

# Informe de Resultados Financieros

▶ TGI sigue teniendo control y operando la red de gasoductos **más grande de Colombia:**

- Gasoducto: 3,957km, Capacidad: 784.9 Mmpcd
- Promedio de capacidad contratada en firme: 712 Mmpcd
- Cubre el 54% del mercado en Colombia

# 1T

## 2017 - 2018

- ▶ **Capex total ejecutado** por USD 10.1 millones.
- ▶ El 11 de marzo **se hizo el prepago del crédito sindicado adquirido** por la fusión con IELAH por USD \$44 millones, quedando un remanente de USD\$40 millones.
- ▶ **Entrada en operación del proyecto Cusiana - Apiay** que amplía la capacidad de 33 Mpcd a 64.2 Mpcd y del tramo Apiay - Villavicencio - Ocoa de 17.2 Mpcd a 22 Mpcd, completando la construcción de las dos estaciones de Compresión (Paratebueno y Pompeya).
- ▶ El 20 de marzo **se realizó la sesión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas**, decretando dividendos por COP\$300,077 millones, los cuales se entregaran en dos pagos (junio y octubre de 2018).

Ingreso operacional **(+6.3%)**

**USD \$103.4 millones USD \$109 millones**

EBITDA **(+4%)**

**USD \$88.3 millones USD \$91.6 millones**

Utilidad operacional **(+8.7%)**

**USD \$65.1 millones USD \$70.7 millones**

**Gerencia de Financiamiento y Relación con Inversionistas**

✉ E-mail: [ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)

🌐 [www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)



## Resumen Ejecutivo

### Datos operacionales y financieros destacados

Tabla N°1 - Indicadores relevantes

	1T 2018	1T 2017	Var %
<b>Ingreso Operacional – USD\$ Mm</b>	<b>109.9</b>	<b>103.4</b>	<b>6.3</b>
Utilidad Operacional - USD\$ Mm	70.7	65.1	8.7
<b>EBITDA - USD\$ Mm</b>	<b>91.6</b>	<b>88.3</b>	<b>3.8</b>
Utilidad neta - USD\$ Mm	22.7	75.7	-70
Volumen transportado – Mmpcd	425.6	428.1	-0.6
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	705	672	4.9
Capacidad contratada en firme – Mm <sup>3</sup> d	20	19	4.9
<b>Calificación crediticia internacional:</b>			
S&P - Oct. 31   17:	BBB-, estable		
Fitch - Oct.12   17:	BBB, estable		
Moody's – Ago. 01   17:	Baa3, estable		

### Mercado de gas natural en Colombia

Tabla N° 2 - Demanda de gas natural en Colombia

Demanda (GBTUD)	1T 2018	1T 2017	Var. %
Termoeléctrico	168.47	182.02	-7.4
Residencial – comercial	189.80	175.77	8.0
Industrial – refinería	464.32	425.50	9.1
Vehicular – GNV	66.28	66.37	-0.1
Petroquímico	19.89	17.15	16.0
Otros Consumos	46.29	35.29	31.2
<b>Total</b>	<b>955.0</b>	<b>902.1</b>	<b>5.9</b>

- ▶ Para el primer trimestre del año 2018, el mercado de gas natural en Colombia presentó un aumento en su demanda total del 5.9%, comparado con el mismo periodo del año 2017.
- ▶ Durante los primeros tres meses del 2018 los sectores más destacados en la demanda fueron el industrial, petroquímico y comercial, con un crecimiento de 9.1%, 16% y 8% respectivamente.
- ▶ El sector termoeléctrico mantiene una disminución en un 7.4% debido al impacto del fenómeno meteorológico del Niño que se presentó en años anteriores, las generadoras térmicas disminuyeron su producción y, por lo tanto, el consumo de gas natural se redujo. Finalmente, el rubro de otros consumos experimentó un aumento del 31.2%.

## Resultados Financieros

Este informe presenta los estados financieros comparativos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) al 31 marzo de 2017 (1T 2017) y de 2018 (1T 2018).

Tabla N° 3 – Estado de resultados

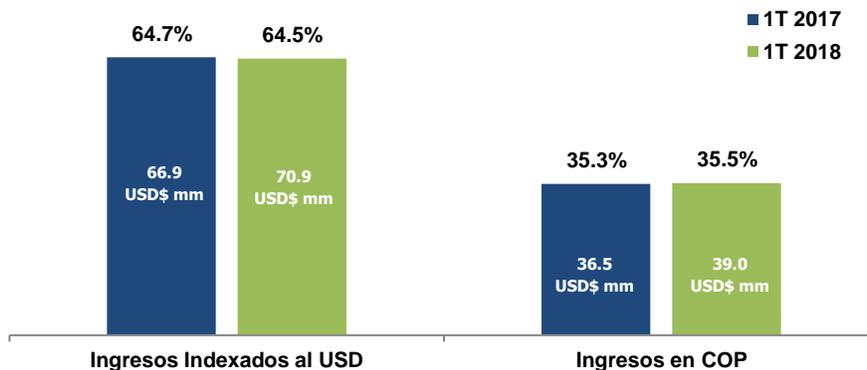
	Miles USD\$		Variación		Miles COP\$	
	1T 2018	1T 2017	USD\$ Var	%	1T 2018	1T 2017
<b>Ingresos</b>	<b>109,917</b>	<b>103,406</b>	<b>6,511</b>	<b>6.3</b>	<b>310,623,624</b>	<b>300,211,359</b>
Costo de ventas	(34,109)	(32,201)	(1,908)	5.9	(96,485,176)	(90,404,145)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>75,808</b>	<b>71,205</b>	<b>4,603</b>	<b>6.5</b>	<b>214,138,448</b>	<b>209,797,214</b>
<b>Gastos administración y operacionales</b>	<b>(5,100)</b>	<b>(6,138)</b>	<b>1,038</b>	<b>-16.9</b>	<b>(14,103,452)</b>	<b>(17,374,474)</b>
<i>Servicios personales</i>	(1,717)	(1,176)	(541)	46.0	(4,882,025)	(3,394,400)
<i>Impuestos</i>	(304)	(2,475)	2,171	-87.7	(861,513)	(7,035,364)
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	(1,048)	(667)	(382)	57.3	(2,665,833)	(1,771,632)
<i>Otros gastos</i>	(2,092)	(2,271)	179	-7.9	(5,869,928)	(6,479,363)
<i>Otros ingresos</i>	61	451	(390)	-94.0	175,848	1,306,285
<b>Utilidad operacional</b>	<b>70,708</b>	<b>65,067</b>	<b>5,641</b>	<b>8.7</b>	<b>200,034,996</b>	<b>192,422,740</b>
<i>Margen Operacional</i>	63.3%	62.9%			64.4%	64.1%
Costos financieros	(18,341)	(19,982)	1,641	-8.2	(48,734,894)	(69,416,449)
Ingresos financieros	749	6,294	(5,545)	-88.1	2,096,745	29,406,460
Diferencia en cambio neta	(8,425)	(11,900)	3,475	-29.2	(24,087,495)	(34,777,142)
Participación en el resultado de asociadas	(1,195)	(654)	(541)	82.7	(3,415,091)	(1,903,295)
<b>Utilidad antes del impuesto de renta</b>	<b>43,496</b>	<b>38,825</b>	<b>4,671</b>	<b>12.0</b>	<b>125,894,261</b>	<b>115,732,314</b>
Impuesto a la ganancia	(23,487)	(18,436)	(5,051)	27.4	(66,338,067)	(53,570,561)
Impuesto diferido	2,677	55,285	(52,608)	-95.2	7,652,361	161,569,562
<b>Utilidad neta</b>	<b>22,686</b>	<b>75,674</b>	<b>(52,988)</b>	<b>-70.0</b>	<b>67,208,555</b>	<b>223,731,315</b>

### Ingresos

Al 1T 2018 los ingresos operacionales USD\$109.9 millones, lo que representa un aumento del 6.3% respecto al 1T 2017. El comportamiento de los ingresos obedece al aumento de los cargos fijos, principalmente a la entrada en funcionamiento del proyecto Cusiana-Apiay-Ocoa en febrero de 2018, menores suspensiones reportadas por los remitentes y a la dinámica estable en la generación de contratos, resaltando que no se presentaron glosas en el periodo reportado.

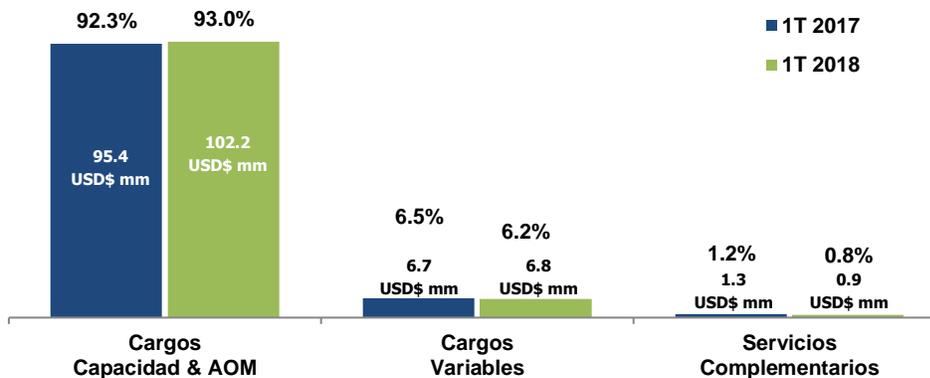


**Gráfico N°1 – Ingresos operacionales por moneda**



Del total de ingresos operacionales, USD\$70.9 millones provienen de las ventas denominadas al dólares y los USD\$39 millones restantes provienen de ventas denominadas en pesos colombianos. Los ingresos de los últimos doce meses alcanzaron el valor de USD\$419.7 millones, lo que implica un crecimiento del 0.3%. Los ingresos denominados en dólares durante los primeros tres meses del año 2018 presentaron un crecimiento del 5.9% en comparación con el 1T 2017, representando el 64.5% del total. Por su parte la porción denominada en pesos colombianos (35.5%), creció un 7% respecto al 1T 2017, como consecuencia de la variación en los promedios de las tasas de cambio de los periodos comparados.

**Gráfico N°2 – Ingresos operacionales por tipo de cargos**



Aproximadamente el 93% (USD\$102.2 millones) de los ingresos operacionales, se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en “firme” durante el 1T 2018, reportando un crecimiento del 7.1% al compararlos con el mismo periodo del año anterior, por lo tanto, únicamente el 6 % de los ingresos que provienen de los contratos de transporte de gas natural, se ven afectados por las fluctuaciones en la demanda de dicho commodity, reflejando una dinámica constante en su crecimiento del 2.2% y ubicándose en USD\$6.8 millones. El 1% restante, corresponde a los ingresos operacionales no regulados.

### Costos y gastos

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta aumentaron en 1.2% al cierre del 1T 2018, manteniendo un nivel muy similar a los costos y gastos el 1T 2017, debido al aumento de ordenes de mantenimiento y reparación, servicios personales y depreciación, así como la disminución de amortizaciones.

### Utilidad operacional

La utilidad operacional creció 8.7% en comparación con el mismo periodo del 2017, como consecuencia de un mayor resultado en los ingresos operacionales (6.3%), asociado a mayores cargos fijos, menores suspensiones y una dinámica positiva en el control de los costos operativos, los cuales crecieron en menor proporción que los otros rubros.

### Resultado no operacional

El resultado no operacional presenta un comportamiento favorable, dada la eliminación del impuesto al patrimonio, el cual estuvo vigente hasta el año 2017 y a la disminución en USD\$1.1 millones de la valoración de operaciones de cobertura. Respecto al gasto financiero y en concordancia con lo explicado anteriormente, se evidencia una reducción de un 5.3%, ubicándose en niveles similares a los del mismo periodo del año anterior.

### Otros cargos

En cuanto al impuesto diferido, este se reduce significativamente debido al cambio normativo de los efectos fiscales, respecto a de las vidas útiles de los activos fijos. Para el cierre del mes de marzo de 2018 el gasto por depreciación fiscal es menor como resultado del recalcuado efectuado.

Respecto a la diferencia en cambio neta, ésta guarda correlación con el comportamiento de la tasa de cambio durante el periodo analizado y a las variación asociadas a las partidas expresadas en pesos colombianos.

### Utilidad neta

Como resultado de todo lo anterior, la utilidad neta al 1T 2018 cerró en USD\$22.7 millones, destacando que su variación responde a un ajuste puntual en el impuesto diferido que se describió anteriormente y no guarda relación con algún hecho material o estructural de la actividad operativa y del desarrollo normal del negocio.

### EBITDA

Tabla N° 4 – EBITDA

	USD\$		COP\$	
	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017
<b>EBITDA</b>	91,646,048	88,289,089	259,361,731,391	256,241,914,920
<b>Margen EBITDA</b>	83.4%	85.4%	83.5%	85.4%

El comportamiento del EBITDA refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo del negocio de TGI, cerrando para los 3 meses terminados en marzo de 2018 en USD\$91.6 millones y en USD\$327.3 si se analizan los últimos 12 meses. Respecto al margen EBITDA, éste se mantiene y para el periodo analizado se ubicó en 83%.

Así mismo, los niveles históricos de EBITDA le dan a la Compañía flexibilidad y capacidad de crecimiento en termino de proyectos, al estar por debajo de los límites de los covenants establecidos, tanto en el ratio Deuda Bruta Total/EBITDA, como en EBITDA/Gastos Financieros como se mostrará más adelante.



## Perfil de deuda

Tabla N° 5 – Clasificación de rubros de deuda

	USD\$ Miles (UDM)			
	1T 2018	1T 2017	USD\$	%
<b>EBITDA</b>	327,245	343,802	(16,557)	-4,82
<b>Deuda Total Neta</b>	1,109,102	1,142,059	(32,955)	-2.9
<b>Deuda Senior Bruta</b>	798,468	1,047,847	(249,379)	-23.8
<b>Deuda Total Bruta</b>	1,168,468	1,417,847	(249,379)	-17.6
<b>Gastos Financieros</b>	83,474	84,092	(618)	-0.7

Tabla N° 6 - Estructura de deuda

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
<b>Senior - bonos Internacionales</b>	750	USD\$ Mm	5.700%	20-mar-2022
<b>Inter-compañía - Subordinada</b>	370	USD\$ Mm	6.125%	21-dic-2022
<b>Crédito Sindicado</b>	40	USD\$ Mm	Libor 6M + 2.25%	11-sep-2019
<b>Leasing – Renting</b>	8	USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

La deuda senior presenta una variación importante del 24% debido al prepago del crédito sindicado adquirido por la fusión con IELAH por USD\$44 millones, quedando un remanente de USD\$40 millones.

Tabla N° 7 – Ratios de cobertura

		1T 2018	1T 2017	Unidad
<b>Deuda Total Bruta / EBITDA</b>	OM: < 4,8	3.57	4.12	Veces
<b>EBITDA / Gastos Financieros</b>	OM: > 1,7	3.92	4.09	Veces

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el Indenture de los Bonos 2022 en cuanto al indicador Deuda Total Bruta a EBITDA. Se aclara que este covenant está actualmente suspendido, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de al menos 2 de las 3 agencias calificadoras más importantes. De este modo la compañía alcanza a marzo de 2018 un indicador Deuda Total Bruta/EBITDA de 3.57x y de EBITDA/Gastos Financieros de 3.92x.

## Desempeño Comercial

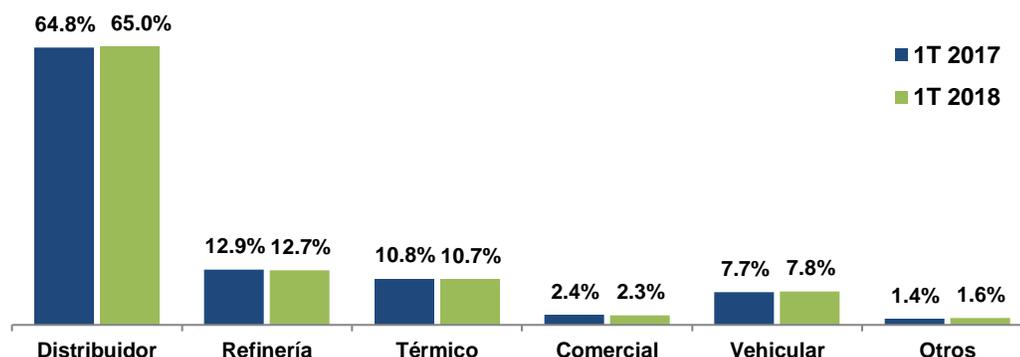
### Ventas por sector

Durante el 1T 2018, el sector distribución, el cual incluye el consumo residencial, comercial, pequeñas industrias y algunos vehiculares continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 65%. Dicho sector mantuvo su participación dentro del total, si se compara con el mismo periodo del año anterior.

Las ventas directas de TGI a distribuidores de gas natural vehicular (GNV) se mantuvieron en comparación con el 1T 2017. Este comportamiento en el consumo de GNV se debe a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural a durante los últimos meses como una tendencia del mercado.

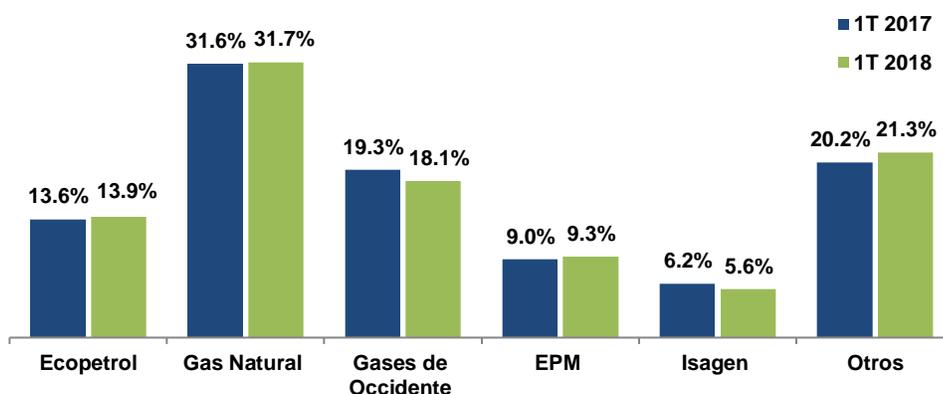


Gráfico N° 3 - Composición sectorial ingresos



Así mismo, al 1T 2018, los principales clientes de TGI representaron aproximadamente el 80% de los ingresos operacionales totales y los sectores atendidos por la Compañía con mayor participación, aproximadamente el 97% de dicho rubro, resaltando que conservan patrones de consumo estables.

Gráfico N° 4 - Ingresos por cliente



### Estructura contractual

Tabla N° 8 – Estructura de los contratos en firme

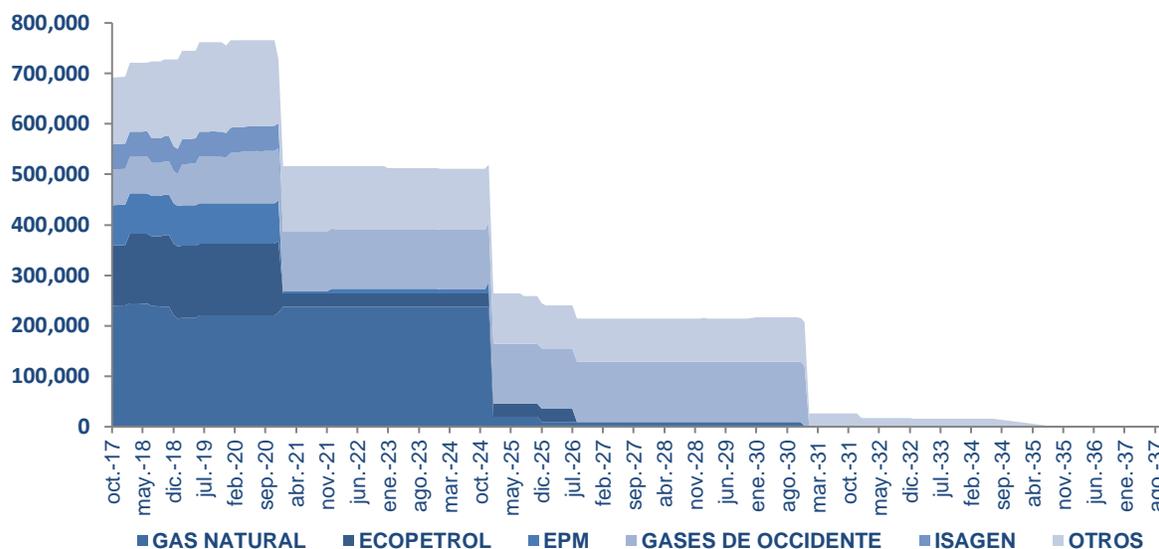
Período	Nº	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida Remanente (promedio años)
1T 2017	1,109	672	8.35
1T 2018	1,704	712	7.89

Al 1T 2018, la capacidad contratada en firme mantiene niveles similares a los presentados en el periodo anterior, reportando 712 Mmpcd, con una variación del 5.9% respecto al 1T 2017, lo anterior como resultado de la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. Así mismo, finalizando el periodo analizado, la Compañía tiene contratado el 92% de su capacidad disponible.

Por otro lado, los sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, siendo el 99% de sus contratos en firme y el 1% en interrumpible; así mismo, los contratos en promedio están bajo una relación, 90% cargos fijos y 10% variables, aproximadamente.



Gráfico N° 5 – Vida remanente de los contratos



## Desempeño Operacional

La longitud total de la red de gasoductos de TGI es de aproximadamente 3,957 km, de los cuales 3,807.29 km son de su propiedad y están operados por TGI; los 150 km restantes, si bien están bajo su control y supervisión, son operados por el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con el gas natural proveniente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

Tabla N° 9 - Volumen por transportador – Mmpcd

	1T 2018	Part. %	1T 2017	Part. %	%	Mmpcd
TGI	425.6	44.7	428.1	46.9	-0.6	(2.5)
Promigas	373.1	39.2	331.3	36.3	12.6	41.8
Otros	154.3	16.2	153.3	16.8	0.7	1.0
<b>Total</b>	<b>953.0</b>	<b>100</b>	<b>912.7</b>	<b>100</b>	<b>4.4</b>	<b>40.3</b>

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI sigue siendo el principal actor con 425.6 Mmpcd, el segundo es Promigas con 373.1 Mmpcd, las dos Compañías tienen el 84%, lo cual corresponde al transporte de 798.7 Mmpcd.

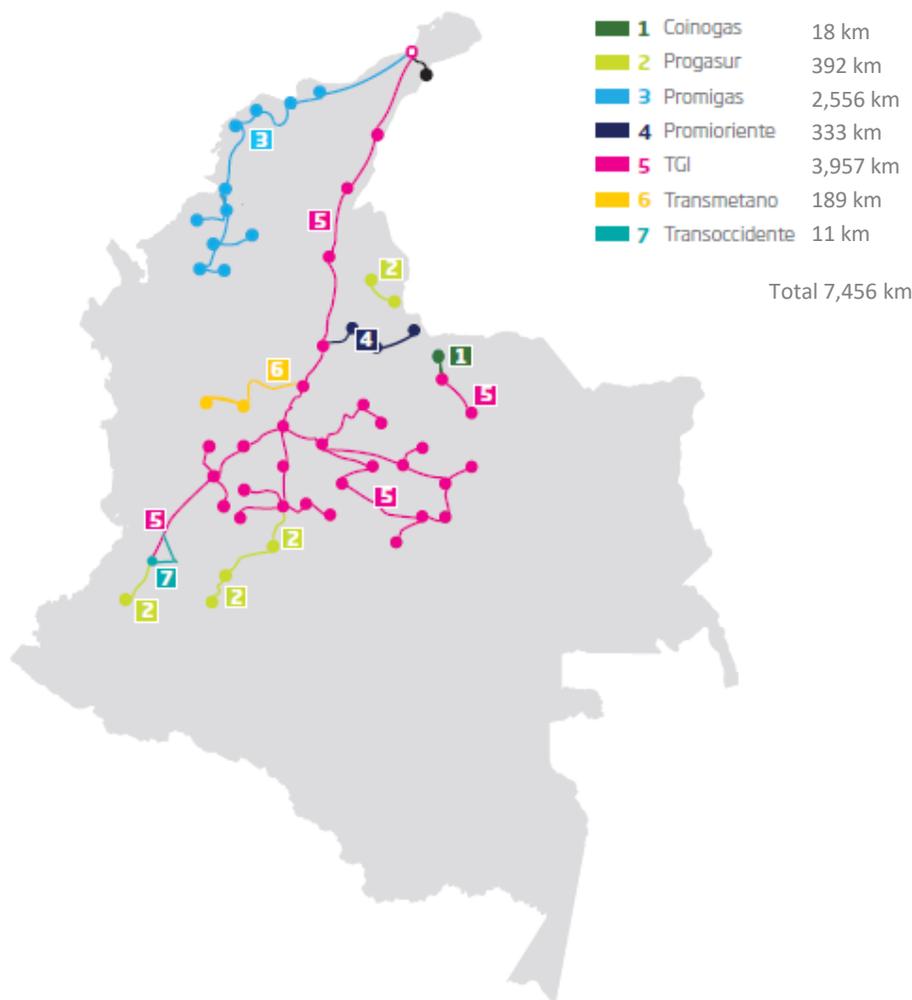
Tabla N° 10 - Indicadores operacionales seleccionados

	1T 2018	1T 2017	Var %
Capacidad total - Mmpcd	784.9	733.8	7.0
Volumen transportado - Mmpcd	425.6	428.2	(0.6)
Factor de uso - %	50	52.8	(5.2)
Disponibilidad - %	99.1	100	(0.9)
Longitud gasoductos - Km	3,957	3,957	
Longitud gasoductos - Mi	2,459	2,459	



De acuerdo a lo anterior, la actual red de gasoductos a nivel nacional cuenta con 7,456 km, resaltando que TGI mantiene el liderazgo del mercado respecto al transporte de gas natural en Colombia con el 53.1% de la infraestructura existente y 44.7% del volumen total transportado.

**Mapa N° 1 – Sistema nacional de transporte de gas natural**



Fuente: Ecopetrol – Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2017 Pomigas

Las ampliaciones del sistema durante los últimos años y su mejoramiento operativo han contribuido al incremento de la capacidad de transporte. Finalmente, las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel máximo de 1% aceptado por la regulación llegando a 0% para al cierre del periodo analizado.

Finalmente, TGI tiene una participación del 32.8% en la compañía de distribución de gas natural peruana, Contugas, el restante 67.2% es propiedad de GEB. Dicha Compañía es la adjudicataria de una concesión con el estado peruano para operar y mantener una red de transporte de 291 km de gasoductos con una capacidad de 350 Mmpcd más 1,023 km en red de distribución en el sur del Perú -Departamento de Ica-. TGI hace la supervisión técnica operacional de esta compañía.



**Tabla N° 11 - Capacidad de transporte total del sistema TGI – 1T 2018**

Por Tramo - Mmpcd	Capacidad Transporte	Volumen Transportado 1T 18
Ballena – Barrancabermeja	260.0	72.3
Mariquita – Gualanday	15.0	0.3
Boyacá – Santander	11.0	9.2
Cusiana – Porvenir	411.9	300.4
Cusiana – Apiay	64.2	36.6
Apiay – Usme	17.8	1.3
Morichal – Yopal	5.0	5.5
<b>TOTAL</b>	<b>784.9</b>	<b>425.6</b>

## CAPEX

En cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, TGI declaró ante la CREG y la UPME el interés de ejecutar proyectos asociados al Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados y que fueron definidos por la UPME mediante la Resolución 803 de 2017, los cuales que se mencionan a continuación:

- ▶ Loop Mariquita – Gualanday
- ▶ Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
- ▶ Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita

Actualmente la compañía se encuentra a la espera de que la Comisión de Regulación determine los valores eficientes de inversión y AOM.

**Tabla N° 12 – CAPEX | USD\$ Millones**

1T 2018	1T 2017
<b>10.1</b>	<b>1.6</b>

### ▶ Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mmpcd entre Cusiana y Vasconia, con una construcción de 39,6 Km de loops de 30” de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

### Estatus

Inicio de construcción Unidad de Compresión UC9, Estación Puente Guillermo. Inicio de apertura de proceso tubería para Loops.

Inicio de establecimientos de Acuerdos Mutuos Cenit y Ocesa y Reuniones de Coordinación para la superposición de licencia CENIT.

**Capex – USD\$70.7 millones**

**Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$1.2 millones**

**Ejecución – 20%**

**Entrada en Operación – 17 Mmpcd 2T 2018 y 41 Mmpcd 2T 2019**

► **Loop Armenia**

Incremento de la capacidad en 8.28 Mmpcd a través de la construcción de un Loop de 36 Km aproximadamente de 8" de diámetro, paralelo a la línea de 6" existente. Permite abastecer gas a los municipios de Caicedonia y Sevilla en el departamento del Valle del Cauca, La Tebaida, Calarcá, Montenegro, Armenia, Quimbaya, Filandia, Circasia y Salento en el departamento de Quindío.

**Estatus**

Autorización ICANH Instalación de tubería PK 29. Pendiente respuesta ICANH PHD para los sitios 23 y 24. Actividades mecánicas: 93,70%. Estaciones y Válvulas: 79%. Obras de geotecnia: 77,90%. Arqueología: 84,90%.

**Capex – USD\$19.20 millones**

**Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$1.9 millones**

**Ejecución – 92.42%**

**Entrada en Operación – 2T 2018**

► **Reposición de Ramales**

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016. Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar:

- Ramal Yarigüés - Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total Galán – Casabe – Yondó

Equivalentes a aproximadamente 15.7 Km de tubería en 2" de diámetro y 11.7 Km de tubería en 4" de diámetro.

**Estatus**

Ajuste del Plan de Manejo Ambiental: 94% y Aprobación del 100% del Plan de Manejo Arqueológico ICANH. Inicio proceso de compra de tubería y en proceso de cierre de ingeniería básica.

**Capex – USD\$16.70 millones**

**Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$0.08 millones**

**Ejecución – 9.04%**

**Entrada en Operación – 2T 2019**

► **Expansión Cusiana Fase III**

Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 Mmpcd para atender el centro del País. Ingeniería básica, detalle, estudios ambientales, solicitud de permisos ambientales ante CAR's, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, interventoría y construcción para la ampliación de las estaciones Miraflores, Puente Guillermo, Vasconia y adecuaciones Hub Vasconia.

**Estatus**

Vasconia: Realizada parada para el cargue del programa de comunicaciones de automatización y entrada de la unidad en línea. Finalizaron las actividades de conexión de los filtros de la ampliación de la estación Vasconia. Se está realizando pruebas de comportamiento operativo de la unidad de Vasconia.

**Capex – USD\$31.59 millones**  
**Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$0.65 millones**  
**Ejecución – 96%**  
**Entrada en Operación – 2T 2017**

► **Expansión Cusiana Apiay Ocoa**

Expansión Cusiana Apiay Termo Ocoa. Construcción de dos nuevas estaciones de compresión de gas, la Estación Paratebueno sobre el Gasoducto Cusiana – Apiay y la Estación Villavicencio sobre el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

El proyecto aumentará la capacidad de transporte para atender la demanda de gas natural de remitentes que solicitaron capacidad de transporte Cusiana, Apiay y Villavicencio por 32 Mmpcd; de los 32 Mmpcd, 7.7 Mmpcd se desviarán por el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

**Estatus**

Unidades de compresión: Estación Paratebueno, Estación Villavicencio. Unidades operativas al 24 de Enero de 2018, Estaciones Paratebueno y Villavicencio. Procura: 100%. Construcción: 94%.

**Capex – USD\$48.26 millones**  
**Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$6.3 millones**  
**Ejecución – 96%**  
**Entrada en Operación – Febrero 2018**

## Anexos

### Anexo 1: Nota legal y aclaraciones

*Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.*

*Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.*

*El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.*

### Anexo 2: Aclaraciones al informe

- ▶ A partir de 2015, la moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Las cifras de 2016 y 2017 del estado de resultados en USD se convierten a COP con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.
- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido las cifras de Capex de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
  - TRM al 31 de marzo de 2018: 2,780.47.
  - TRM al 31 de marzo de 2017: 2,880.24.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería tenerse en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ El EBITDA para un período determinado se calculó tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.

### Anexo 3: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 2018

<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>