



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2023

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 1% (7 GBTUD) respecto del mes de mayo de 2023 (1,079 GBTUD), ubicándose en 1,086 GBTUD en junio de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 66.9% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.51 USD/MBTU y 4.99 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, Apiay-Usmé, Barrancabemeja-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali y Floreña-Yopal.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en junio de 2023 fue de 938 GBTUD, aumentando un 1% por encima de la demanda registrada en el mes de mayo de 2023 (929 GBTUD), explicado principalmente por un incremento en los consumos del sector de generación térmica e industrial.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 24,5% pasando de 302 en mayo a 376 en junio de 2023; las negociaciones de transporte se aumentaron en 7,6%, pasando de 331 en mayo a 356 en junio de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en junio, la modalidad Firme registra un valor de 6.16 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.74 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 **junio**.

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	278	4	282	92%
Cupiagua	236	238	-	238	101%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	128	103	-	103	80%
Floreña	73	12	56	68	93%
Nelson	30	10	1	11	37%
Bloque VIM 5***	123	77	21	98	80%
Gibraltar	41	25	-	25	61%
Bonga/Mamey	38	36	-	36	95%
Otras Fuentes	199	134	49	183	92%
Potencial Producción Nacional	1,176	913	131	1,044	89%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	42	-	42	11%
Total	1,576	955	131	1,086	-

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

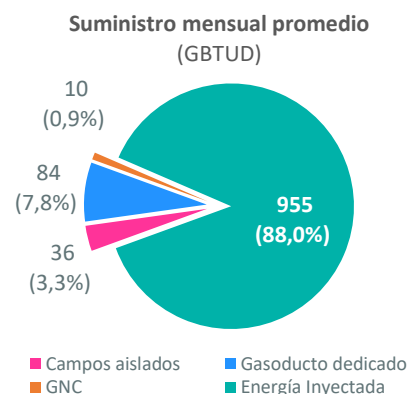
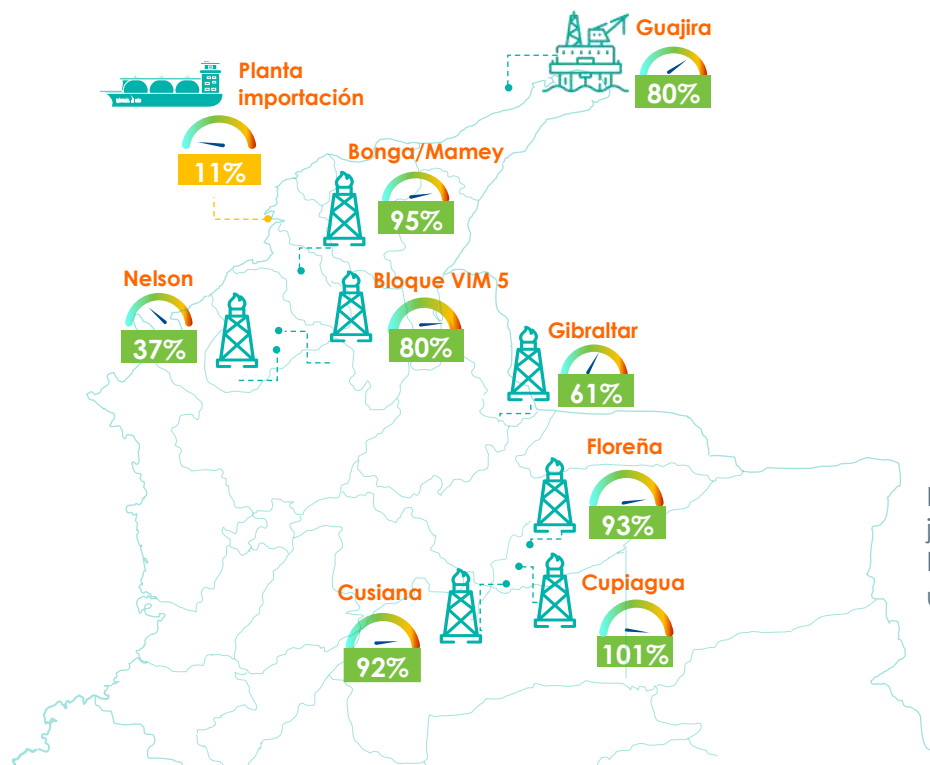
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 7 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

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

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

**** Capacidad total de la planta de regasificación.

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



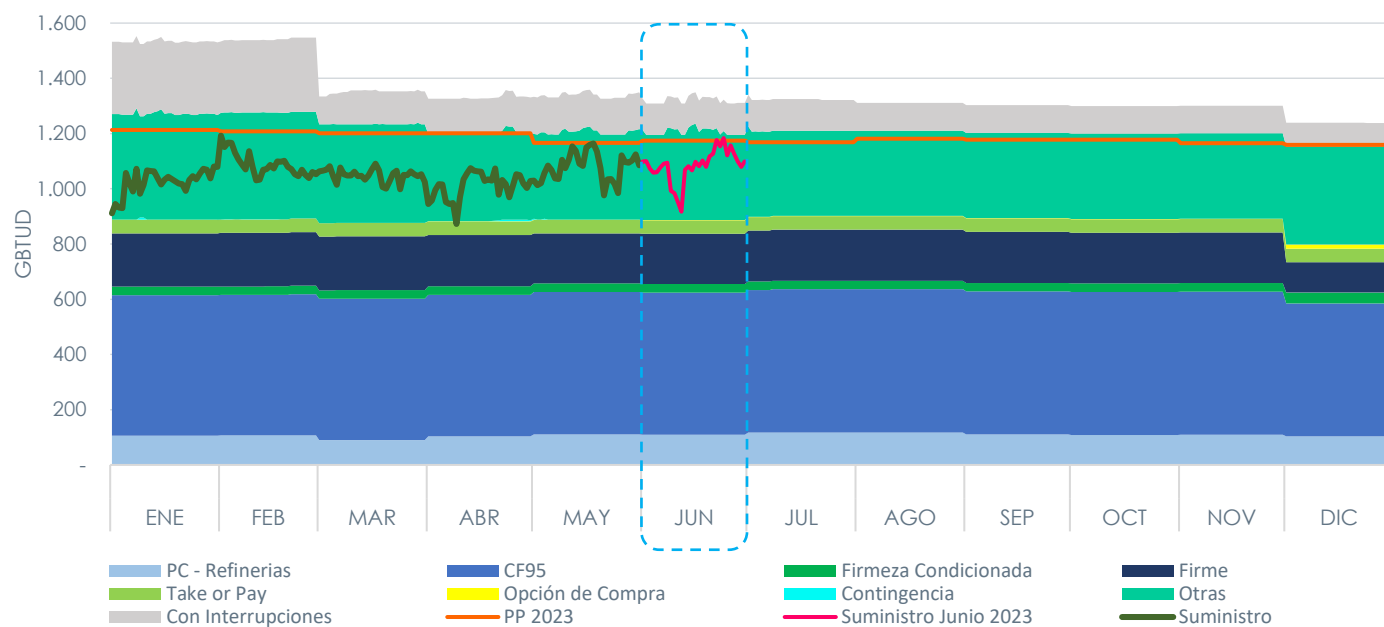
La relación de suministro en el mes de junio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **89%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2023** 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 junio que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 778 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 114 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,086 GBTUD**, con oscilaciones entre **917 GBTUD (min.)** y **1,183 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que mayoritariamente las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,176 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,213	1,208	1,201	1,201	1,166	1,176	1,168	1,181	1,178	1,178	1,165	1,159
Suministro Min.	911	1,030	998	873	976	917						
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049	1,010	1,079	1,086						
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091	1,075	1,164	1,183						
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	111	109	118	118	110	108	109	104
Garantía Firmeza*	785	786	787	780	777	778	783	784	784	783	783	694
Otras**	383	386	358	318	317	320	309	309	309	309	309	355
Con Interrupciones	262	264	117	129	133	114	114	100	100	100	100	86

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 Bolefín 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 Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta/oferta-por-campo>).

* Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra y Contingencia.

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

Contratación vigente por campo y por modalidad en junio

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			184	\$ 4.72			9	\$ 4.15					5	N.D.			197
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					6	\$ 4.15			202
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.			4	\$ 3.95			30
	Floreña	55	\$ 3.69			12	N.D.							3	\$ 3.83			70
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	2	\$ 1.00	18	\$ 5.45									25	\$ 5.00	-	-	45
Costa	Ballena			9	\$ 5.50													9
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08													46
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									59	\$ 6.34	30	\$ 7.33			165
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69													36
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	15	N.D.	17	\$ 5.10													32
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									181	\$ 8.88	4	\$ 5.12			187
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 1.80	3	N.D.	4	N.D.							26	\$ 3.33			38
Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.60					2	\$ 2.84					7	\$ 1.41			13	
Total	182	\$ 4.51	515	\$ 4.99	49	\$ 4.53	31	\$ 4.08	1	N.D.	320	\$ 8.19	114	\$ 4.89	-	-	1212	
Total (%)		15.0%		42.5%		4.0%		2.5%		0.1%		26.4%		9.4%		0.0%		100.0%

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, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

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

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbe.

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 Toqui Toqui.

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 junio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,212 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (515 GBTUD), **ii)** Firme (182 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (114 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **66.9%** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Opción de compra con 1 GBTUD. 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 4.08 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Otras” representa el valor más alto con 8.19 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 66.9% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.51 USD/MBTU y 4.99 USD/MBTU.

II. TRANSPORTE

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

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMM	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	12	308,200	306,950	0	0%	\$ 997.88	80,692	104,516	114,129
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	13	723,703	728,482	0	0%	\$ 1,068.47	85,517	123,334	174,770
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	12	698,003	698,281	0	0%	\$ 1,554.88	161,187	218,638	287,299
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	270,941	0	0%	\$ 175.02	122,216	133,331	142,544
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	276,026	5,819	2%	\$ 2,227.40	137,070	183,249	213,200
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	185,134	4,011	2%	\$ 2,337.85	112,539	141,091	164,514
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	11	92,000	86,533	3,967	4%	\$ 957.62	34,157	35,614	36,171
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,817.91	264	879	1,450
	9	APIAY-OCOA	8	22,020	16,321	5,699	26%	\$ 1,814.92	11,545	14,556	15,214
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 4,169.18	153	8,205	15,131
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	63,256	84,744	57%	\$ 2,531.24	47,366	62,127	85,353
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	12	260,000	115,644	136,356	52%	\$ 5,291.12	4,985	15,383	43,081
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	3	37,361	38,625	0	0%	\$ 8,228.33	5,943	18,350	25,378
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	8	333,000	154,034	176,279	53%	\$ 2,210.25	43,541	104,882	148,001
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,393.76	157	4,238	4,758
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,543	7,472	62%	\$ 6,160.29	2,990	4,019	4,768
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	227,084	0	0%	\$ 1,878.38	104,795	138,981	157,677
	18	CUSIANA-APIAY	11	64,159	55,172	7,987	12%	\$ 2,604.29	28,683	40,436	50,917
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	22	470,000	485,457	0	0%	\$ 320.47	318,313	411,308	440,775
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	19	472,500	464,125	0	0%	\$ 3,642.08	316,426	409,481	438,866
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,709.39	497	1,159	1,236
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,001.96	914	1,230	1,379
	23	FLOREÑA-YOPAL	7	16,161	15,397	764	5%	\$ 1,090.78	11,668	14,052	15,629
	24	GBS_I-GBS_F	11	63,744	10,177	53,567	84%	\$ 3,526.18	10,986	14,167	16,434
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	42,347	7,051	14%	\$ 11,673.79	6,732	24,593	34,063
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 19,592.71	8,287	9,049	9,492
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,327.44	205	884	968
	28	LA BELLEZA-COGUA	7	223,500	233,443	0	0%	\$ 1,260.13	107,124	141,569	160,176
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	15	300,538	284,461	11,419	4%	\$ 1,919.33	176,944	243,841	296,921
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 5,608.58	11,340	15,008	16,149
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,918	49,934	30%	\$ 3,117.68	70,264	88,285	108,076
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 29,729.83	280	410	947
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 1,100.02	56,166	71,836	94,383
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,553.37	1,423	2,970	3,923
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 6,581.38	2,376	3,462	4,085
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	67,262	10,140	13%	\$ 6,016.04	38,035	51,446	60,060
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	11	349,000	209,187	137,126	39%	\$ 932.48	63,357	126,874	165,648
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 23,044.94	195	230	247
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	142,037	48,655	25%	\$ 1,840.79	91,382	110,300	128,964
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 1,947.09	5,251	5,555	5,991
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 384.58	35,134	41,810	45,403

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del 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.

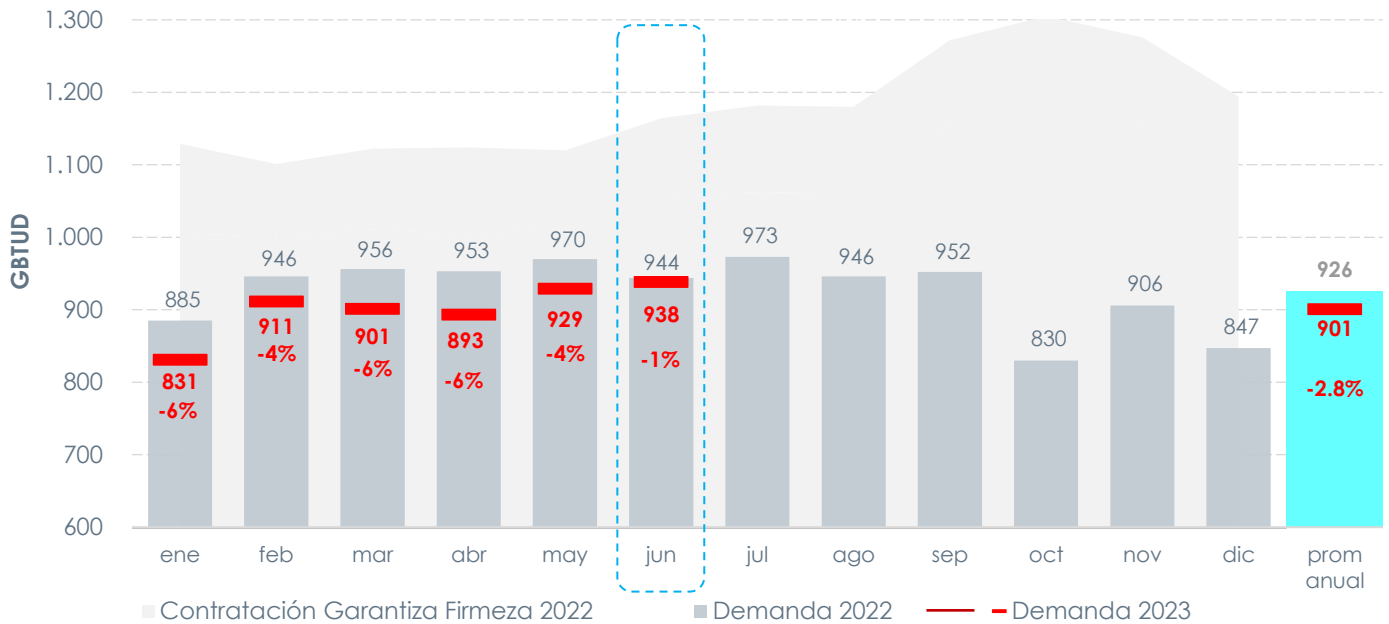
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 junio se observa una demanda promedio de 938 GBTUD, esto es **1% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 944 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **901** GBTUD, estando por debajo un 2.8% al promedio anual del 2022 (926 GBTUD).



Fuente: SEGAS.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2023 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2022 (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.

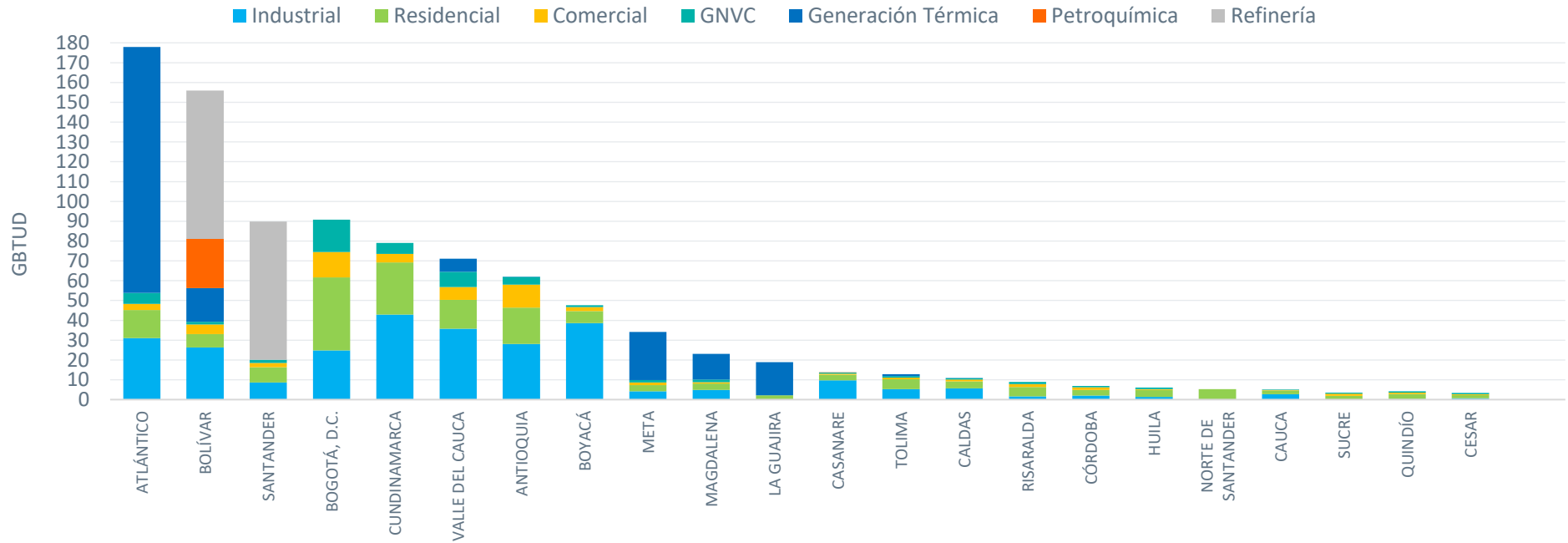
Evolución mensual demanda térmica y No térmica









En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en junio la demanda **térmica** fue 3 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** también **disminuyó** en 3 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2022	197 / 688	229 / 718	230 / 726	210 / 743	215 / 755	206 / 738	234 / 739	189 / 757	187 / 765	136 / 694	168 / 738	126 / 721
2023	122 / 709	172 / 739	153 / 748	146 / 747	198 / 731	203 / 735						

 Térmica
  No Térmica

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

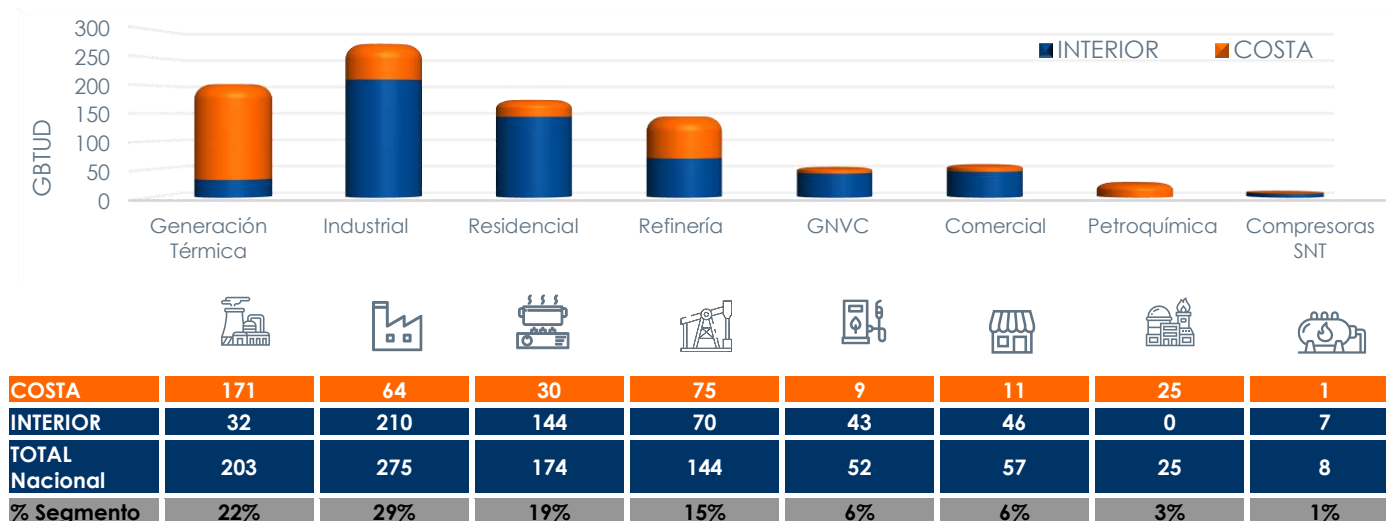


	Residencial	14.2	6.8	7.7	36.9	26.3	14.6	18.3	6.1	3.2	3.2	2.1	2.9	4.9	3.5	4.7	2.8	3.6	5.3	1.9	1.7	2.5	1.7	175
	Comercial	3.2	4.8	2.2	12.7	4.2	6.5	11.6	1.9	1.4	0.7	0.0	0.5	0.9	0.9	1.5	1.3	0.3	0.0	0.3	1.2	0.7	0.4	57
	Industrial	31.0	26.3	8.6	24.8	42.9	35.7	28.1	38.6	4.2	4.9	0.0	9.7	5.3	5.7	1.7	2.1	1.3	0.0	2.7	0.2	0.3	0.7	275
	GNVC	5.5	1.3	1.6	16.3	5.6	7.6	4.0	1.0	1.2	1.3	0.0	0.5	0.8	0.7	1.1	0.7	0.9	0.0	0.3	0.5	0.7	0.7	52
	Generación Térmica	124.0	17.1	0.0	0.0	0.0	6.6	0.0	0.0	24.2	13.0	16.7	0.0	0.9	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	203
	Refinería	0.0	74.7	69.7	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	0.0	144
	Petroquímica	0.0	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24
	Compresoras	0.0	0.1	2.0	0.0	0.3	0.0	0.2	3.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.1	8
	TOTAL	178	156	92	91	79	71	62	51	34	23	19	14	13	11	9	7	6	5	5	4	4	4	938

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 junio de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 275 GBTUD en promedio, de los cuales 210 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 174 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 144 GBTUD respecto a la costa con 30 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. Para junio de 2023, con respecto mayo de 2023 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa, así como un aumento en el sector industrial en la región de la costa y del interior.

TIPO DE USUARIO		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		Abril 23		Mayo 2023		Junio 2023	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	11	0	11	0	12	0	11	0	11	0	11
	Interior	0	44	0	46	0	47	0	46	0	46	0	46
Generación Térmica	Costa	98	0	127	0	120	0	116	0	159	0	171	0
	Interior	24	0	45	0	34	0	30	0	39	0	32	0
GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
	Interior	42	0	45	0	45	0	43	0	42	0	43	0
Industrial	Costa	51	4	52	4	64	4	62	4	59	4	60	4
	Interior	183	24	192	25	194	25	191	24	182	24	186	24
Petroquímica	Costa	24	0	24	0	25	0	28	0	27	0	25	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	79	0	74	0	69	0	72	0	72	0	75	0
	Interior	67	0	72	0	69	0	76	0	74	0	70	0
Residencial	Costa	0	30	0	31	0	31	0	31	0	31	0	30
	Interior	0	137	0	145	0	147	0	143	0	143	0	144
Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	0
	Interior	6	0	7	0	6	0	6	0	6	0	7	0
Subtotal UR/UNR		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		Abril 23		Mayo 23		Junio 23	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	261	45	288	46	287	47	288	46	327	46	341	45
Interior	320	205	361	216	348	219	346	213	343	213	338	214	
TOTAL		831		911		901		893		929		938	

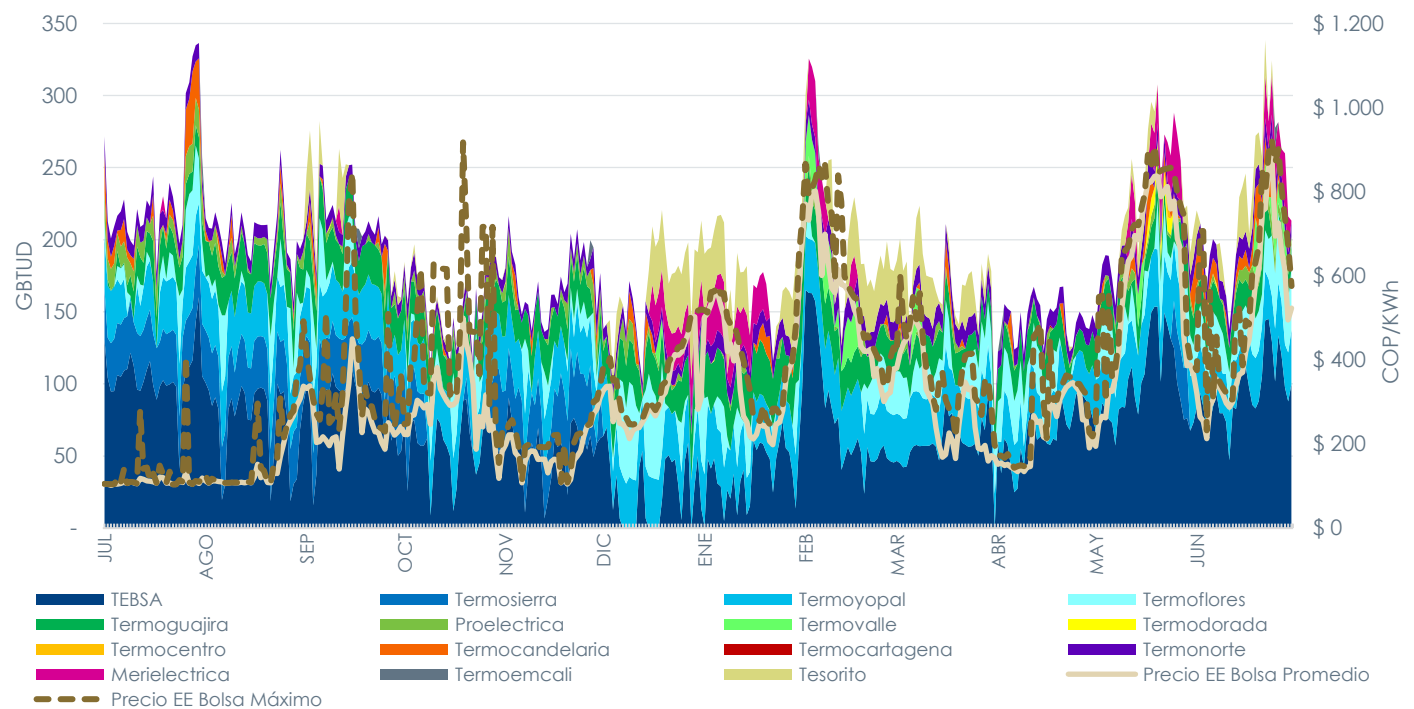
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 junio fue en promedio 227 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



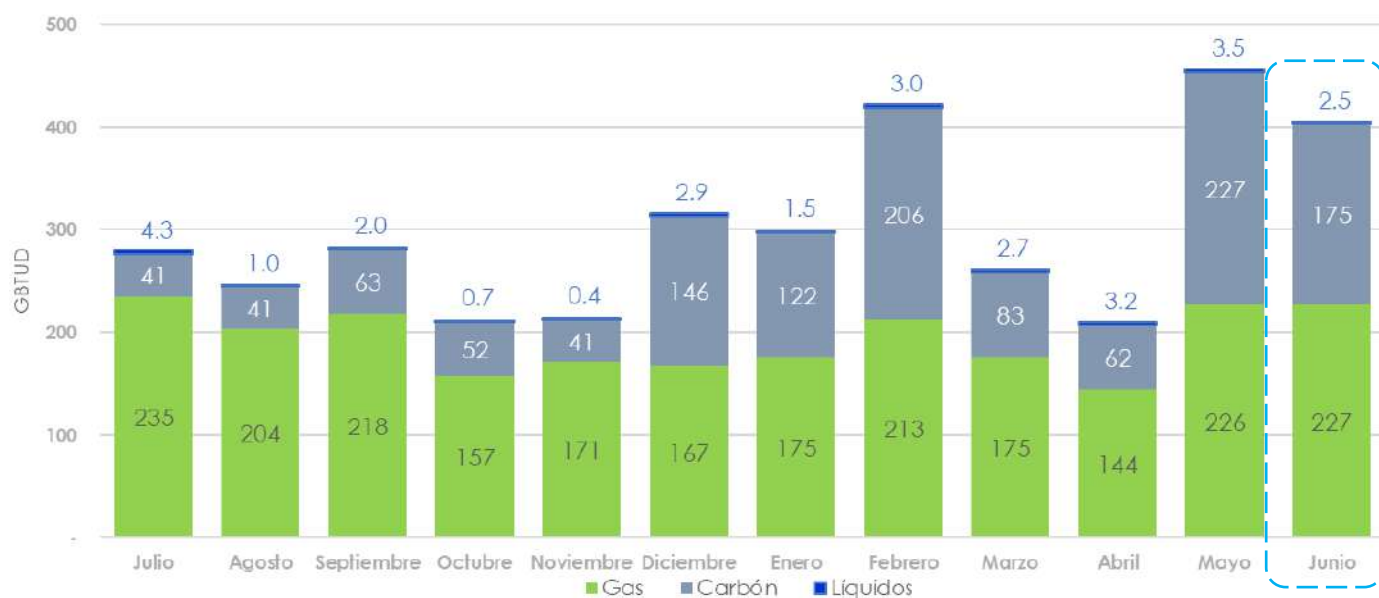
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 138 GBTUD y 338 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (96 GBTUD), Termoyopal (32 GBTUD), Termoflores (29 GBTUD), Termoguajira (17 GBTUD), TermoNorte (13 GBTUD), y Termocandelaria (11 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 junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 227 GBTUD¹ que representó el 56.1% del total, carbón con 175 GBTUD (43.3%) , y los combustibles líquidos consumieron 2.5 GBTUD (0.6%).

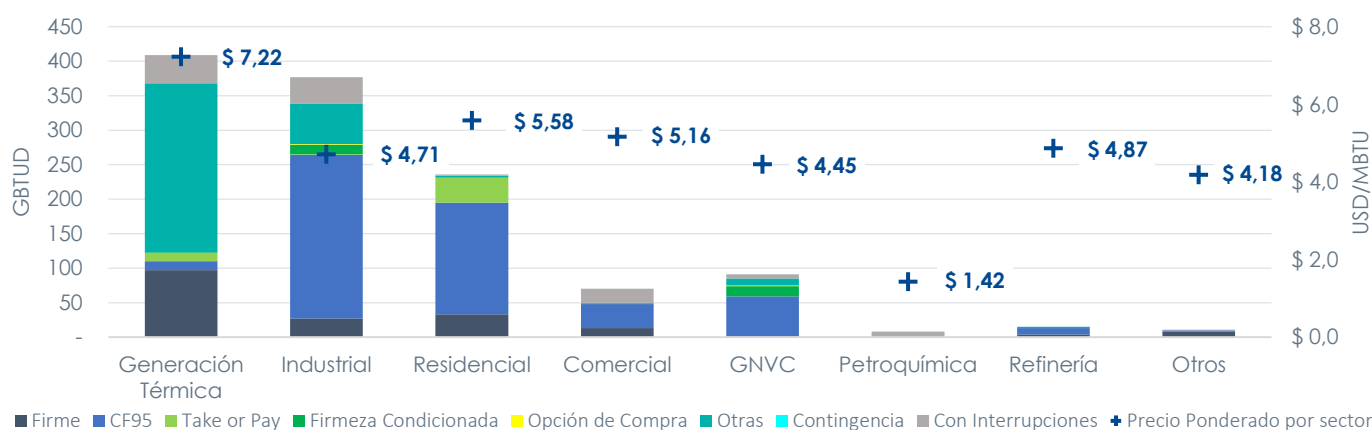
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en junio 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).



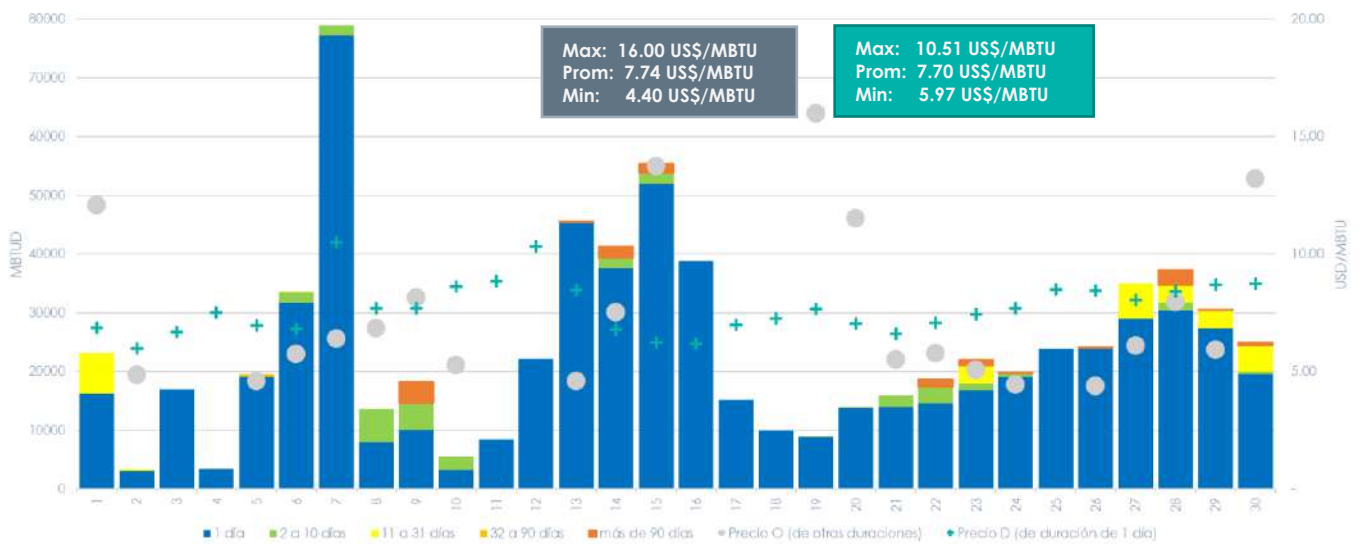
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 junio registró 376 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (305). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.97 USD/MBTU (junio 2) y 10.51 USD/MBTU (junio 7) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario Junio – 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.

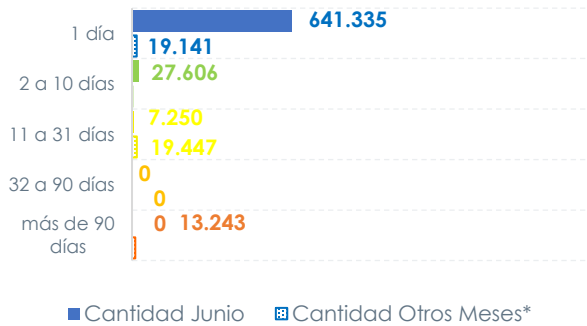
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 7.91 USD/MBTU.

Número de operaciones en junio – 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	9	3	8	5	11	12	16	7	9	3	6	8	8	13	14	14	6	7	4	11	13	16	1	13	11	14	16	17	13	8	305	\$ 7.91
2 a 10 días						2	2	6	2	2				2	2				1	1	1	3	2	1				3	1	31	\$ 6.96	
11 a 31 días	11	1				1																	1			1	1	3	6	25	\$ 9.12	
32 a 90 días					1																									1	N.D.	
más de 90 días									2				1	1	1							2	1	1	1	1	1	2	1	14	\$ 8.30	
TOTAL	20	4	8	5	12	15	18	13	13	5	6	8	9	16	17	14	6	7	5	12	14	21	14	15	11	15	17	22	18	16	376	\$ 7.93

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 81.12% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de junio con 22 transacciones equivalentes al 5.9% del total de transacciones realizadas durante el mes y negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en junio – MBTU

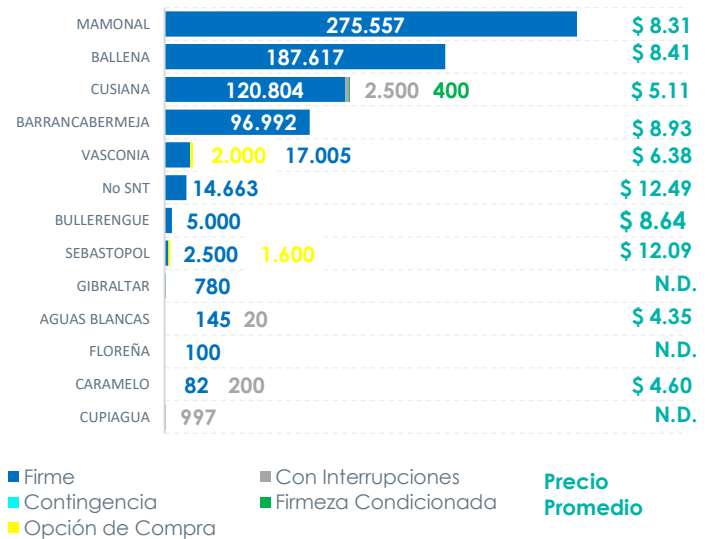


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **90.60 % (660,476 MBTU)** del volumen total transado ejecutado en junio (**728,962 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes transados de **13,243 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **92.76 %** de las cantidades negociadas.

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

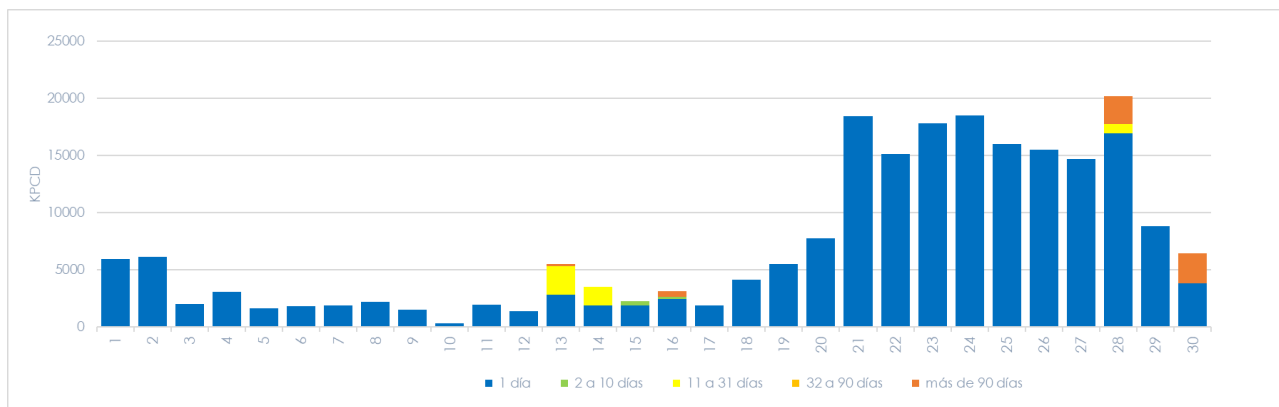
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 275,557 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 721,245 MBTUD equivalente al 98.94% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 3,717 MBTUD, equivalente al 0.51%; **“Firmeza Condicionada”** registró 400 MBTUD, equivalente al 0.05%; la modalidad **Opción de Compra** registró 3,600 MBTUD, equivalente al 0.49%; Contratos de **“Contingencia”** no fueron transados en junio en el mercado secundario. CUSIANA (124) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por MAMONAL (95), BALLENA (82) y BARRANCABERMEJA (18). Los puntos No SNT registraron 27 operaciones.



Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de junio se registraron 356 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (345).

Transacciones mercado secundario junio – Transporte

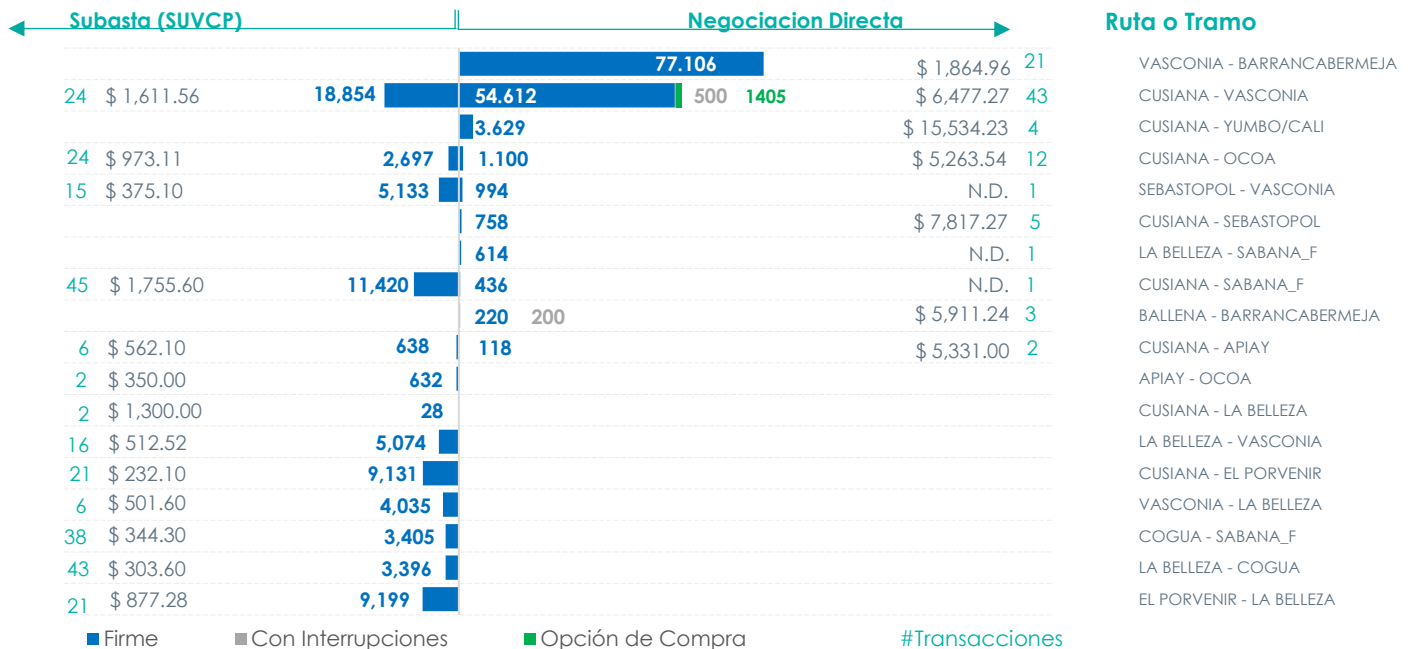


Número de operaciones en junio – Transporte

Duración contrato \ Día del mes	Día del mes																														TOTAL
	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	19	21	7	9	9	6	9	6	5	3	8	8	11	9	1	12	7	1	8	13	22	2	22	19	11	11	11	13	16	1	345
2 a 10 días														2	1																3
11 a 31 días													1	1														1			3
32 a 90 días																															
más de 90 días													1			1												2		1	5
TOTAL	19	21	7	9	9	6	9	6	5	3	8	8	13	10	12	14	7	10	8	13	22	20	22	19	11	11	11	16	16	11	356

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 7,177.8 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 21 y 23 de junio con 22 transacciones cada uno, equivalentes al 12.4 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – Moneda Vigente/KPC



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

Del total de transacciones (356), 263 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 93 se dieron bajo negociación directa. Se tiene que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 65.80% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transaron 73,466 KPCD en modalidad Firme.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 67 transacciones (24 asignadas por subasta SUVCP y 43 mediante negociación directa), CUSIANA - SABANA_F con 46 transacciones (45 asignadas por subasta SUVCP y 1 mediante negociación directa) y LA BELLEZA - COGUA con 43 transacciones (todas asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas 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).

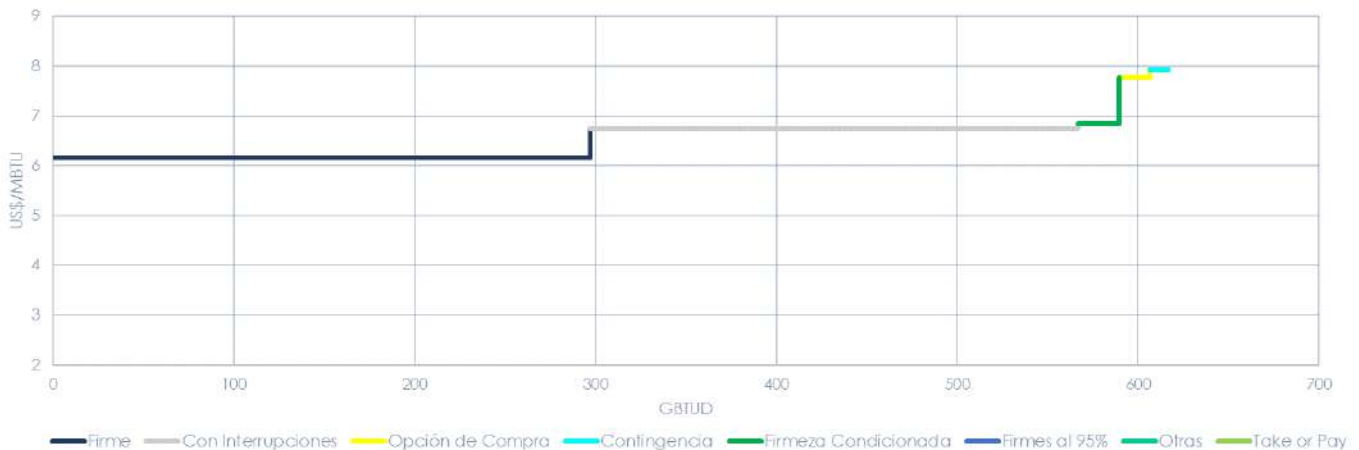
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en junio

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	112.4	\$ 5.46	34.8	\$ 4.73			3.6	\$ 5.45	1.0	N.D.	1.0	N.D.	152.7
	Barranca	9.7	\$ 6.52	37.3	\$ 5.30							1.0	N.D.	47.9
	Vasconia	8.0	\$ 5.54	3.5	N.D.					1.1	N.D.			12.6
	Sebastopol	0.4	N.D.	7.0	\$ 6.00					0.9	N.D.			8.3
	Gibraltar	3.3	\$ 5.01											3.3
	Caramelo	2.3	\$ 6.48	0.2	\$ 4.60									2.5
	Mariquita	0.1	\$ 8.03											0.1
Costa	Jobo			80.0	N.D.									80.0
	Ballena	78.5	\$ 7.03	28.0	\$ 6.74			0.9	N.D.			8.0	\$ 7.98	115.5
	Mamonal	35.3	\$ 6.14	20.0	\$ 6.26			17.0	N.D.	14.3	\$ 7.41			86.6
	Bonga Mamey					0	-							0
	Tucurín	7.4	N.D.	51.0	\$ 7.95									58.4
	La Creciente					0	-							0
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	7.5	\$ 5.53	1.0	N.D.									8.5
	No SNT*	16.5	\$ 8.97	5.6	\$ 5.17			1.41	\$ 9.04					23.5
	Total general	297.1	\$ 6.16	269.5	\$ 6.74	0	-	22.9	\$ 6.85	17.2	\$ 7.78	9.9	\$ 7.93	616.6
Total (%)		48.2%		43.7%		0.0%		3.7%		2.8%		1.6%		

*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 “Firme” presenta el valor más bajo con 6.16 USD/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.93 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 91.9% de la contratación total nacional agregando 566.6 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. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Ecopetrol (San Roque y Tisquirama) y Lewis (Bullerengue) remitidas al Gestor mediante correo.

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 industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

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

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

Información de 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

WWW.BMCBEC.COM.CO