



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

NOVIEMBRE 2021

La **BMC 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:** La inyección de gas natural (a través SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 1.4% (14 GBTUD) respecto al mes de octubre (1,042 GBTUD) alcanzando los 1,056 GBTUD en noviembre; mayor inyección desde el campo Cusiana para soportar las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.
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 4.18 US\$/MBTU y 4.23 US\$/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Floreña-Yopal, Guando-Fusagasugá, Jobo-Sincelejo, La Belleza-Cogua, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en noviembre creció hasta 920 GBTUD subiendo cerca del 1.8% respecto al mes de octubre (904 GBTUD), debido al aumento de consumo principalmente del sector refinera (108 a 117 GBTUD) y petroquímica (21 a 24 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 16% pasando de 524 en octubre a 440 en noviembre con un promedio diario negociado de 32 GBTUD; de igual manera las negociaciones de transporte disminuyeron cerca del 14% pasando de 330 en octubre a 282 en noviembre.
En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en noviembre, la modalidad Firme registra un valor de 5.28 US\$/MBTU, mientras que la modalidad con interrupciones registra 6.29 US\$/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	278	290	4	294	106%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	239	-	239	89%
Guajira (Chucupa/Ballena)	143	140	-	140	98%
Floreña	71	10	53	63	90%
Nelson	67	30	6	36	53%
Bloque VIM 5***	103	79	1	80	78%
Gibraltar	41	-	-	-	0%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	97%
Otras Fuentes	189	111	57	168	89%
Potencial Producción Nacional	1,196	933	122	1,055	88%
Planta regasificación Cartagena **	400	0.7	-	0.7	0.2%
Total	1,596	934	122	1,056	66%

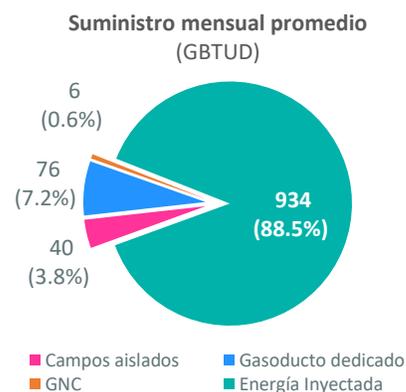
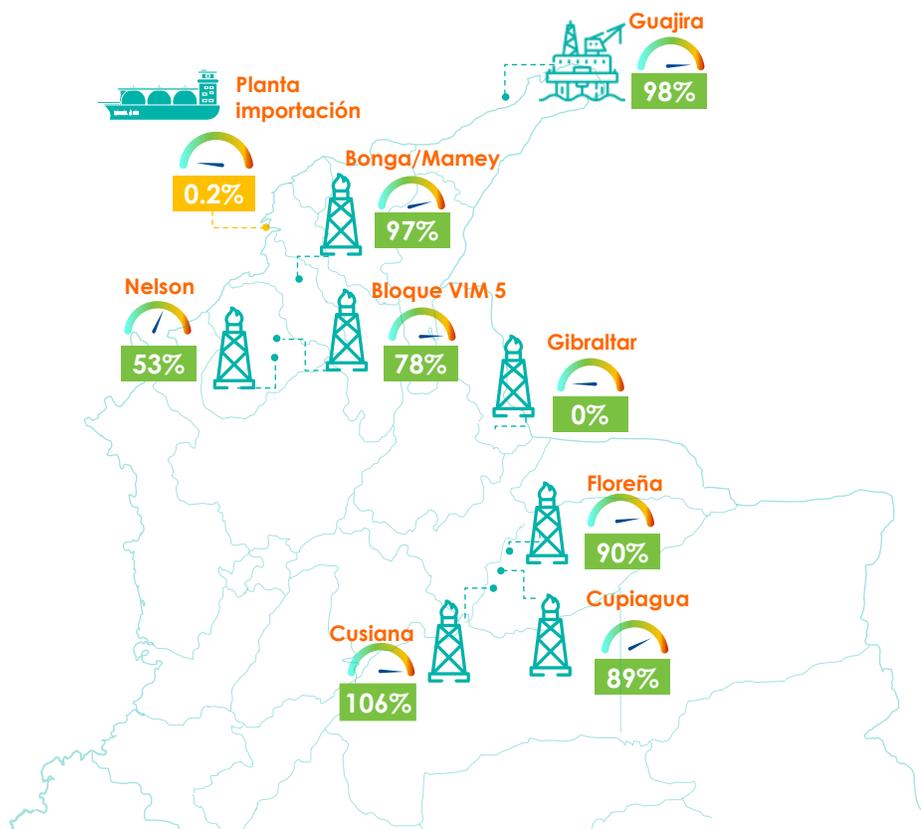
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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: Clarinete, Pandereta y Oboe.

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



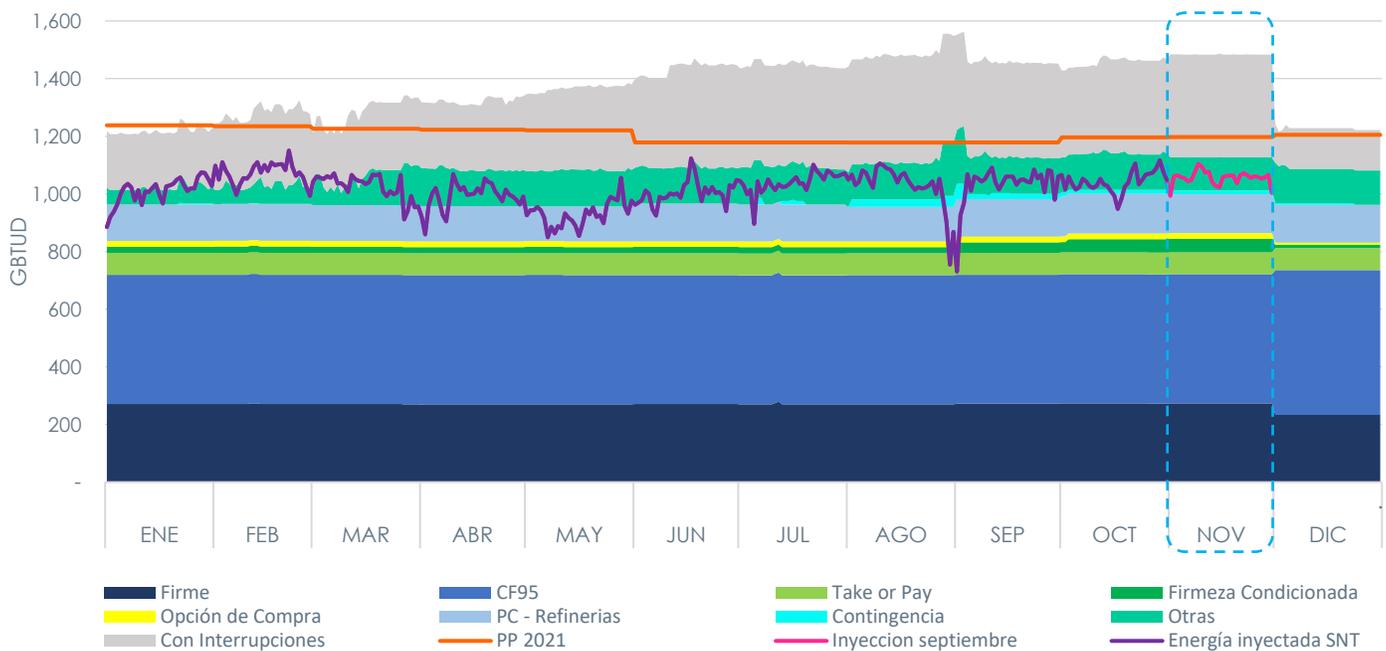
La relación de Suministro en el mes de noviembre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **88%**. Desde Gibraltar no se presenta inyección debido a la afectación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga que impide el flujo de gas desde esa fuente.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2021** 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 noviembre que la contratación respaldada con firmeza representó 992 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 357 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,056 GBUD¹**, con oscilaciones entre **993 GBTUD (min.)** y **1,105 GBTUD (máx.)³**. Se evidencia en la gráfica el impacto del mantenimiento en Cupiagua, que tuvo inicio en agosto 28 y finalizó en septiembre 3. además, se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.197 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,238	1,235	1,226	1,223	1,220	1,179	1,178	1,178	1,179	1,197	1,197	1,205
Suministro Min.	885	993	911	859	849	925	896	754	731	948	993	
Suministro Prom.	1,011	1,073	1,026	992	929	1,004	1,039	1,029	1,033	1,042	1,056	
Suministro Máx.	1,075	1,150	1,072	1,069	1,056	1,123	1,101	1,105	1,091	1,117	1,105	
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	969	996	1,008	1,002	992	957
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	131	128	120	130	138	135	131
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	342	350	371	328	318	357	139

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 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 19).

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

Contratación vigente por campo y por modalidad en NOVIEMBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/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 (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	
Interior	Cusiana	24	N.D.	195	\$ 3.78			6.6	\$ 3.61	4.0	\$ 6.29			4.7	\$ 3.66	4.7	N.D.	240	
	Cupiagua	24	N.D.	147	\$ 4.28			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 3.66	2.1	N.D.	186	
	Cupiagua Sur			6.9	\$ 5.32			14	\$ 3.00					9.1	\$ 3.50			31	
	Floreña	55	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.							1.0	\$ 3.74			68	
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.												33
	Otros Interior ²	16	\$ 4.99	14	\$ 4.15										15	\$ 4.39			45
Costa	Ballena			44	\$ 5.01			10	N.D.					29	\$ 4.69			84	
	Chuchupa	0.2	N.D.	10	\$ 5.50									14	\$ 5.81	6.6	\$ 5.20	30	
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80							3.4	\$ 5.51	95	\$ 4.77			189	
	Bonga Mamey			8.7	\$ 3.65	26	N.D.							120	\$ 3.71			155	
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4.50										83	\$ 7.82	5.0	N.D.		124	
	Otros Costa ⁴	16	\$ 5.17	18	\$ 4.60								29	\$ 2.61	33	\$ 4.25		96	
	Otros C. Aislados ⁵	8.1	\$ 2.23			4.9	\$ 6.47								22	\$ 3.66			35
Otros C. Aislados – MM ⁶	5.4	\$ 4.20					11	\$ 2.67	9.2	\$ 6.29			7.5	\$ 1.33			33		
Total	274	\$ 4.23	448	\$ 4.18	76	\$ 4.02	46	\$ 3.14	20	\$ 6.29	115	\$ 6.46	357	\$ 4.18	13	\$ 4.94	1349		
Total (%)		20.3%		33.2%		5.6%		3.4%		1.5%		8.5%		26.5%		1.0%		100%	

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

² Otros Interior. Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

⁵ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmenteca, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

⁶ Otros Campos Aislados Magdalena Medio - MM: Aguas Blancas, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

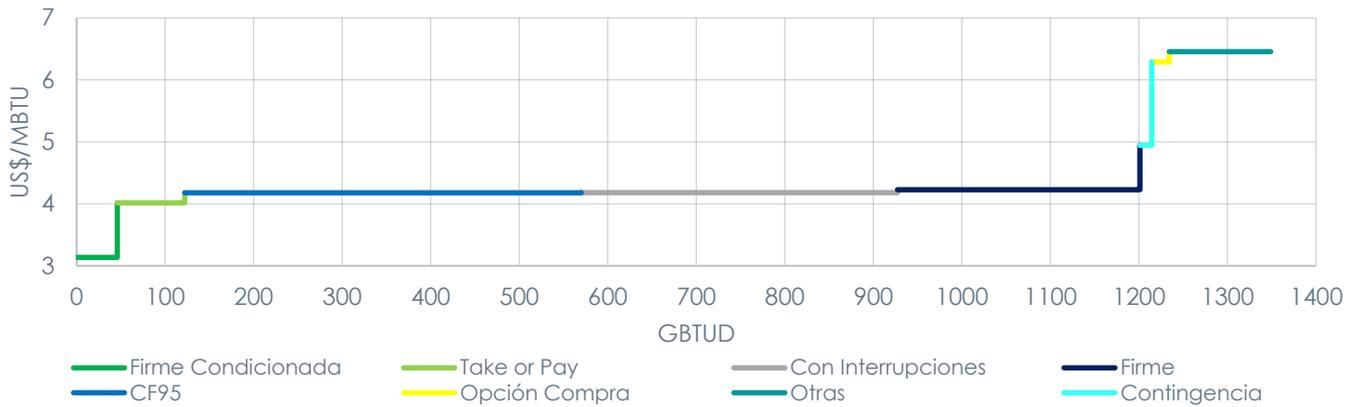
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 a nivel nacional 1,349 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (448 GBTUD), **ii)** Firme (274 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (357 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 20 GBTUD y 13 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.

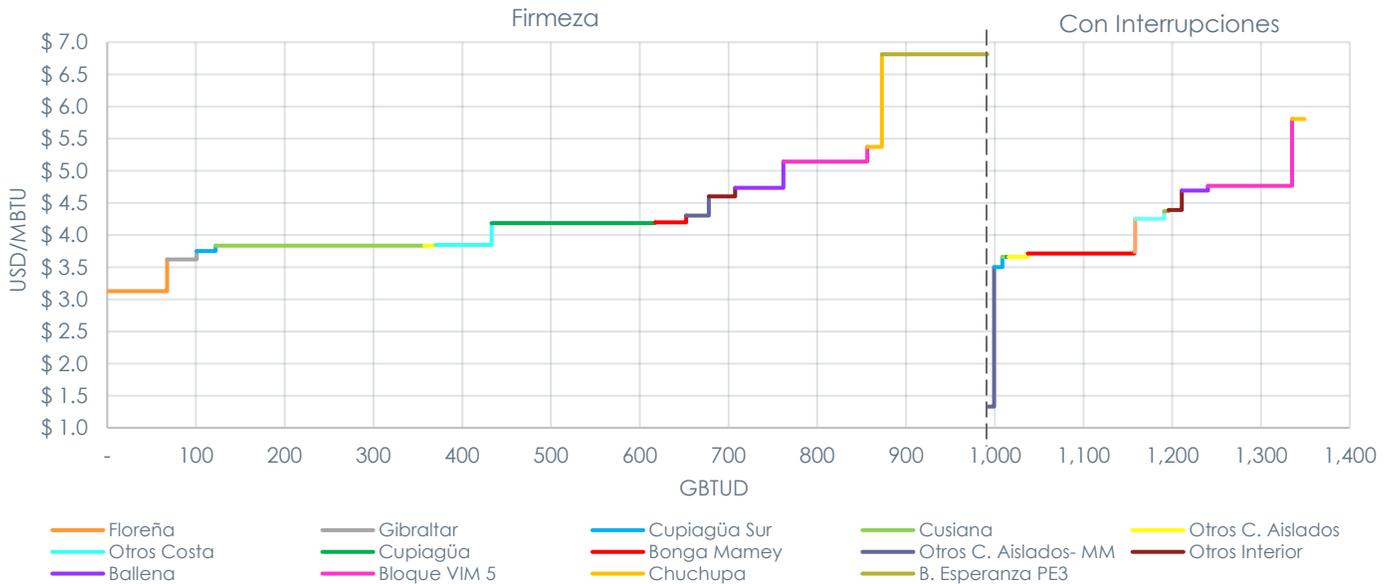
Curva de precios por modalidad



*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 3.14 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.46 US\$/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 4.18 US\$/MBTU y 4.23 US\$/MBTU.

Curva de precios por fuente



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

Las curvas separadas por la línea punteada identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (992 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (357 GBTUD). 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 Floreña, Chuchupa y Otros costa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-MM en donde el valor de "con interrupciones" corresponde aproximadamente 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 bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMMP	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	279,091	125,452	153,639	55%	\$ 0.25	88,870	100,888	115,798
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	7	751,363	529,335	222,028	30%	\$ 0.27	68,965	102,162	139,659
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	7	684,494	462,977	221,517	32%	\$ 0.35	154,813	196,149	245,377
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204,509	138,731	65,778	32%	\$ 0.04	107,936	113,705	127,204
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	7	285,945	233,151	52,794	18%	\$ 0.54	165,866	189,427	214,612
	6	JOBÓ-SINCELEJO	4	191,445	183,000	8,445	4%	\$ 0.58	137,344	158,989	174,650
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	7	92,000	40,751	51,249	56%	\$ 0.24	38,027	39,033	39,562
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	590	1,128	2,015
	9	APIAY-OCOA	4	22,020	17,370	4,650	21%	\$ 0.46	7,328	12,859	14,088
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.93	2,576	10,991	11,764
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148,000	52,950	95,050	64%	\$ 0.62	49,199	60,369	64,583
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	10	260,000	54,893	205,107	79%	\$ 1.29	5,029	47,742	62,239
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37,361	20,406	16,955	45%	\$ 1.50	8,592	11,214	13,432
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	100,902	232,098	70%	\$ 0.38	65,547	87,748	105,031
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15,552	5,779	9,773	63%	\$ 0.26	3,920	4,640	5,595
	16	CHICORAL-FLANDES	3	12,015	3,729	8,286	69%	\$ 0.51	3,257	3,917	4,718
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	111,968	142,070	162,258
	18	CUSIANA-APIAY	9	64,159	56,915	7,244	11%	\$ 0.64	38,774	45,436	50,382
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	438,488	31,512	7%	\$ 0.08	384,767	415,742	435,823
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	429,828	40,172	9%	\$ 0.66	383,110	414,098	433,977
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	2,500	8,238	77%	\$ 0.47	1,074	1,182	1,275
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.97	1,148	1,316	1,447
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,774	1,387	9%	\$ 0.25	11,029	12,435	13,716
	24	GBS_I-GBS_F	8	63,744	9,976	53,768	84%	\$ 0.88	10,673	13,146	15,076
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,309	19,611	39%	\$ 2.96	6,583	8,262	8,968
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,857	3,053	24%	\$ 1.86	8,194	8,628	9,001
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.56	790	902	985
	28	LA BELLEZA-COGUA	2	223,500	217,860	5,640	3%	\$ 0.23	114,445	144,890	165,233
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	302,195	266,981	35,214	12%	\$ 0.43	230,438	247,752	287,197
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25,253	15,287	9,966	39%	\$ 0.94	13,246	14,316	15,049
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	102,096	65,904	39%	\$ 0.76	71,322	86,507	92,818
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.87	172	319	389
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158,000	79,550	78,450	50%	\$ 0.27	54,832	69,488	74,513
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.33	1,457	3,262	3,904
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.63	630	3,152	4,047
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	54,703	23,297	30%	\$ 1.04	43,616	53,820	60,388
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	176,303	172,697	49%	\$ 0.16	80,921	138,579	156,938
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	199	161	45%	\$ 5.87	152	183	209
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	120,338	71,662	37%	\$ 0.31	90,415	106,583	112,573
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,142	6,694	57%	\$ 0.49	4,885	5,137	5,395
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	38,227	45,005	48,544

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 (TRM promedio oct. 3,773) La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

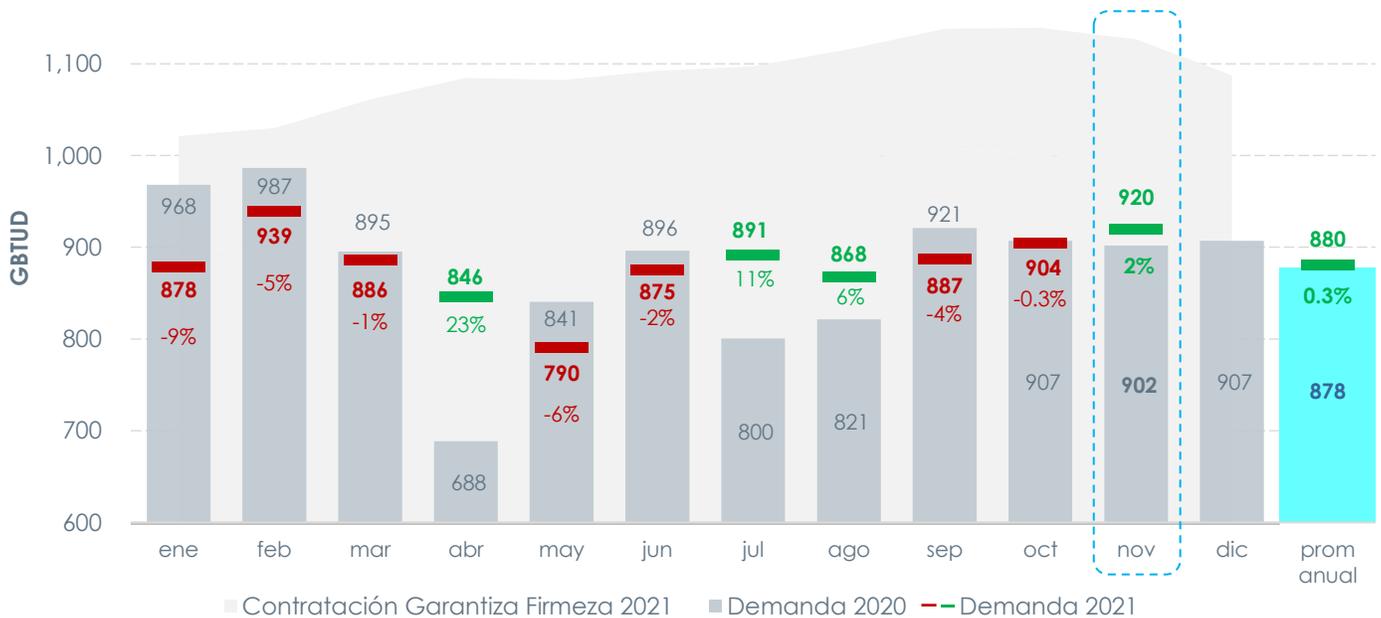
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de noviembre se observa una demanda promedio de **920** GBTUD, esto es **2%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 902 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-noviembre) es de **880** GBTUD, **0.3%** superior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en noviembre la demanda **No térmica** fue 9 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, de igual manera, la demanda **térmica** cambio la tendencia y fue **superior** en 9 GBTUD, sumado a julio y agosto como los únicos meses que la demanda térmica ha superado el consumo del año anterior. Para lo corrido del año en curso la energía total entregada a usuarios finales ha estado en su mayoría por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe en gran parte a la disminución del consumo por parte del sector térmico durante el primer semestre del año, en contraste con la demanda No térmica que desde febrero ha sido superior respecto al año anterior (ver tabla Evolución mensual demanda térmica y No Térmica).



Fuente: SEGAS.

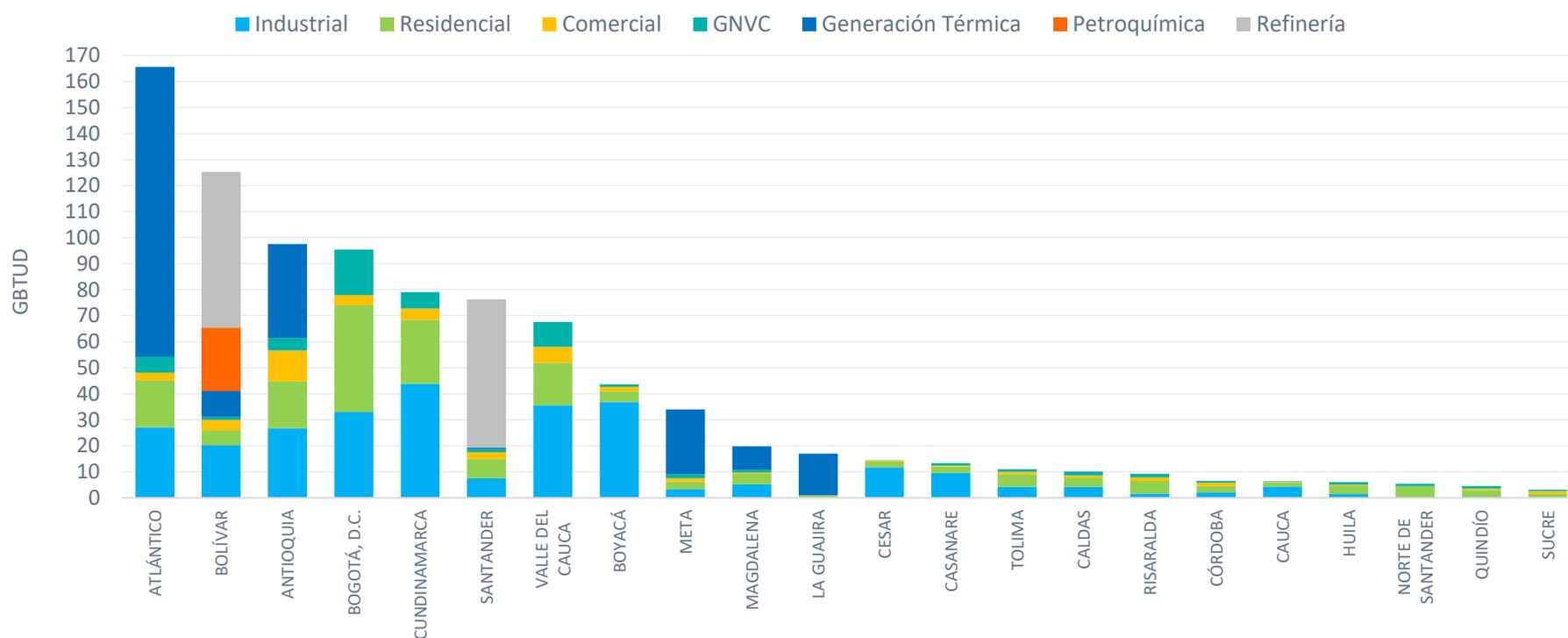
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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
2020	257 / 711	348 / 639	298 / 597	185 / 503	279 / 562	288 / 608	164 / 636	177 / 644	243 / 678	219 / 688	199 / 703	190 / 717
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698	208 / 712	

Térmica
 No Térmica

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

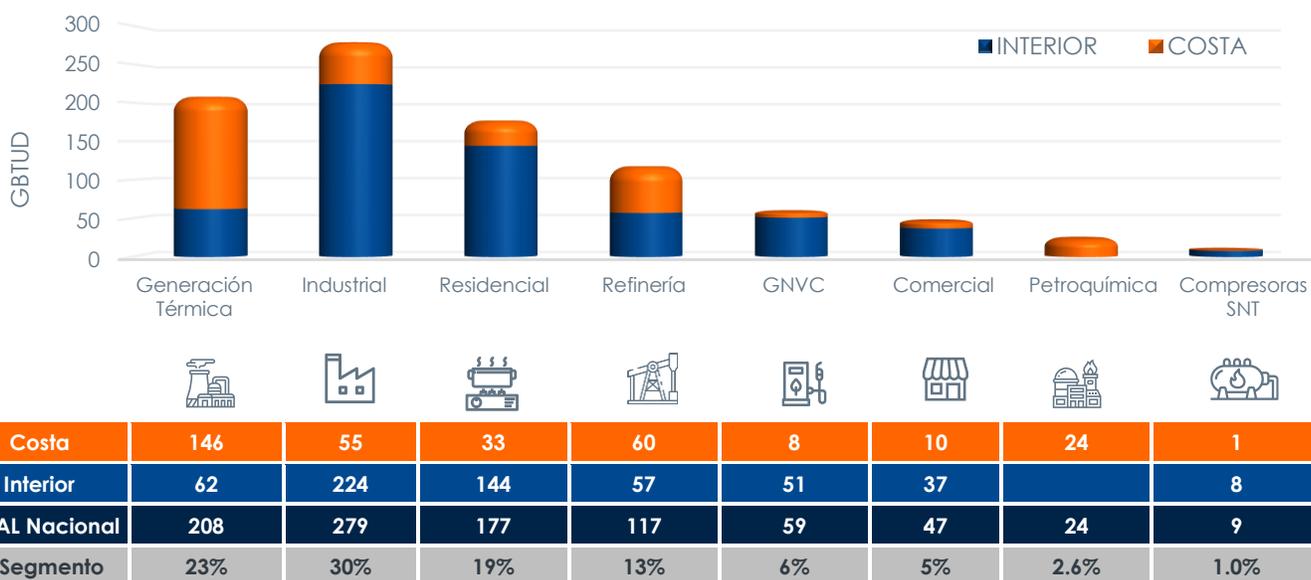


	Residencial	18.0	5.7	18.0	41.0	24.5	7.5	16.3	4.1	3.0	4.0	1.0	2.1	2.4	4.9	3.6	4.8	2.5	1.6	3.3	4.6	2.6	1.5	177
	Comercial	3.0	4.1	11.9	3.9	4.4	2.5	6.2	1.7	1.3	0.5		0.5	0.5	0.9	0.9	1.4	1.3	0.3	0.3		0.7	1.0	47
	Industrial	27.1	20.2	26.8	33.0	43.8	7.5	35.5	36.9	3.3	5.2		11.7	9.5	4.2	4.2	1.6	2.1	4.3	1.4		0.3	0.1	279
	GNVC	6.0	1.1	4.9	17.5	6.4	1.3	9.5	1.0	1.4	1.1		0.1	0.9	0.9	1.4	1.5	0.6	0.2	0.9	0.8	0.9	0.6	59
	Generación Térmica	112	10.0	36.0			0.5			25.0	9.0	16.0												208
	Refinería		60.0				57.0																	117
	Petroquímica		24.2																					24
	Compresoras																							9
	TOTAL	166	125	97.5	95.4	79.1	76.3	67.6	43.6	34.0	19.8	17.0	14.5	13.3	10.9	10.0	9.3	6.5	6.4	6.0	5.4	4.5	3.2	920

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 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 279 GBTUD en promedio, de los cuales 224 GBTUD corresponden a la Región Interior y 55 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 177 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 144 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



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:

TIPO DE USUARIO		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa		9		9		9		9		10		10
	Interior		36		36		36		37		37		37
Generación Térmica	Costa	124		139		143		141		146		146	
	Interior	56		60		55		56		60		62	
GNVC	Costa	8		8		8		8		8		8	
	Interior	47		49		49		50		50		51	
Industrial	Costa	45	4	46	4	53	4	53	4	55	4	51	4
	Interior	181	30	177	30	176	29	183	31	191	30	193	31
Petroquímica	Costa	24		25		25		22		21		24	
	Interior	61		61		61		65		61		60	
Refinería	Costa	61		61		61		65		61		60	
	Interior	69		65		42		40		47		57	
Residencial	Costa		33		33		34		34		33		33
	Interior		143		141		142		146		143		144
Compresoras SNT	Costa	0.4		0.9		0.8		1.1		1		1	
	Interior	5		7		7		7		8		8	
Subtotal UR/UNR		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21		Octubre 21		Noviembre 21	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	262	46	280	46	291	47	290	47	291	47	290	47
	Interior	358	209	358	207	329	207	336	214	355	210	370	213
TOTAL		875		892		874		887		904		920	

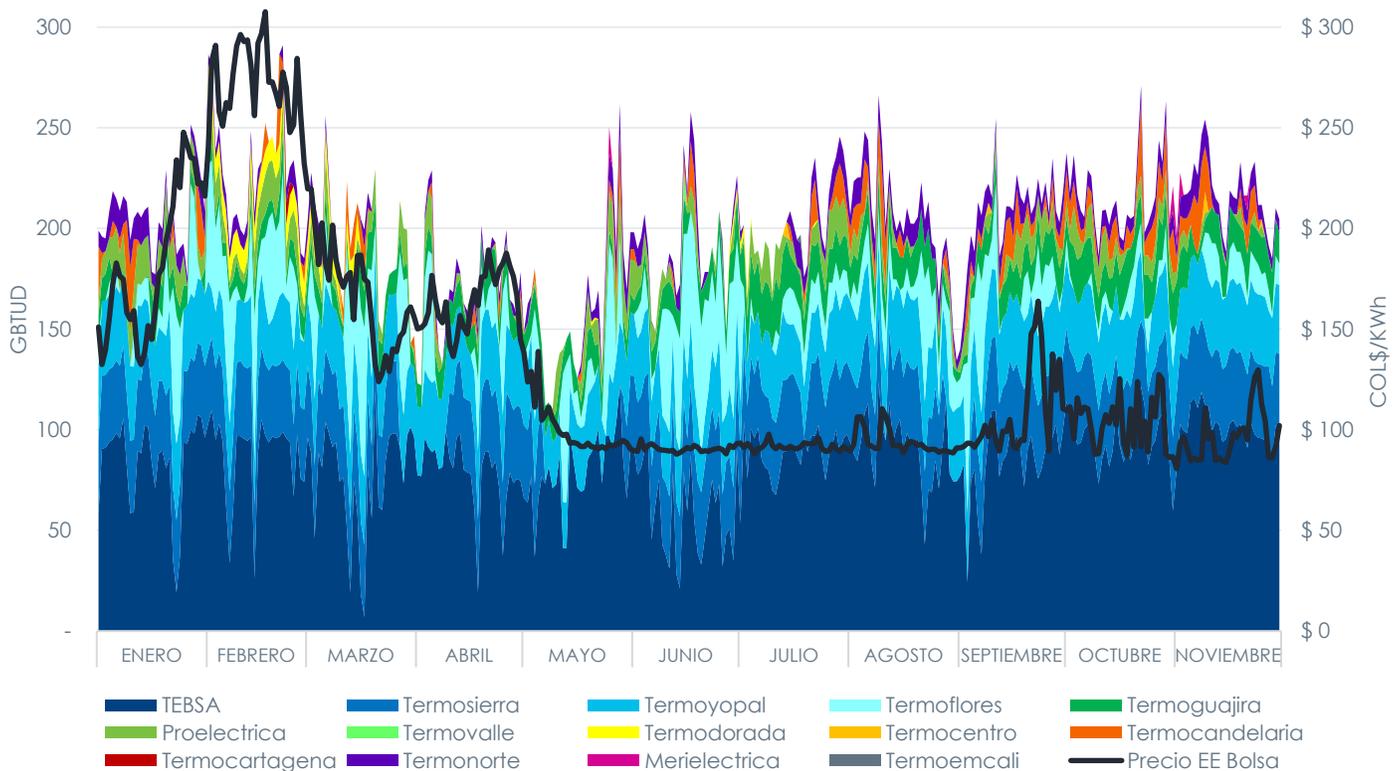
Fuente: SEGAS.

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, 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 217 GBTUD; los aportes hídricos continúan levemente por encima de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa sea inferior a los 150 \$/KWh para el presente mes.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



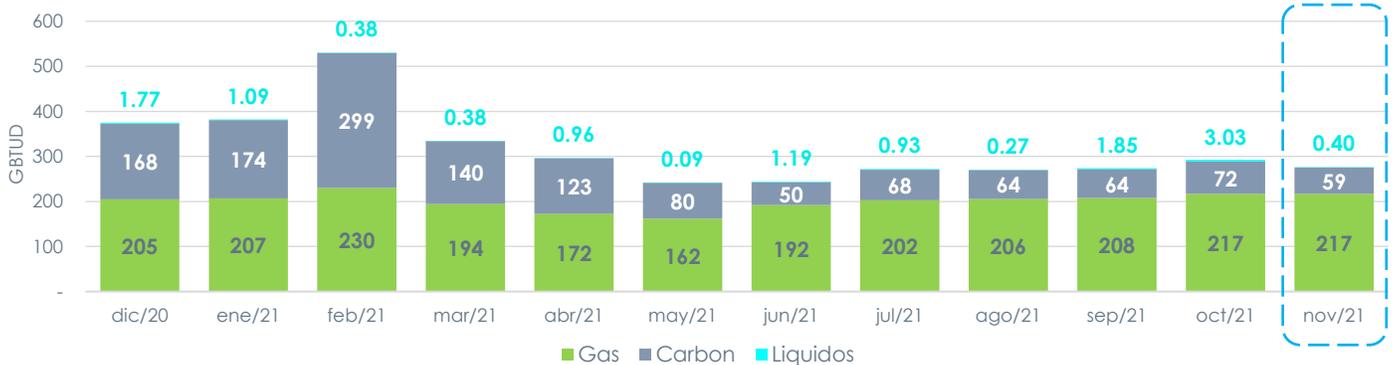
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de noviembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 185 GBTUD y 254 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (101 GBTUD), Termoyopal (34 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (16 GBTUD), Termoflores (9 GBTUD) y Termonorte (9 GBTUD).

Aproximadamente el 68% de la energía generada con gas natural fue por seguridad consumiendo (148 GBTUD) y el 32% restante fue generación por mérito durante el mes la cual consumió (69 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

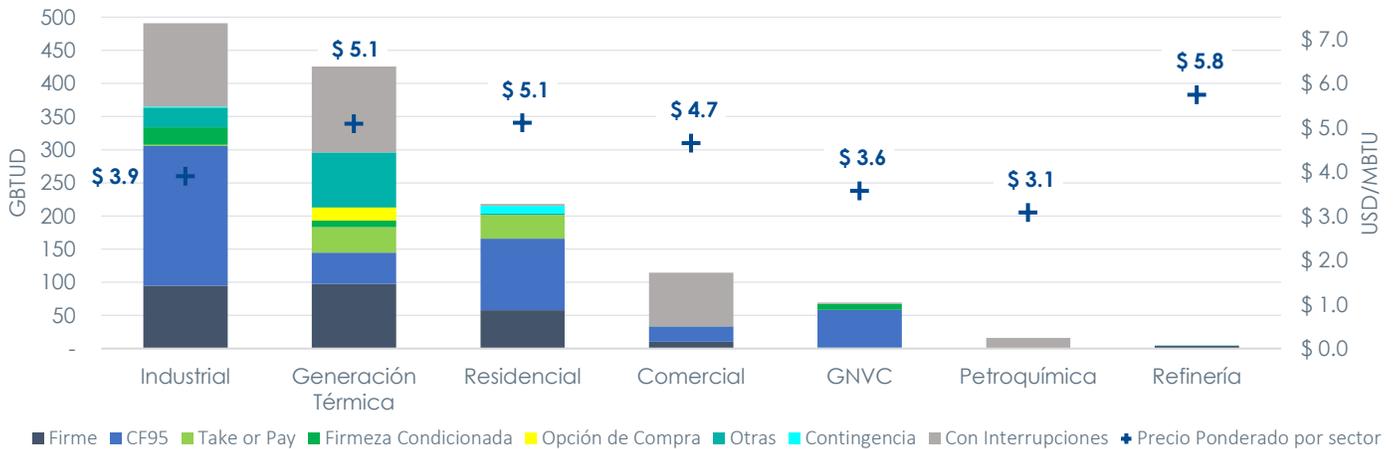
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de noviembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 217 GBTUD² (gas nacional 216 GBTUD y gas natural importado 1 GBTUD) que representó el 78.6%, carbón con 59 GBTUD (21.3%) y los combustibles líquidos consumieron 0.4 GBTUD (0.1%).



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 de Refinerías y Gas natural vehicular comprimido - GNVC registran una mixtura de contratos que garantizan firmeza y modalidad "con interrupciones". El segmento residencial 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. Finalmente 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.

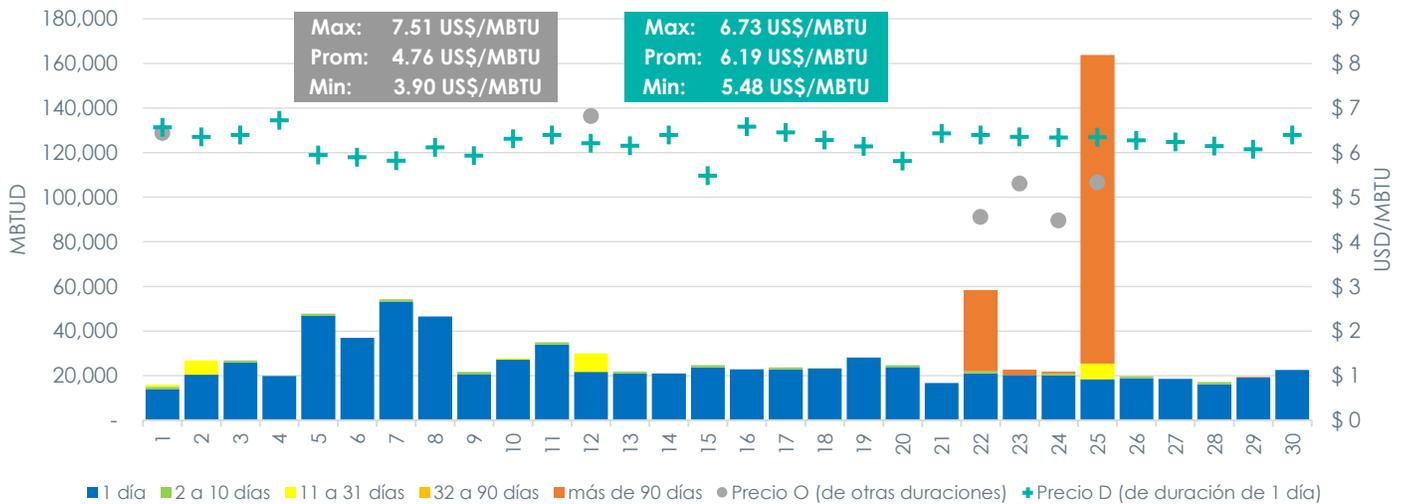
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de NOVIEMBRE registró 440 operaciones todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (375). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.48 USD\$/MBTU (noviembre 15) y 6.73 USD\$/MBTU (noviembre 04) para las transacciones de duración de **1 día**; **El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.99 USD\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario NOVIEMBRE – Suministro



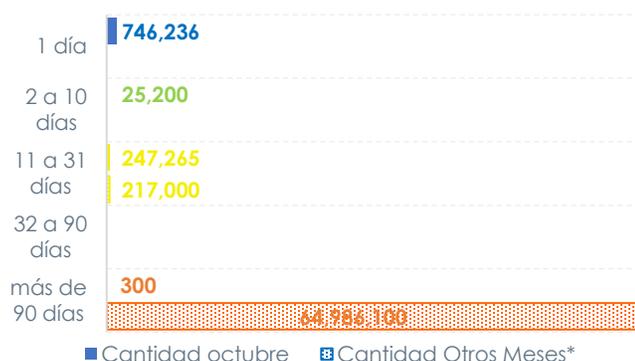
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en NOVIEMBRE – Suministro

Duración contrato	Día del mes																														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			
1 día	9	11	16	10	13	14	17	13	10	13	16	14	11	9	11	12	14	13	17	17	10	13	14	15	9	12	12	8	13	9	375	\$ 6.19	
2 a 10 días	1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1		14	\$ 4.20	
11 a 31 días	2	1							1			4							1						1						10	\$ 7.00	
32 a 90 días																																-	-
más de 90 días																							13	4	3	20			1		41	\$ 5.12	
TOTAL	12	12	17	10	14	14	18	13	11	14	17	18	12	9	12	12	15	14	17	18	10	27	18	19	30	13	12	9	14	9	440	\$ 5.99	

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como los registros de duración de **1 día** representan el 85% del número total de operaciones, el día con mayor número de transacciones registradas fue el 25 de noviembre con 30 transacciones equivalentes al 7% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos bajo la modalidad con interrupciones, negociados a través de negociación directa y registrados en los términos del parágrafo 5 del artículo 40, Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en NOVIEMBRE – MBTU



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 375 transacciones de duración **diaria** representan el **73% (746,236 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en noviembre, mientras que las transacciones con duración de **11 a 31 días** asocian el **24% (247,265 MBTU)**. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra los mayores volúmenes transados (**64,986,100 MBTU**) se asocia a entregas para el siguiente año gas (diciembre 1 de 2021 a noviembre 30 de 2022).

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **2.5%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de noviembre (40,470,000 MBTU³).

*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a noviembre.

Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (US\$/MBTU)

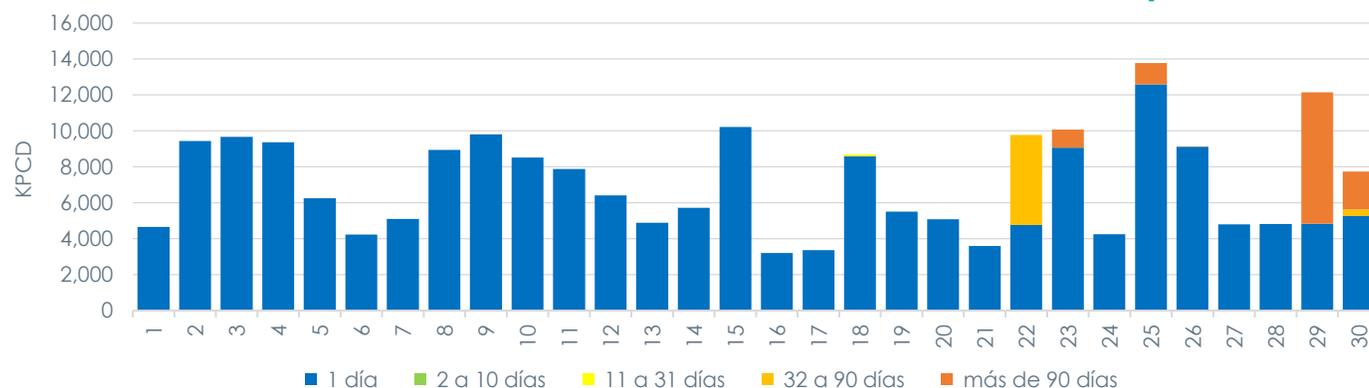
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BARRANCA con 400,691 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (775,448 MBTUD) equivalente al 80.7% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (185,070 MBTUD) equivalente al 19.3% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (189) seguido por Barranca (108), Ballena (77) y los puntos NO SNT registraron (16 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de NOVIEMBRE registró 282 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (254).

Transacciones mercado secundario NOVIEMBRE - Transporte



³ 40,470,000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.349 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en NOVIEMBRE – Transporte

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
	1 día	3	12	13	11	12	8	6	11	11	8	6	11	7	5	7	6	5	11	11	7	8	14	10	8	10	11	6	7	6	3
2 a 10 días																															-
11 a 31 días																		2													2
32 a 90 días																							1							4	5
más de 90 días																								1		3	1		9	7	21
TOTAL	3	12	13	11	12	8	6	11	11	8	6	11	7	5	7	6	5	13	11	7	8	15	11	8	13	12	6	7	15	14	282

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,234 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registrados fueron el 22 y 29 de noviembre con 15 transacciones cada uno, equivalentes al 10.6% del total realizadas durante el mes.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo		
			66,381	\$ 1.75	31	BALLENA - SEBASTOPOL
21	\$ 0.39	31,676	14,960	\$ 1.38	9	CUSIANA - VASCONIA
			2,600			CARTAGENA - MAMONAL
			36,502	\$ 0.27	15	CUSIANA - SABANA_F
31	\$ 0.39	11,985	1,203	\$ 1.68	8	CUSIANA - OCOA
36	\$ 0.25	7,928	889	\$ 1.23	4	SEBASTOPOL - VASCONIA
34	\$ 0.07	8,929	1,000	\$ 1.41	2	CUSIANA - SEBASTOPOL
			5,000	N.D.	1	COGUA - SABANA_F
18	\$ 0.10	4,594	156			LA BELLEZA - VASCONIA
14	\$ 0.41	4,605				EL PORVENIR - LA BELLEZA
15	\$ 0.38	4,600				CUSIANA - EL PORVENIR
15	\$ 0.05	4,595				VASCONIA - MARIQUITA
14	\$ 0.08	1,879				CUSIANA - APIAY
			854	\$ 0.77	3	VASCONIA - ARMENIA
			1,000	N.D.	1	VASCONIA - PEREIRA
			1,000	N.D.	1	BARRANQUILLA - CARTAGENA
			1,000	N.D.	1	CHICORAL - FLANDES
			741	N.D.	1	VASCONIA - YUMBO/CALI
			700	N.D.	1	CUSIANA - LA BELLEZA
			313	N.D.	1	GBS_J - GBS_F
			313	N.D.	1	LA BELLEZA - COGUA
			15	\$ 0.25	2	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA
			35	N.D.	1	CUSIANA - GBS_F
			17	N.D.	1	

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 84 se dieron bajo negociación directa y 198 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (63% del total del mes), también se destaca la ruta BALLENA-SEBASTOPOL la cual transó 66,381 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-OCOA con 40 transacciones (36 asignadas por subasta SUVCP y 4 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-SABANA_F con 39 transacciones (31 asignadas por subasta SUVCP y 8 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 forman 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).

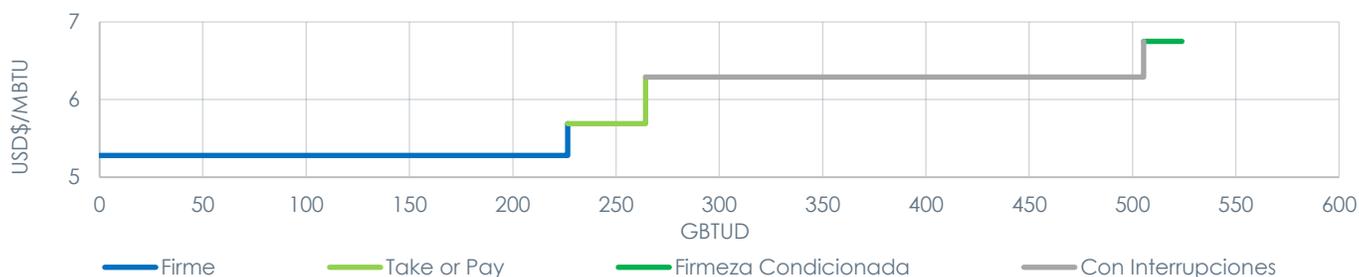
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en NOVIEMBRE

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

Región	Punto SNT	Con Interrupciones		Firme		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	64	\$ 3.58	103	\$ 4.03			1.5	\$ 3.99			169
	Barrancabermeja	16	\$ 4.95	19	\$ 6.84							35
	Caramelo	3.0	N.D.	2.1	\$ 6.80							5.1
	Gibraltar	0.1	N.D.	2.9	\$ 4.67							2.9
	Mariquita			0.04	N.D.							0.04
Costa	Mamonal	150	\$ 7.67	8.3	\$ 4.66			17	N.D.	13	N.D.	188
	Ballena			41	\$ 6.16							41
	Bonga Mamey					26	N.D.					26
	Tucurínca			26	\$ 6.34							26
	La Creciente					12	N.D.					12
	Hocol			7.6	\$ 4.64							7.6
	Jobo	3.5	\$ 6.33									3.5
	Bullerengue			3.2	\$ 5.54							3.2
	El Difícil			0.8	N.D.							0.8
	Arjona	3.4	\$ 4.66									3.4
	Aguas Blancas	0.3	N.D.	1.2	\$ 2.50							1.5
	San Roque			0.7	N.D.							0.7
	Lisama			0.2	N.D.							0.2
El Centro			0.1	N.D.							0.1	
No SNT*	0.4	\$ 15.60	14	\$ 8.57							15	
Total General		241	\$ 6.29	230	\$ 5.28	37.7	\$ 5.69	18.5	\$ 6.75	12.9	N.D.	540
Total (%)		44.6%		42.8%		6.9%		3.4%		2.3%		100%

*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 Firme presenta el valor más bajo con 5.28 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 6.75 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 87% de la contratación total nacional de 540 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.

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 y CREG 068 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.

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.

Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural