



Informe mensual mercado de Gas Natural Enero de 2018



Cortesía: Promigas

NOTA: La información presentada en este reporte puede ser objeto de modificaciones y/o actualizaciones por parte de los agentes.



Introducción

La BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, se complace en poner a disposición de los agentes del mercado el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia, correspondiente a la operación del sector observada durante diciembre de 2017.

La presente publicación contiene una síntesis de las cantidades de energía y precios promedio ponderados para las transacciones de suministro y transporte vigentes durante el periodo de análisis. Igualmente, se destaca el desarrollo estadístico expuesto a lo largo del informe, a partir del cual se ilustra de manera resumida el comportamiento de los precios del gas por sector de consumo.

Este informe se constituye en un instrumento para la toma de decisiones por parte de los agentes e inversionistas del mercado de gas natural colombiano, a través del acceso a información oportuna y confiable generada por el Gestor del Mercado de Gas Natural dando aplicación a los principios de independencia, objetividad, transparencia y neutralidad que lo caracteriza.

La primera sección incorpora los indicadores claves de desempeño del mercado primario y secundario, con un análisis de las variaciones en las cantidades y precios respecto a los datos obtenidos en periodos anteriores.

En las secciones segunda y tercera, se presentan las cantidades contratadas vigentes en suministro de gas por modalidad contractual y sector de consumo, así como su precio promedio ponderado; en cuanto a transporte, se incluye la capacidad contratada, capacidad máxima de mediano plazo y capacidad disponible primaria para los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte.

Las secciones cuarta y quinta abordan la operación del mercado secundario, mostrando en ésta las transacciones con periodos de entrega diario e intradiario para los puntos estándar de entrega definidos en la normatividad y tramos o grupos de gasoductos.

Como última sección del informe, se incluye el análisis del comportamiento de las variables operativas declaradas por los productores – comercializadores, comercializadores de gas importado, transportadores, generadores térmicos, comercializadores-distribuidores y usuarios no regulados.

Cabe señalar que la información consignada en el presente informe corresponde a la consolidación de la información reportada por los agentes del mercado en la plataforma dispuesta por el Gestor para dicho propósito, la cual puede estar sujeta a cambios como consecuencia de conciliaciones posteriores entre agentes en materia operativa; las disminuciones observadas en la información operativa obedecen a falta de reporte por parte de algunos agentes. Dado lo anterior, cualquier modificación adicional se verá reflejada en Informes posteriores.

Finalmente, el mercado de gas natural podrá contar con este informe de manera mensual y será publicado en nuestra página web www.bmcbec.com.co el octavo día hábil de cada mes.



Contenido

1. KPI - Indicadores clave de desempeño.
 - 1.1 KPI - Mercado Primario.
 - 1.2 KPI - Mercado Secundario.
2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
 - 2.1 Por modalidades contractuales - Campos de producción.
 - 2.2 Por modalidades contractuales - Interior / Costa.
 - 2.3 Por sectores de consumo - Total país.
 - 2.4 Por sectores de consumo - Campos de producción.
 - 2.4.1 Ballena.
 - 2.4.2 Cupiaqua/Cusiana.
3. Contratación en el Mercado Primario - Capacidad de Transporte.
4. Contratación en el Mercado Secundario - Suministro de gas.
5. Contratación en el Mercado Secundario - Capacidad de Transporte.
6. Comportamiento de Energía inyectada vs. Energía recibida.



1. KPI - Indicadores clave de desempeño

Esta sección presenta de manera gráfica y resumida, a través del cálculo de los Indicadores Claves de Desempeño o Key Performance Indicator – KPI, el comportamiento de las variables de cantidades y los precios promedio ponderados vigentes para las fuentes de Ballena y Cupiagua/Cusiana en el mercado primario, y los contratos pactados en Diario - Firme e Intradiario - Firme para los puntos estándar de entrega Ballena y Cusiana en el mercado secundario. Estos indicadores permiten comparar los datos actuales (Enero 2018) con el mes inmediatamente anterior (Diciembre 2017) y el mismo mes del año anterior (Enero 2017).



1.1 KPI - Mercado Primario

Indicador Enero de 2018	Variación porcentual mes anterior (Diciembre de 2017)	Variación porcentual año anterior (Enero de 2017)
Mercado Primario : Ballena Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 133.80	 0% Cantidad: 133.80	 -29% Cantidad: 188.80
Mercado Primario : Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 5.30	 0% Precio: 5.30	 11% Precio: 4.77
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Gas contratado* (GBTUD): Cantidad: 443.21	 0% Cantidad: 443.21	 -2% Cantidad: 452.57
Mercado Primario : Cupiagua/Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 3.53	 0% Precio: 3.53	 -0% Precio: 3.54

- Variación porcentual mayor a 20%.
- Variación porcentual entre -20% y 20%.
- Variación porcentual menor a -20%.

*Se incluyen todas las modalidades contractuales.



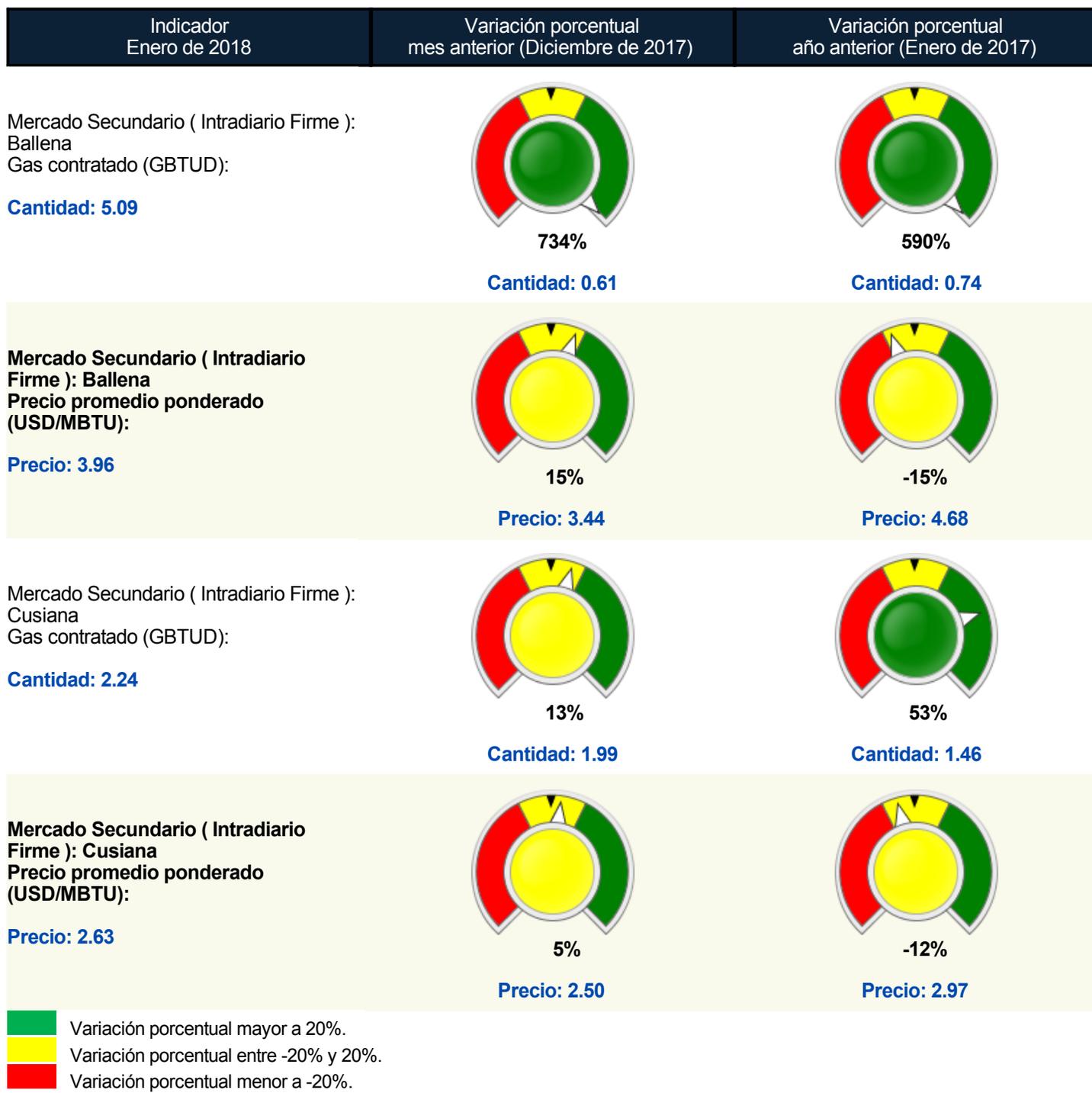
1.2 KPI - Mercado Secundario

Indicador Enero de 2018	Variación porcentual mes anterior (Diciembre de 2017)	Variación porcentual año anterior (Enero de 2017)
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Gas contratado (GBTUD): Cantidad: 7.69	 71% Cantidad: 4.51	 556% Cantidad: 1.17
Mercado Secundario (Diario Firme): Ballena Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 3.93	 1% Precio: 3.90	 -28% Precio: 5.47
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Gas contratado (GBTUD): Cantidad: 3.99	 -69% Cantidad: 12.68	 56% Cantidad: 2.56
Mercado Secundario (Diario Firme): Cusiana Precio promedio ponderado (USD/MBTU): Precio: 2.64	 54% Precio: 1.72	 -11% Precio: 2.96

■ Variación porcentual mayor a 20%.
■ Variación porcentual entre -20% y 20%.
■ Variación porcentual menor a -20%.



1.2 KPI - Mercado Secundario





2. Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas

A continuación se detallan las cantidades vigentes para los puntos: Ballena, Cupiagua/Cusiana y otros campos, esta información se detalla de manera desagregada para cada una de las modalidades contractuales reportadas ante el Gestor por los agentes del mercado, se incluye su precio promedio ponderado.

Como complemento al análisis del lector se incluye como componente operativo el comportamiento promedio mensual de las nominaciones y renominaciones, información declarada al Gestor del mercado de gas natural con periodicidad diaria por parte de los Productores – Comercializadores y Comercializadores de gas importado.

Esta sección también presenta las cantidades promedio contratadas bajo las modalidades Firmes y Take or Pay por sectores de consumo total y detallada para los campos de Ballena y Cupiagua/Cusiana, así como su precio promedio ponderado de contratación de manera independiente. Este capítulo también contiene un gráfico de dispersión que presenta la comparación de los precios pactados en el mes analizado para cada sector de consumo en 2018 vs 2017.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



2.1 Por modalidades contractuales - Campos de producción:

Tabla 1:

Gas contratado por modalidad contractual.

Modalidad contractual**	Ballena		Cupiagua / Cusiana		Otros Campos	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	0	0	8.3	2.12	114.3	4.67
Firme	133.8	5.30	338.4	3.55	137.3	6.94
Firme al 95%	0	0	10.0	ND	15.7	3.17
Firmeza Condicionada	0	0	27.8	2.62	0	0
Opción de Compra	0	0	23.3	5.78	0	0
Take or Pay	0	0	35.5	2.39	78.2	2.75
Total	133.8	5.30	443.2	3.53	345.4	5.07

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Modalidad contractual**	Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	122.6	4.50
Firme	609.4	4.70
Firme al 95%	25.7	4.04
Firmeza Condicionada	27.8	2.62
Opción de Compra	23.3	5.78
Take or Pay	113.7	2.64
Total	922.4	4.36

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

**Durante enero de 2018 se pactaron contratos de contingencia de corta duración (entre 11 y 19 días) en Ballena (13.000 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 3.5 Usd/Mbtu) y en Cusiana (12.654 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 5.0 Usd/Mbtu).



Tabla 2:
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Campos de producción.

Campo de producción	Nominación promedio Enero (GBTUD)	Renominación promedio Enero(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Enero vs. Diciembre (%)	Variación renominación Enero vs. Diciembre (%)
Ballena	143.9	145.0	0.8	10.7	11.6
Cupiagua / Cusiana	291.4	297.3	2.0	-16.1	-14.8
Otros Campos	195.7	178.9	-8.6	0.8	4.8
Total	631.0	621.2	-1.6	-6.1	-4.4

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Tabla 3:
Mercado Primario: Programa de Nominación vs. Renominación - Modalidades contractuales.

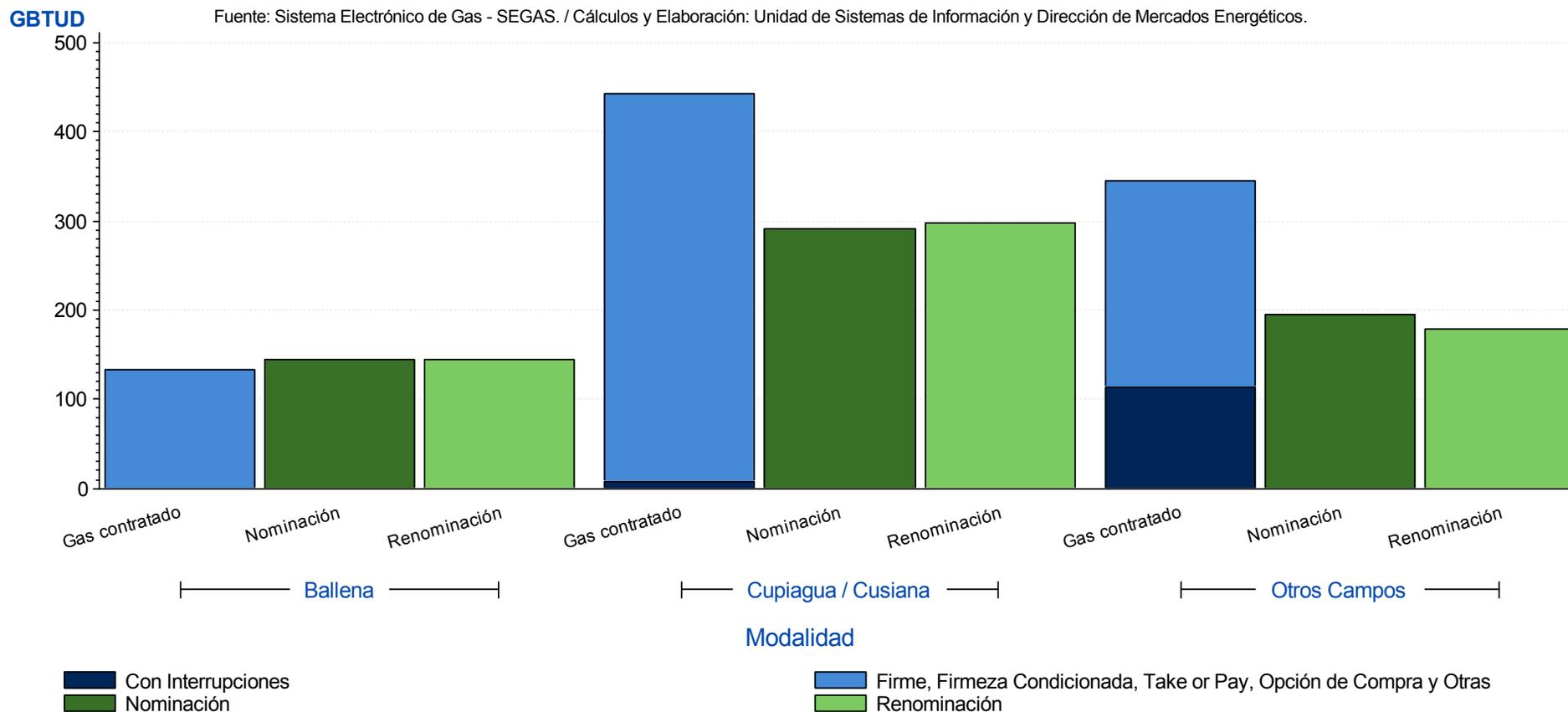
Modalidad Contractual	Nominación promedio Enero (GBTUD)	Renominación promedio Enero(GBTUD)	Variación renominación vs nominación (%)	Variación nominación Enero vs. Diciembre (%)	Variación renominación Enero vs. Diciembre (%)
Con Interrupciones	7.1	5.9	-16.4	-62.8	-56.3
Contingencia	22.9	24.5	6.8	.	.
Firme	485.3	486.4	0.2	-10.6	-9.1
Firme Al 95%	11.3	8.6	-23.9	8.7	-4.6
Firmeza Condicionada	13.2	13.3	1.0	-49.3	-48.6
Otras	13.9	14.3	3.4	.	.
Otros	0.6	1.9	243.6	-57.3	9.3
Take Or Pay	76.7	66.1	-13.8	6.8	3.1
Total	631.0	621.2	-1.6	-6.1	-4.4

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

**Durante enero de 2018 se pactaron contratos de contingencia de corta duración (entre 11 y 19 días) en Ballena (13.000 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 3.5 Usd/Mbtu) y en Cusiana (12.654 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 5.0 Usd/Mbtu).

Gráfica 1:
*Contratación en el Mercado Primario - Suministro de gas.
Nominaciones y renominaciones promedio, Enero de 2018.*



Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

**Durante enero de 2018 se pactaron contratos de contingencia de corta duración (entre 11 y 19 días) en Ballena (13.000 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 3.5 Usd/Mbtu) y en Cusiana (12.654 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 5.0 Usd/Mbtu).



2.2 Por modalidades contractuales* - Interior / Costa:

Tabla 4:

Modalidad contractual**	Costa		Interior		Total	
	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Gas contratado (GBTUD)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	72.5	4.27	50.1	4.82	122.6	4.50
Firme	217.2	4.92	392.3	4.57	609.4	4.70
Firme al 95%	13.8	3.26	11.9	4.95	25.7	4.04
Firmeza Condicionada	0	0	27.8	2.62	27.8	2.62
Opción de Compra	0	0	23.3	5.78	23.3	5.78
Take or Pay	27.5	4.26	86.2	2.12	113.7	2.64
Total	330.9	4.65	591.5	4.20	922.4	4.36

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena / Para la caracterización de la Costa se tiene en cuenta el Sistema de Promigas y para el Interior se toma como referencia los demás Sistemas de transporte.

*Se incluyen todas las modalidades contractuales.

**Durante enero de 2018 se pactaron contratos de contingencia de corta duración (entre 11 y 19 días) en Ballena (13.000 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 3.5 Usd/Mbtu) y en Cusiana (12.654 Mbtud - Precio Prom. Ponderado: 5.0 Usd/Mbtu).

2.3 Por sectores de consumo - Modalidades Firme y Take or Pay:

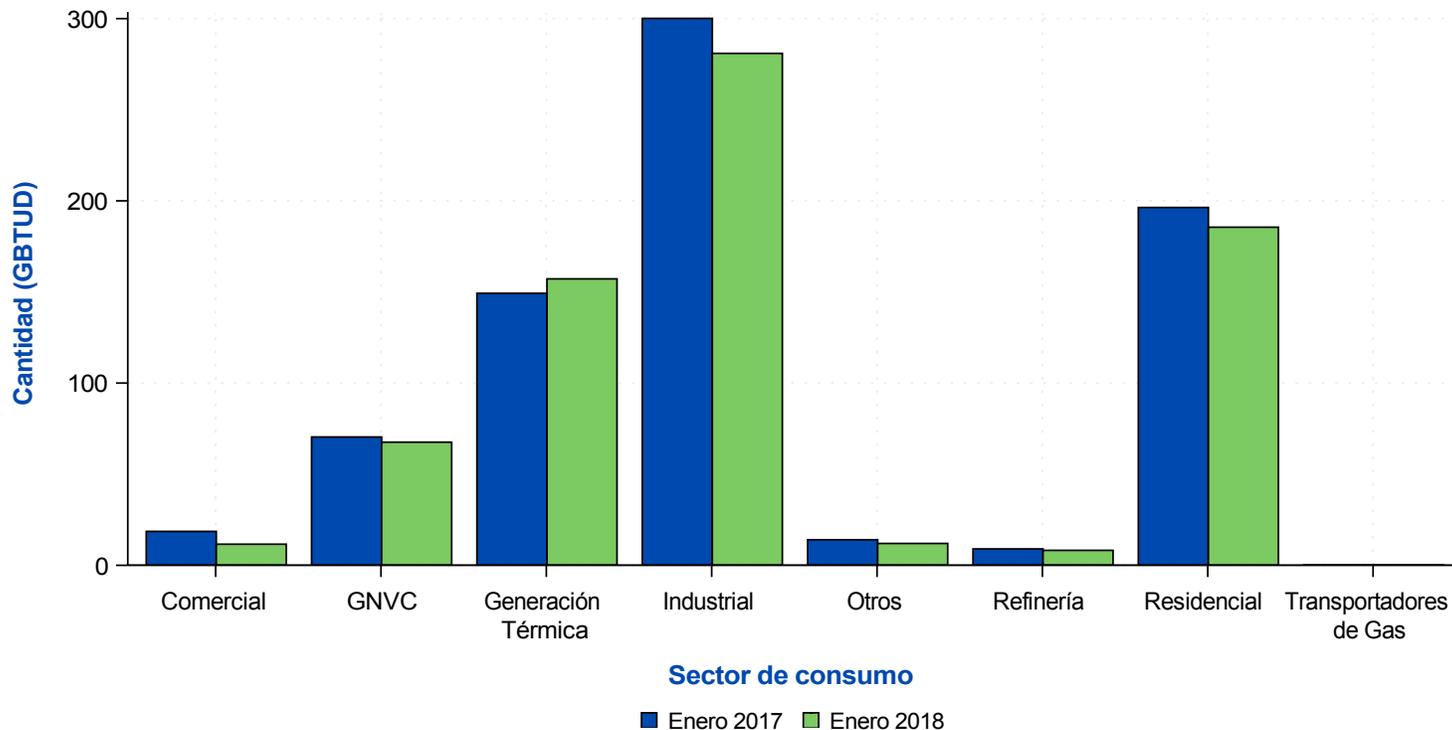
Tabla 5:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	280.9	38.8%	3.40
Residencial	185.5	25.7%	4.80
Generación Térmica	157.2	21.7%	5.99
GNVC	67.6	9.3%	2.98
Otros*	12.0	1.7%	5.90
Comercial	11.6	1.6%	5.62
Refinería**	8.2	1.1%	4.43
Transportadores de Gas	0.2	0.0%	5.62
Total	723.1	100.0%	4.37

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 2:

Comparativo de cantidades Enero 2017 vs. Enero 2018 - Sectores de consumo.

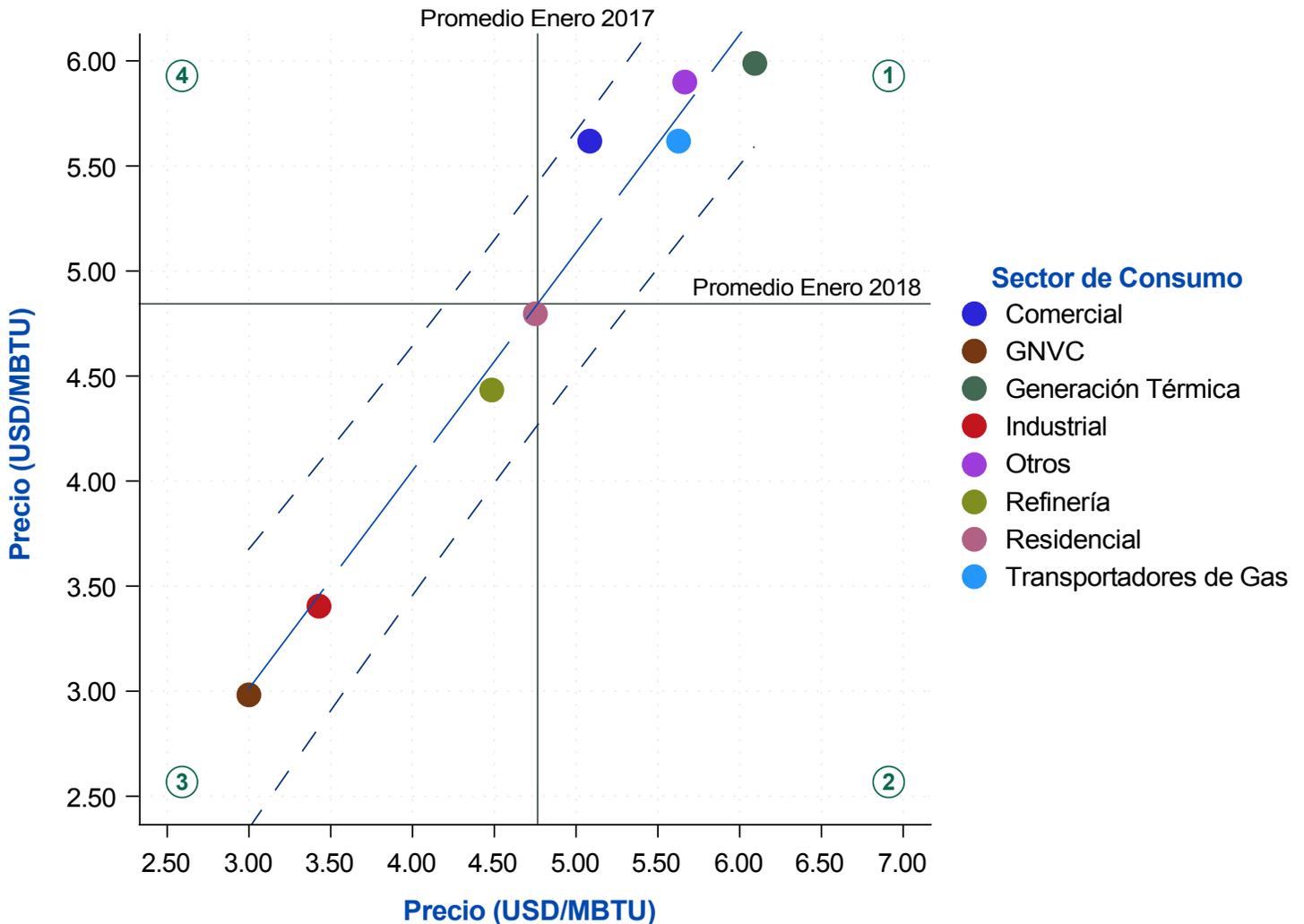


*Sector de consumo establecido en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



Gráfica 3:
Comparativo de precios Enero 2017 vs. Enero 2018 - Sectores de consumo.



Gráfica comparativa precios año en curso (a.c) vs año anterior (a.a)

Línea de trazo largo discontinuo: línea de precios esperados

Líneas de trazo corto discontinuo: márgenes de confianza de los precios esperados.

Cuadrante 1. (superior derecha) Precios por encima del precio promedio para (a.a) y (a.c).

Cuadrante 2. (inferior derecha) Precios por encima del precio promedio para (a.a) pero por debajo del precio promedio para (a.c).

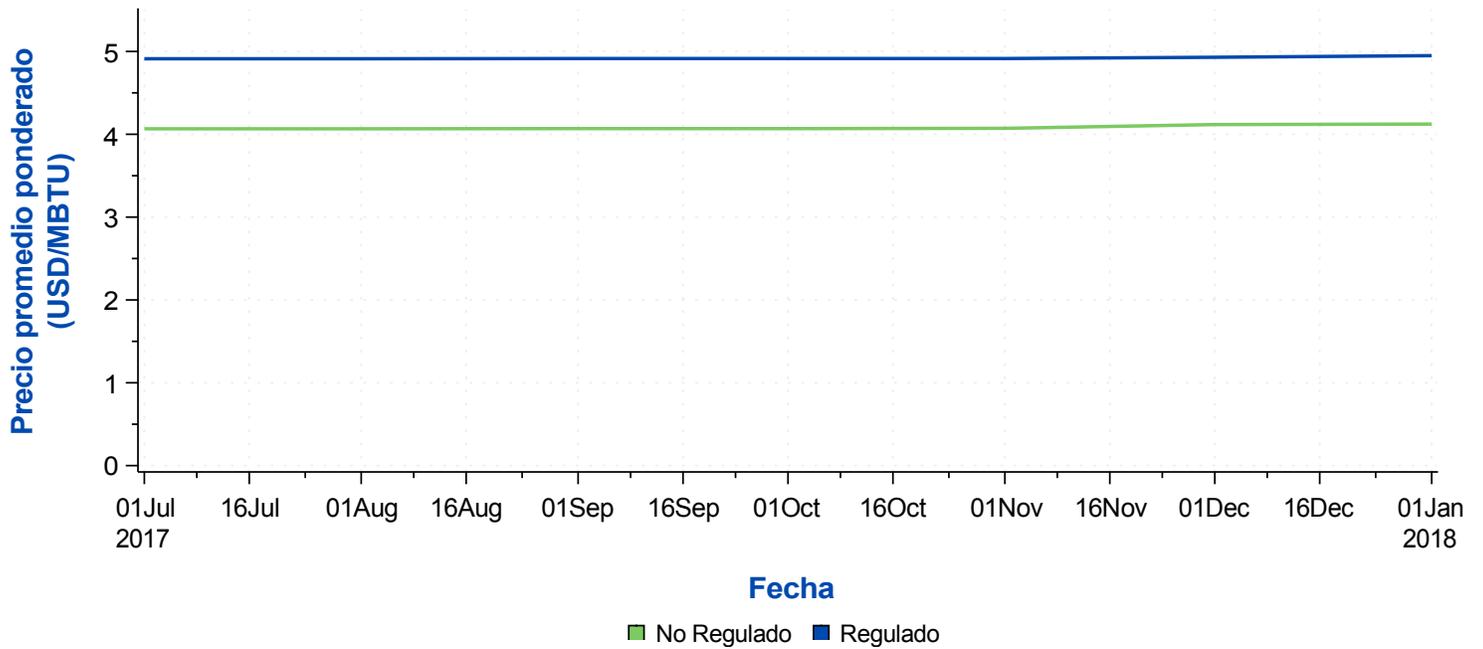
Cuadrante 3. (inferior izquierda) Precios por debajo del precio promedio para (a.a) y (a.c).

Cuadrante 4. (superior izquierda) Precios por encima del precio promedio para (a.c) pero por debajo del precio promedio para (a.a).

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



Gráfica 4: Promedio móvil del precio en los últimos 6 meses por sector regulado y no regulado, modalidades firmes y take or pay .



Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

2.4 Por sectores de consumo - Campos de producción - Modalidades Firme y Take Or Pay:

2.4.1 Ballena

Tabla 6:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Residencial	45.2	33.8%	6.09
Generación Térmica	32.1	24.0%	5.26
Industrial	22.4	16.8%	4.63
GNVC	17.7	13.2%	3.52
Otros*	12.0	9.0%	5.90
Comercial	4.2	3.2%	6.33
Transportadores de Gas	0.2	0.1%	5.62
Total	133.8	100.0%	5.30

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

2.4.2 Cupiagua/Cusiana

Tabla 7:

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	198.1	53.0%	3.04
Residencial	120.5	32.2%	4.29
GNVC	49.9	13.4%	2.79
Comercial	5.4	1.4%	5.08
Total	373.9	100.0%	3.44

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

*Sector de consumo establecido en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

**Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.



3. Contratación en el Mercado Primario - Capacidad de Transporte

En la siguiente tabla se presentan las capacidades contratadas para cada uno de los tramos del Sistema Nacional de Transporte, así como la capacidad máxima de mediano plazo y la capacidad disponible primaria, se incluye información de contraflujos. De la misma manera, se presenta un precio promedio ponderado por capacidades.

Tabla 8:
Capacidad Contratada por Tramos.

Tramos*	Capacidad contratada (KPCD)	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Disponible CDP/CMMP
Apiay - Centauros	255	2.31	0	638	0%
Apiay - Ocoa	11,862	1.23	976	22,020	4%
Apiay - Usme	17,784	1.60	675	17,784	4%
Armenia - Yumbo/Cali	91,060	2.73	61,714	148,000	42%
Ballena - Barrancabermeja	250,147	1.58	50	260,000	0%
Ballena - La Mami	248,500	0.56	100,200	513,600	20%
Barrancabermeja - Bucaramanga	38,056	1.02	17,261	37,361	46%
Barrancabermeja - Sebastopol	147,083	1.57	155,602	307,000	51%
Barranquilla - Cartagena	461,500	0.74	28,018	558,568	5%
Barranquilla - La Mami	455,200	0.78	73,700	659,700	11%
Buenos Aires - Ibaguè	5,348	0.25	9,619	15,552	62%
Cartagena - Mamonal	137,000	0.67	20,919	204,509	10%
Cartagena - Sincelejo	159,000	0.96	77,381	230,321	34%
Centauros - Granada	255	2.31	0	638	0%
Chicoral - Flandes	3,108	0.48	11,282	12,015	94%
Cogua - Sabana_f	212,388	1.59	2,028	215,000	1%
Cusiana - Apiay	30,836	1.44	0	64,150	0%
Cusiana - El Porvenir	401,972	1.72	100	412,000	0%
El Porvenir - Gbs_i	5,524	1.73	0	0	.
El Porvenir - La Belleza	393,648	1.73	5,946	414,500	1%
Flandes - Guando	1,075	0.49	8,963	10,738	83%
Flandes - Ricaurte	1,300	0.94	856	2,156	40%

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.

*Las capacidades de los tramos incluyen flujos y contraflujos.



Tramos*	Capacidad contratada (KPCD)	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Disponible CDP/CMMP
Floreña - Yopal	6,663	0.23	14,611	16,161	90%
Gbs_i - Gbs_f	5,850	1.68	58,125	63,744	91%
Gibraltar - Bucaramanga	42,258	2.91	19,900	49,900	40%
Gualanday - Mariquita	16,449	2.56	6,853	25,253	27%
Gualanday - Montañuelo	0	.	60	60	100%
Gualanday - Neiva	8,799	3.88	4,457	12,910	35%
Guando - Fusagasuga	800	2.52	157	957	16%
Jamundi - Popayan	0	.	0	3,675	0%
Jobo - Sincelejo	65,000	1.50	13,194	82,794	16%
La Belleza - Cogua	217,511	1.59	0	217,511	0%
La Belleza - Vasconia	235,474	1.98	27,645	236,597	12%
La Creciente - Sincelejo	44,000	1.15	73,137	151,727	48%
Mariquita - Pereira	118,192	2.66	39,562	168,000	24%
Morichal - Yopal	3,500	0.19	0	3,500	0%
Neiva - Hobo	1,450	2.81	1,315	2,765	48%
Pereira - Armenia	99,675	2.72	56,318	158,000	36%
Pradera - Popayan	1,758	2.43	0	3,675	0%
Ramales Aislados_i - Ramales Aislados_f	314	0.10	0	0	.
Sardinata - Cucuta	3,525	1.97	959	4,637	21%
Sebastopol - Medellin	55,794	0.69	4,190	64,249	7%
Sebastopol - Vasconia	198,037	1.57	144,675	338,000	43%
Tane/Cacota - Pamplona	139	5.59	190	359	53%
Vasconia - Mariquita	133,329	2.67	48,274	192,000	25%
Yumbo/Cali - Cali	73,600	0.07	0	73,600	0%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Nota: Consumos reportados para atención de refinerías diferentes a Barrancabermeja y Cartagena.
*Las capacidades de los tramos incluyen flujos y contraflujos.



4. Contratación en el Mercado Secundario - Suministro de gas

Las tablas descritas a continuación incluyen las cantidades promedio diarias contratadas en el mercado secundario para los periodos de entrega diario - intradiario y para cada uno de los puntos estándar de entrega contenidos en la normatividad vigente, así como los precios máximos, promedio ponderado y mínimos.

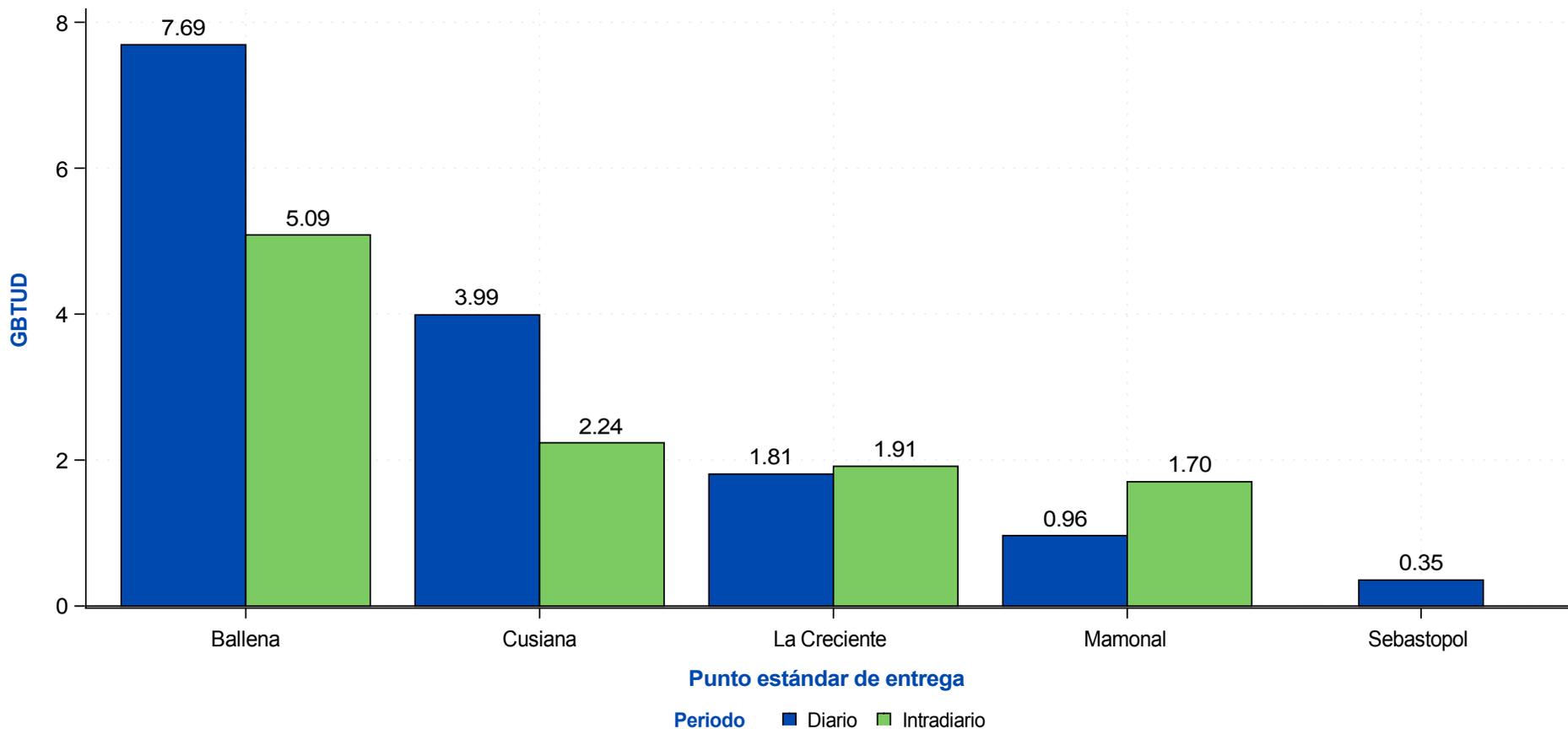
Tabla 9:

Punto estándar de entrega	Periodo de entrega	Gas contratado promedio (GBTUD)	Precio mínimo (USD/MBTU)	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)	Precio máximo (USD/MBTU)
Ballena	Diario	7.69	3.00	3.93	6.18
	Intradiario	5.09	3.00	3.96	6.18
Barrancabermeja	Intradiario	0.08	ND	ND	ND
Cusiana	Diario	3.99	2.00	2.64	4.51
	Intradiario	2.24	2.00	2.63	4.39
La Creciente	Diario	1.81	3.80	3.80	3.80
	Intradiario	1.91	3.80	3.80	3.80
Mamonal	Diario	0.96	2.90	3.61	3.90
	Intradiario	1.70	2.90	3.72	3.90
Sebastopol	Diario	0.35	5.60	5.60	5.60

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

Gráfica 5:
Gas contratado en el mercado secundario.

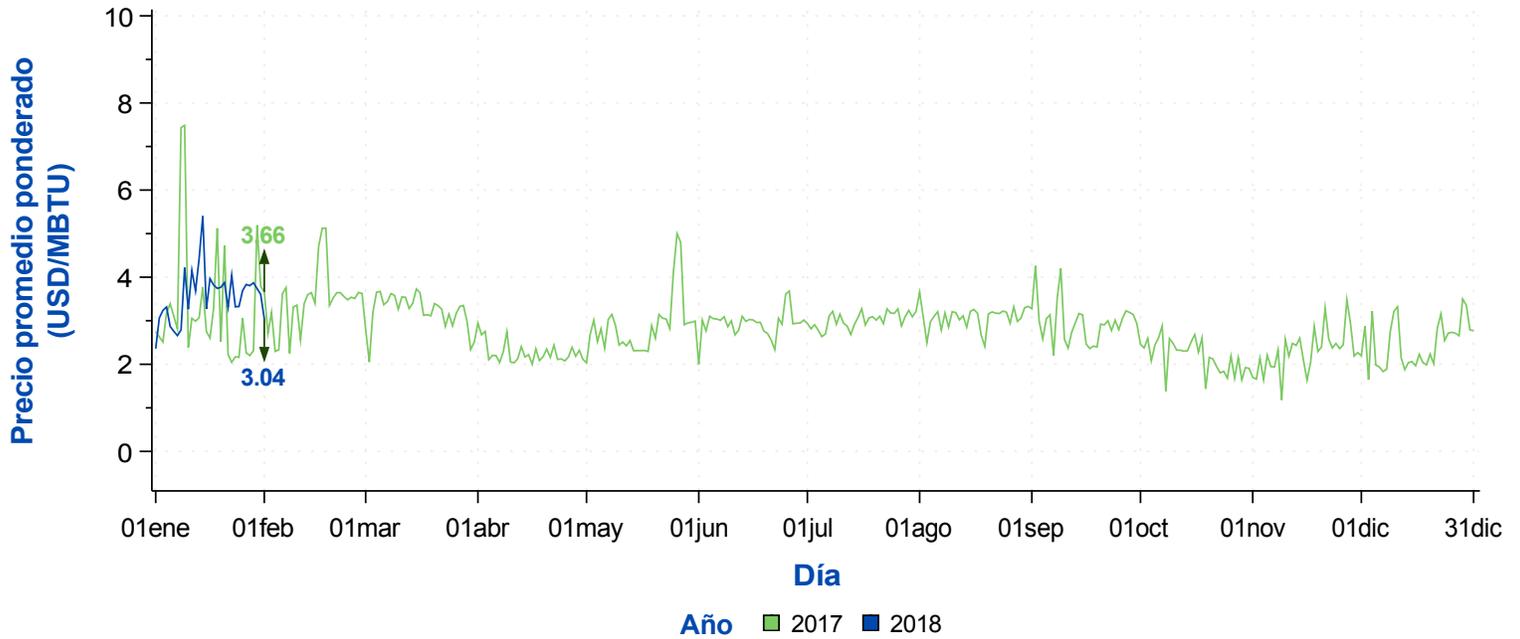


Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

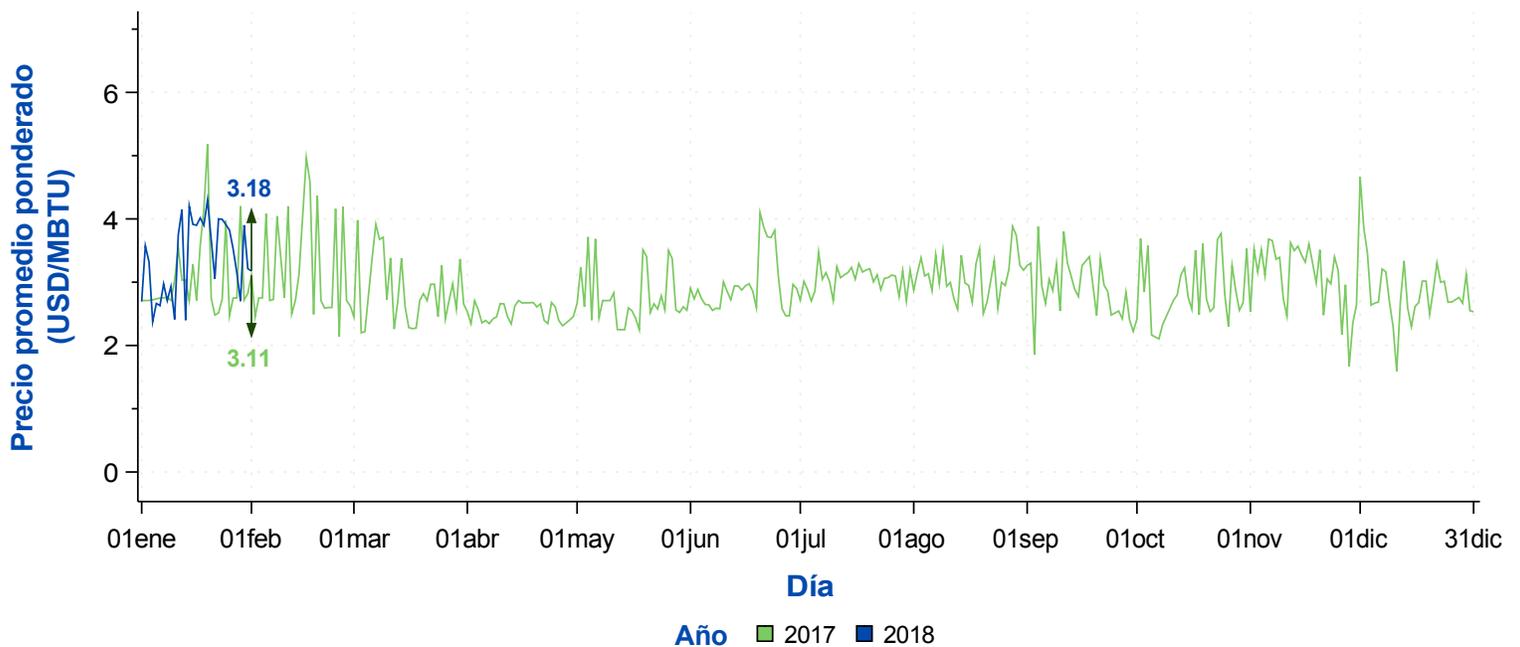
* La gráfica incluye los cinco puntos estándar de entrega de mayor negociación.



Gráfica 6: Gas contratado - Diario / Firme 2017 vs. 2018.



Gráfica 7: Gas contratado - Intradía / Firme 2017 vs. 2018.





5. Contratación en el Mercado Secundario - Capacidad de Transporte

Las tablas descritas a continuación incluyen las capacidades promedio diarias contratadas en el mercado secundario para los periodos de entrega diario - intradiario y para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos contenidos en la normatividad vigente, así como los precios máximos, promedio ponderado y mínimos.

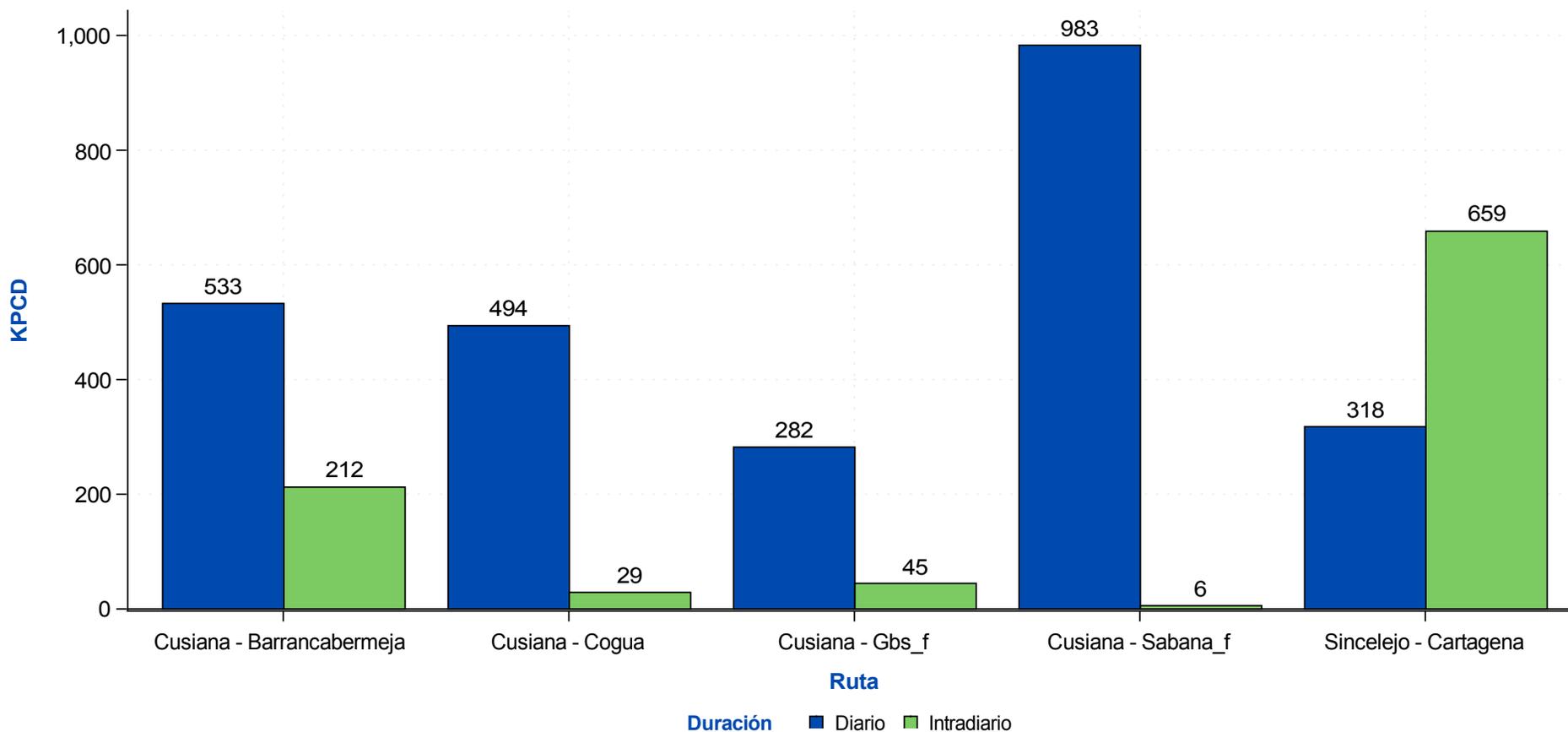
Tabla 10:

Ruta	Duración	Capacidad contratada promedio (KPCD)	Precio mínimo (USD/KPC)	Precio promedio ponderado (USD/KPC)	Precio máximo (USD/KPC)
Ballena - La Mami	Diario	277	0.41	0.41	0.41
Cusiana - Apiay	Diario	42	0.16	0.16	0.16
Cusiana - Barrancabermeja	Diario	533	1.80	2.81	2.87
	Intradiario	212	1.80	2.82	2.87
Cusiana - Cogua	Diario	494	0.24	1.06	1.18
	Intradiario	29	1.18	1.18	1.18
Cusiana - Gbs_f	Diario	282	0.36	1.53	2.19
	Intradiario	45	1.93	2.03	2.19
Cusiana - La Belleza	Diario	17	0.19	0.19	0.19
Cusiana - Mariquita	Diario	66	1.72	1.78	1.85
	Intradiario	9	1.72	1.82	1.85
Cusiana - Ocoa	Diario	27	0.22	0.79	1.46
Cusiana - Pereira	Diario	39	3.40	3.53	3.54
Cusiana - Sabana_f	Diario	983	0.33	0.74	1.72
	Intradiario	6	ND	ND	ND
Cusiana - Sebastopol	Diario	43	1.57	1.57	1.57
Cusiana - Yumbo/Cali	Diario	8	3.22	3.22	3.22
	Intradiario	8	3.22	3.22	3.22
La Mami - Cartagena	Diario	79	ND	ND	ND
	Intradiario	77	ND	ND	ND
Sincelejo - Cartagena	Diario	318	1.13	1.13	1.13
	Intradiario	659	1.13	1.13	1.13

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* ND: Precio no publicado por confidencialidad.

Gráfica 8:
Capacidad de transporte contratada en el mercado secundario*.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

* La gráfica incluye los cinco tramos o grupos de gasoductos de mayor negociación.



6. Comportamiento de variables operativas

Esta sección da a conocer al mercado el comportamiento operativo de las siguientes variables:

- Cantidad de energía inyectada diariamente al Sistema Nacional de Transporte para 2018 versus su comportamiento en 2017 expresada en Gbtud, esta información es declarada por los productores y comercializadores de gas importado con una periodicidad diaria. No se incluye información proveniente de campos no se encuentran conectados al Sistema Nacional de Transporte.
- Cantidad de energía recibida diariamente en cada punto de entrada al Sistema Nacional del Transporte para 2018 versus su comportamiento en 2017, expresada en Gbtud, esta información es declarada por los transportadores con una periodicidad diaria. No se incluye información de los puntos de transferencia, Barrancabermeja, Buenos aires, Chicoral, Pradera, Sebastopol, Yopal y Yumbo –Cali.
- Cantidad de energía tomada diariamente en el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte para ser entrega a usuarios finales para 2018 versus su comportamiento en 2017 expresada en Gbtud, esta información es declarada por los comercializadores – distribuidores, generadores térmicos y usuarios no regulados con una periodicidad diaria.

Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.

Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.



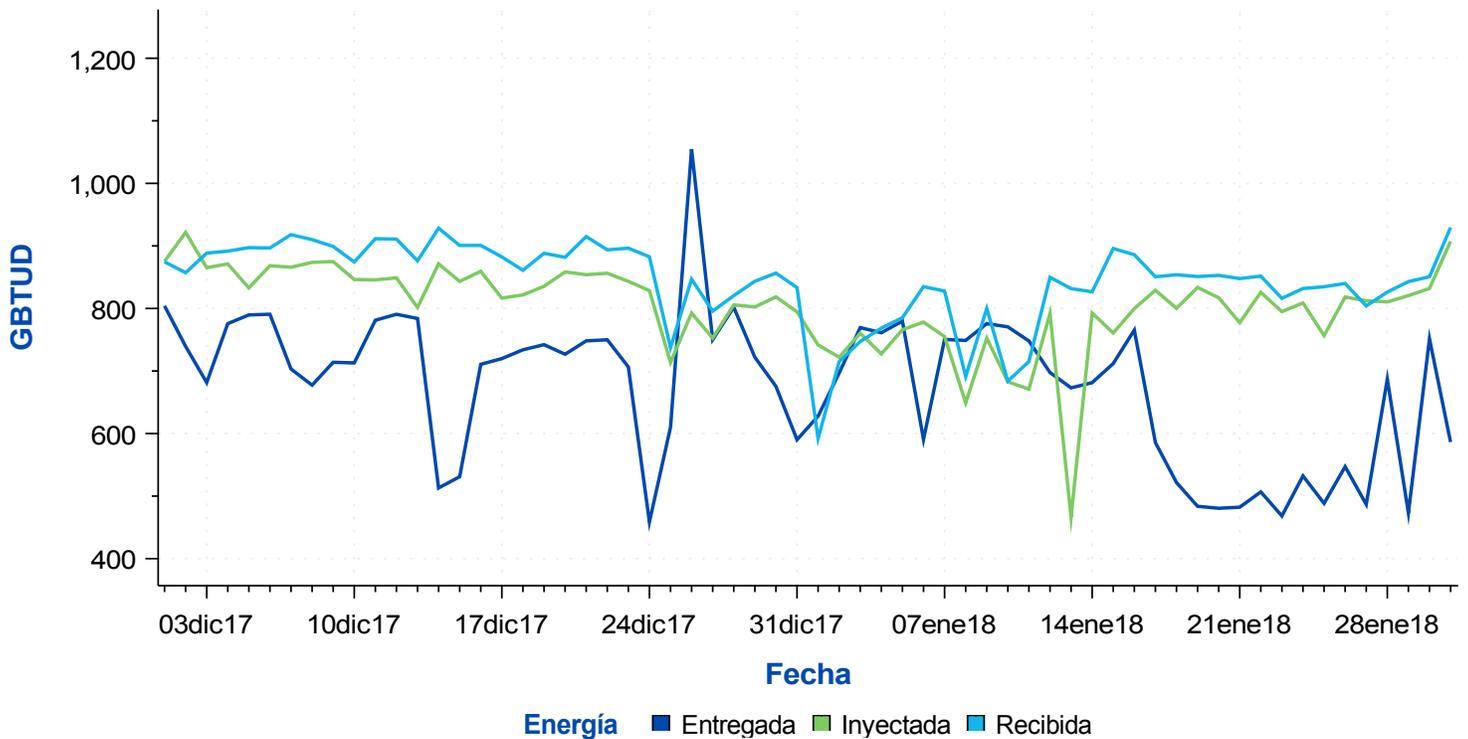
Tabla 11:

Comportamiento Energía	Diciembre (GBTUD)	Enero (GBTUD)	Porcentaje de variación
Energía inyectada	837.4	769.7	-8.08%
Energía recibida	876.4	810.8	-7.49%
Energía entregada a usuarios finales	719.0	633.2	-11.93%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS. / Cálculos y Elaboración: Unidad de Sistemas de Información y Dirección de Mercados Energéticos.

Gráfica 9:

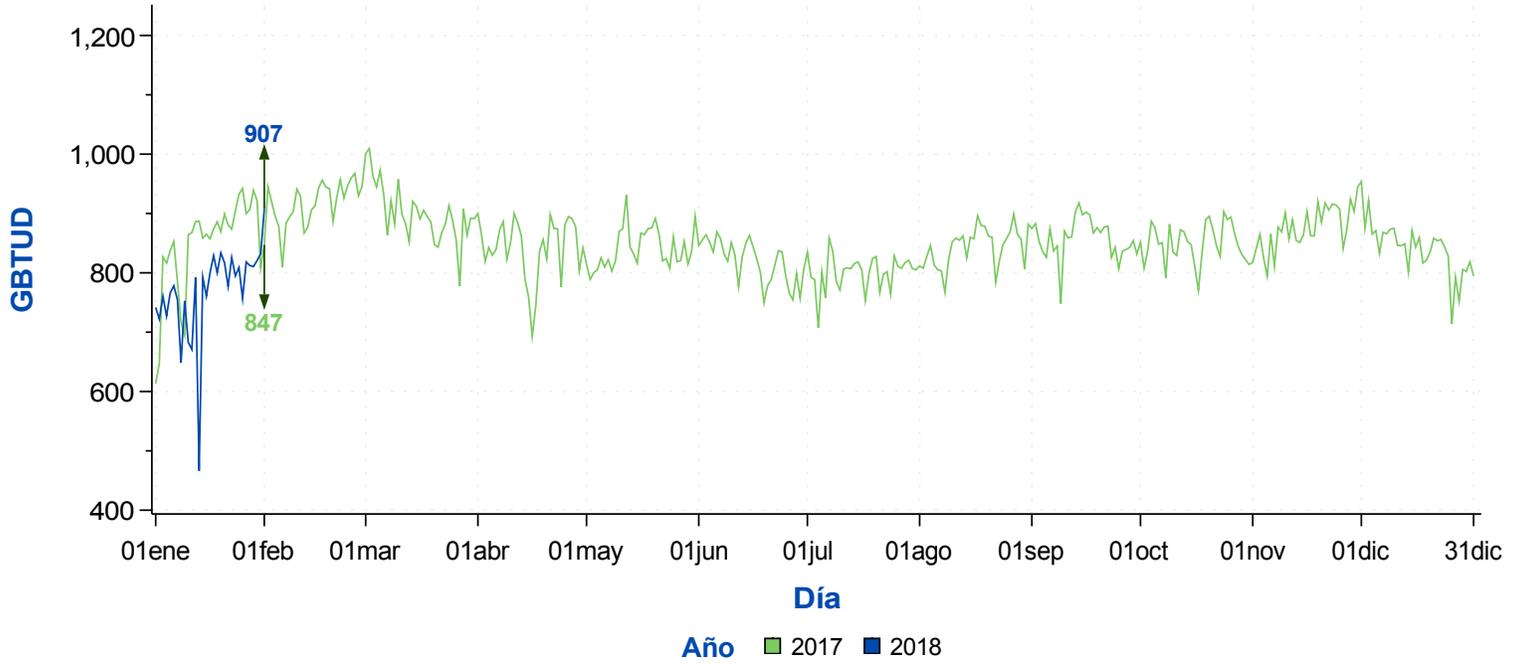
Cantidades de energía inyectada, recibida y entregada Diciembre - Enero 2018.



Nota: La información operativa corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas al cierre de mes.
Nota: Esta sección contiene la información operativa ajustada de agosto, la información de septiembre se visualizará en el siguiente informe.



Gráfica 10: *Energía inyectada 2017 vs. 2018.*



Gráfica 11: *Energía recibida 2017 vs. 2018.*





Gráfica 12: *Energía entregada a usuarios finales 2017 vs. 2018.*

