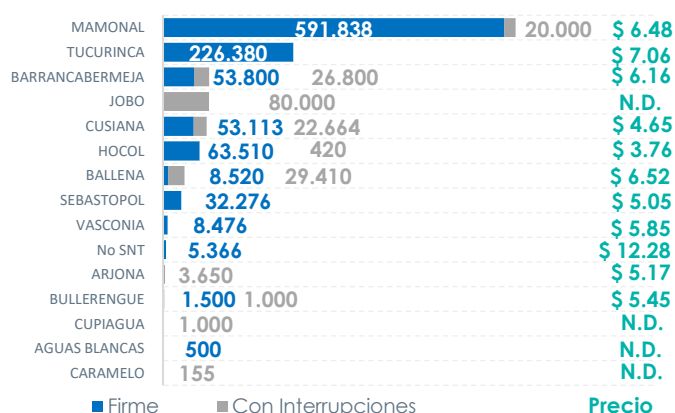
■ Cantidad octubre ■ Cantidad Otros Meses*

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%** (**1.002.773 MBTU**) del volumen total transado ejecutado en noviembre (**1,446,643 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registra los mayores volúmenes transados (**61,173,635 MBTU**).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **2.3%** 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 611,838 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,045,279 MBTUD, equivalente al 85% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **"Con interrupciones"** registró 185,099 MBTUD, equivalente al 15% de las cantidades transadas. Cusiana (129) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Mamonal (112) y Tucurinca (53). Los puntos No SNT registraron 11 operaciones.



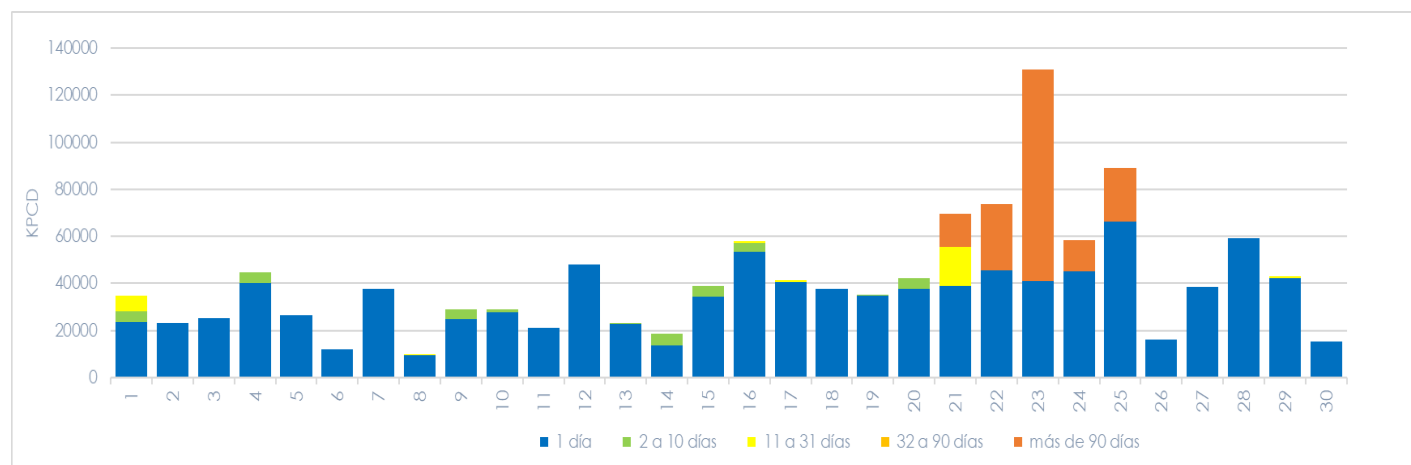
■ Firme ■ Con Interrupciones

Precio

Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 400 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las únicas transadas (372).

Transacciones mercado secundario noviembre – Transporte

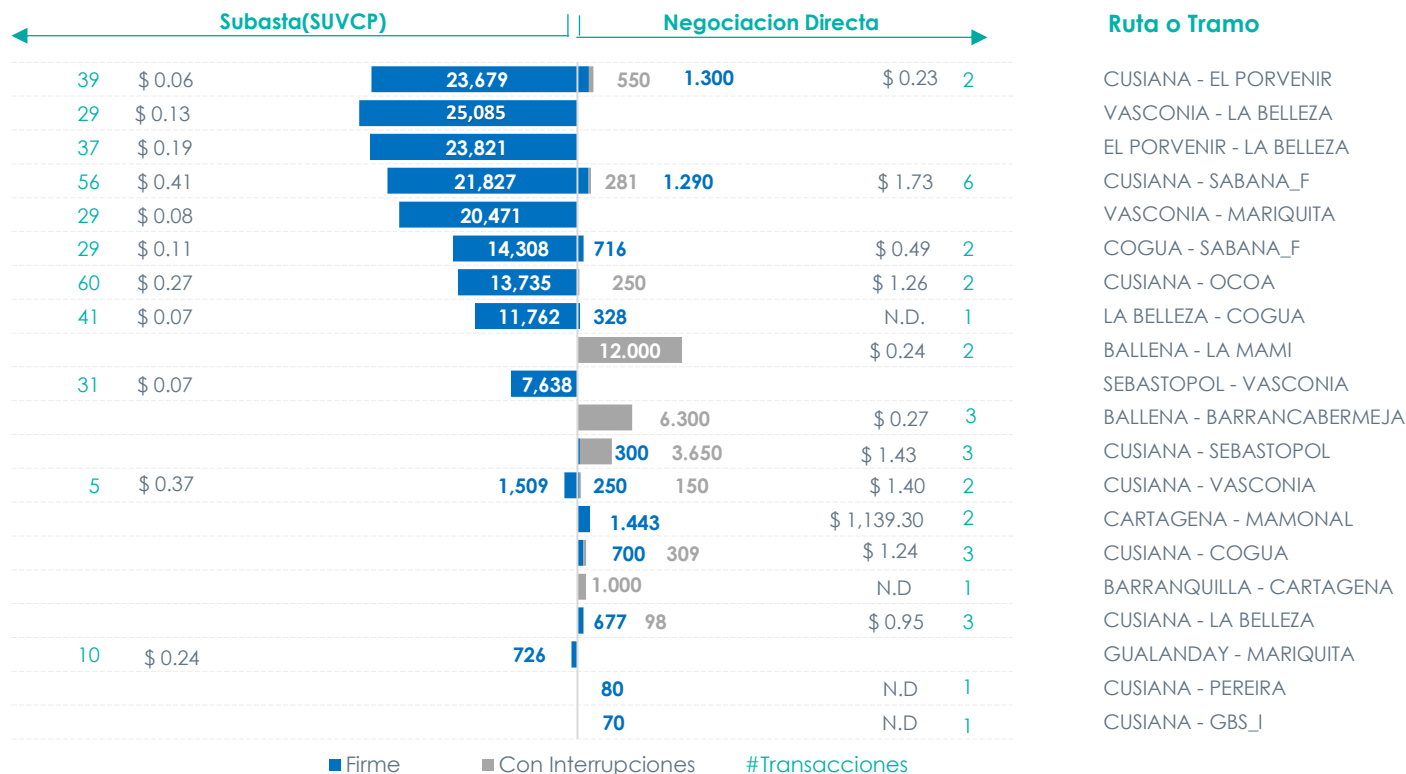


Número de operaciones en noviembre – Transporte

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	TOTAL
Duración contrato																															
1 día	12	11	14	13	13	11	11	11	11	11	11	11	10	12	12	12	13	10	16	13	15	15	15	13	16	13	13	13	13	8	372
2 a 10 días																								2							2
11 a 31 días																															-
32 a 90 días																											1		4	5	
más de 90 días																								4					17	21	
TOTAL	12	11	14	13	13	11	11	11	11	11	11	11	10	12	12	12	13	10	16	13	15	15	15	13	22	13	13	14	13	29	400

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,543 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 30 de noviembre con 29 transacciones, equivalentes al 7.25% 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, 366 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 34 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (16.2% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - EL PORVENIR para el cual se transó 25,529 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - SABANA_F con 62 transacciones (56 asignadas por subasta SUVCP y 6 mediante negociación directa), CUSIANA – OCOA con 62 transacciones (60 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).

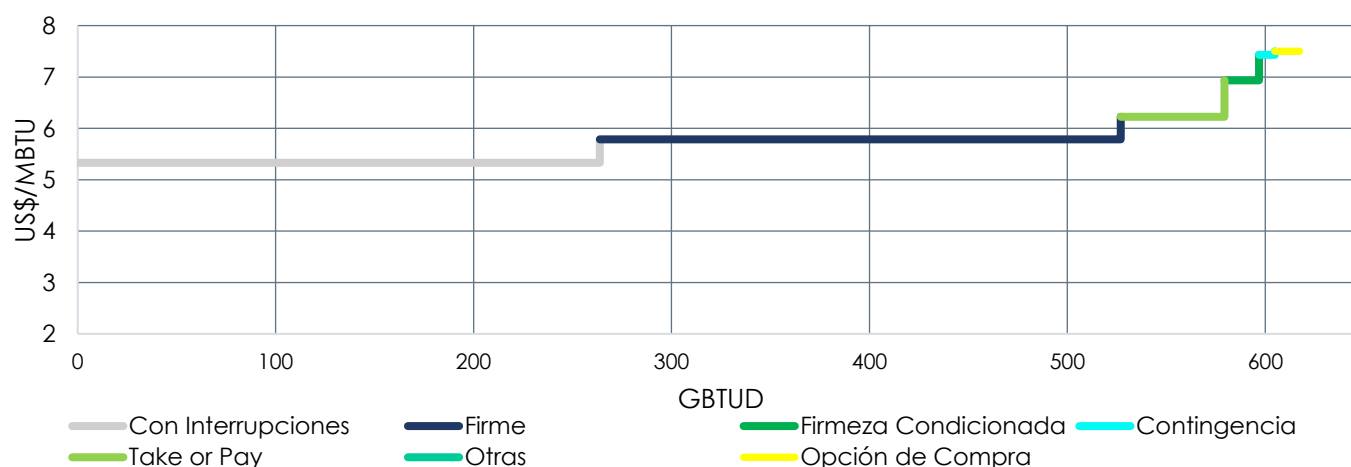
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en noviembre

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	99.6	\$ 4.98	48.2	\$ 4.54			0.5	N.D.					148.3
	Barranca	2.7	\$ 6.48	34.3	\$ 5.46									36.9
	Vasconia	11.1	\$ 5.35	2.5	N.A.									13.6
	Sebastopol	2.0	\$ 4.89	12.5	\$ 5.94									14.5
	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	54.5	\$ 6.44	30.3	\$ 6.48							8.0	\$ 7.43	92.7
	Mamonal	28.1	\$ 5.94					17.0	N.D.	12.5	N.D.			57.7
	Bonga Mamey					26.2	N.D.							26.2
	Tucurín	30.8	\$ 7.04											30.8
	La Creciente	0.5	N.D.			26.2	N.D.							26.7
	Hocol	9.6	\$ 4.90											9.6
	Bullerengue	1.6	\$ 4.54											1.6
	No SNT*	17.2	\$ 6.94	4.9	\$ 4.47									22.0
	Total general	263.2	\$ 5.79	263.8	\$ 5.33	52.4	\$ 6.23	17.5	\$ 6.93	12.5	N.D.	8.0	\$ 7.43	617.4
Total (%)		42.6%		42.7%		8.5%		2.8%		2.0%		1.3%		

*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 5.33 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.45 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 85.2% de la contratación total nacional agregando 527 GBTUD vigentes 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