



**GRUPO ENERGÍA
DE BOGOTÁ**



INFORME PARA INVERSIONISTAS

II TRIMESTRE DE 2017

Bogotá D.C., Agosto 10 de 2017

Bogotá D.C., 10 de Agosto de 2017

ÍNDICE

INFORME PARA INVERSIONISTAS.....	0
1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes.....	2
1.1. El mercado del gas natural en Colombia.....	2
1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 2T 2017.....	2
1.3. Hechos relevantes 2T 2017.....	3
2. Desempeño comercial.....	4
2.1. Ventas por sector.....	4
2.2. Estructura contractual.....	5
3. Desempeño financiero.....	6
3.1. Resultados financieros.....	6
3.2. Indicadores de deuda.....	9
4. Desempeño operacional.....	9
5. Inversiones de capital.....	10
6. Anexos.....	12
Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.....	12
Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 2017:.....	12
Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB.....	12
Anexo 4: Panorámica de TGI.....	13
Anexo 5: Términos y definiciones.....	14
Anexo 6: Notas al pie de los cuadros.....	15
Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA.....	17
Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI.....	18

1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes

1.1. El mercado del gas natural en Colombia

Tabla N° 1 - Demanda de gas natural en Colombia

Demanda (GBTUD)	2T 17	2T 16	Var. %
Termoeléctrico	173.9	271.8	-36.0
Residencial - comercial	182.1	172.1	5.8
Industrial – refinería	422.4	445.8	-5.3
Vehicular – GNV	68.0	83.5	-18.5
Petroquímico	16.3	14.6	11.7
Otros Consumos	35.9	28.4	26.5
Demanda interna	898.6	1,016.2	-11.6
Exportación	0	0	0
Total	898.6	1,016.2	-11.6

Durante el segundo trimestre del año 2017, el mercado de gas natural en Colombia presentó una reducción de su demanda total del 11.6%, comparado con el mismo período del año 2016. Durante lo corrido del 2017 el principal sector que marcó la baja en la demanda fue el termoeléctrico, cuyo consumo experimentó una reducción del 36.0%, dado que en 2016, por efecto del impacto del fenómeno meteorológico del Niño, la generación térmica se incrementó, en contrario a lo ocurrido en 2017, cuando la temporada de lluvias se acrecentó y las generadoras térmicas disminuyeron su generación y, por tanto, su consumo de gas natural se redujo. Por su parte, el consumo de gas petroquímico y residencial sigue su tendencia creciente en los períodos reportados.

Adicionalmente, las exportaciones de gas natural se suspendieron desde 2016, contribuyendo al decrecimiento de la demanda total, situación que aún persiste en 2017.

1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 2T 2017

Este informe presenta los estados financieros comparativos bajo la Normas Internacionales de Información Financiera –NIIF- a junio de 2017 frente a junio de 2016.

Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI - Cifras a Junio 2017

	2T 2017	2T 2016	Var %
Ingreso Operacional - USD Mm	204.7	229.3	-10.7
Utilidad Operacional - USD Mm	126.1	148.8	-15.2
EBITDA YTD - USD Mm	170.2	194.9	-12.7
Utilidad neta - USD Mm	54.1	76.9	-29.7
Volumen transportado – Mmpcd	421.1	500.0	-15.8
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	687.0	673.3	2.0
Capacidad contratada en firme – Mm ³ d	19.5	19.1	2.0
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Dic. 22:	BBB-, estable		
Fitch - Oct.19:	BBB, estable		
Moody's – Jun. 01:	Baa3, estable		

- Los ingresos operacionales al cierre de junio de 2017 presentaron una disminución, comparado con el mismo periodo del año 2016, debido principalmente a menores volúmenes de gas transportado (-15.8%), como resultado del menor despacho de las plantas termoeléctricas en el interior del país durante lo corrido de 2017, frente al alto despacho de dichas plantas en la primera mitad de 2016, como consecuencia del Fenómeno del Niño.

- ▶ La utilidad operacional decreció 15.2% en comparación con el mismo período del 2016, debido principalmente a la reducción de los ingresos operacionales de la compañía en un 10.7%, principalmente por disminución de cargos variables asociados al volumen transportado.
- ▶ La utilidad neta de la compañía alcanzó USD 54.1 Millones, lo cual representa una disminución de USD 22.8 Millones, -29.7% comparado con el cierre de junio de 2016. Esto principalmente por el comportamiento de la utilidad operacional y a un impacto en el impuesto de renta y en impuesto diferido, y en menor medida por diferencia en cambio neta.

1.3. Hechos relevantes 2T 2017

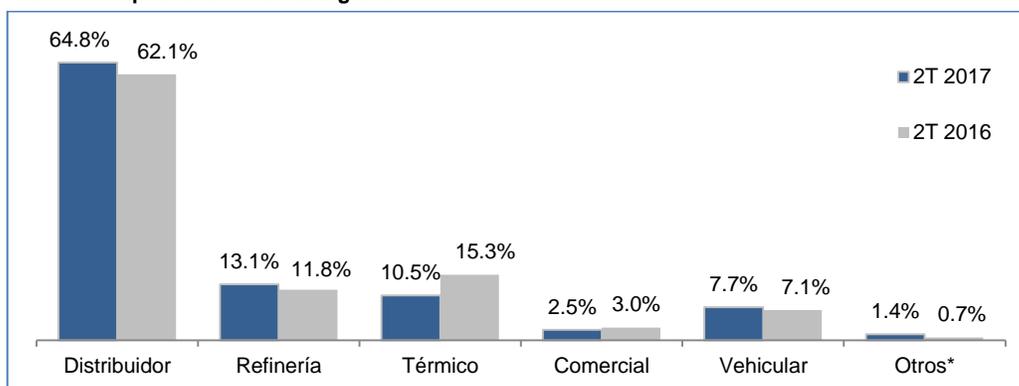
- ▶ A la fecha aún continúa en revisión por parte del regulador, CREG, la Resolución 090 de 2016, mediante la cual se definió una metodología para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en la actividad de transporte de gas natural. De acuerdo con el plan de trabajo del regulador, se espera que la metodología definitiva se expedida durante el segundo semestre de 2017.
- ▶ También está en consideración la Resolución 026 de 2017 publicada en abril, la cual aborda temas relacionados con remuneración y procesos competitivos para proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, preparado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017, en la cual incluye los siguientes proyectos que son complementarios al sistema de TGI:
 - i. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita
 - ii. Construcción Loop 10", Mariquita - Gualanday
 - iii. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
 - iv. Compresores El Cerrito – Popayán
- ▶ Adicionalmente, esta resolución define proyectos que dada su localización son complementarios al sistema de TGI, y que tendrán un proceso de selección competitivo, los cuales se mencionan a continuación:
 - i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico
 - ii. Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo
- ▶ En cuanto a los procesos que se adelantan para el reconocimiento de las inversiones en los activos que han cumplido su vida útil normativa, VUN, en el mes de julio de 2017 se publicó la Resolución CREG 058 de 2017 mediante la cual se resuelve el recurso interpuesto por TGI en contra de la Resolución CREG 261 de 2016, modificando el diámetro relacionado para Ramal Zona Industrial - Cantagallo (pasando de 6" a 4") y dejando en firme los valores de las inversión existente a remunerar para los gasoductos objetos de dicha solicitud, de tal forma que la inversión recocida total para dichos gasoductos es de USD 63.4 millones .
- ▶ Al cierre del segundo trimestre del 2017 el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 421.1 Mmpcd, cifra que representa una cuota de mercado del 46.2% en cuanto a volumen transportado en Colombia.
- ▶ Por otra parte y atendiendo requerimientos de la Creg, se remitió a dicha entidad información de caracterización para el nuevo gasoducto Galán Casabe Yondo, dentro del proceso adelantado para la definición por mutuo acuerdo de los cargos regulados para dicho gasoducto.
- ▶ La Junta Directiva de TGI S.A. en su sesión del 26 de Julio de 2017 aceptó la renuncia del Ingeniero Julian García Salcedo Presidente de la compañía con fecha efectiva del 4 de Agosto de 2017. la Junta Directiva designó temporalmente a partir del 5 de agosto de 2017 como Presidente encargado al Ingeniero Jaime Alfonso Orjuela actual directivo de la Empresa de Energía de Bogotá, mientras se realiza el proceso de selección para escoger al nuevo Presidente.

2. Desempeño comercial

2.1. Ventas por sector

Durante el segundo trimestre de 2017, 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%. Este sector creció su participación dentro del total, si se compara con el mismo periodo del año anterior. Las ventas directas de TGI a distribuidores de GNV pasaron del 7% al 8% en comparación con el cierre de junio de 2016. Este crecimiento en el consumo de GNV, se debió a que las empresas del sector han impulsado la conversión de vehículos de gasolina a gas natural, tal como lo hace TGI al otorgar un subsidio por vehículo convertido en zonas de influencia como lo son Bogotá, Medellín, y el Occidente del país.

Gráfico N° 1 - Composición sectorial ingresos



Los principales sectores atendidos por la empresa que representan el 90% de los ingresos totales y tienen patrones de consumo estables.

Las participaciones de los principales clientes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el periodo reportado, de tal forma que Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo los principales clientes de TGI. En lo corrido del 2017, los principales clientes de primer nivel representaban el 80% de los ingresos operativos de TG.

Gráfico N° 2 - Ingresos por cliente

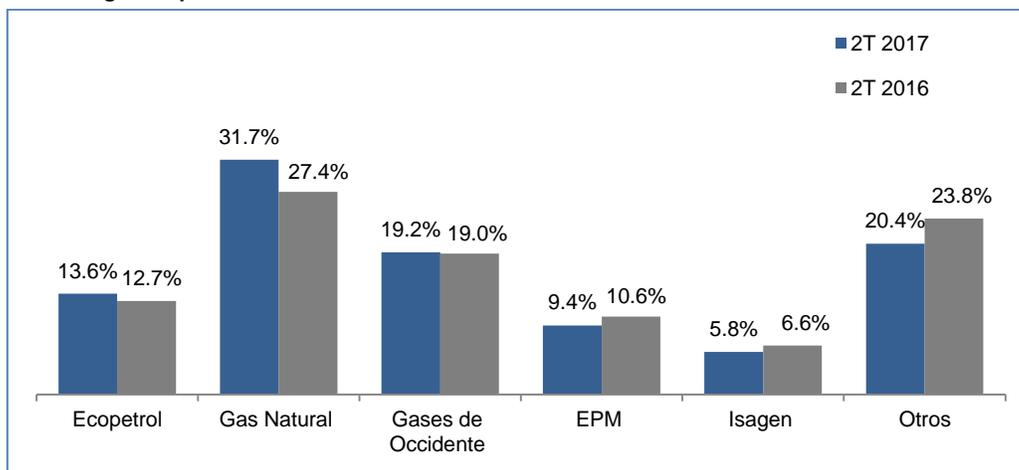
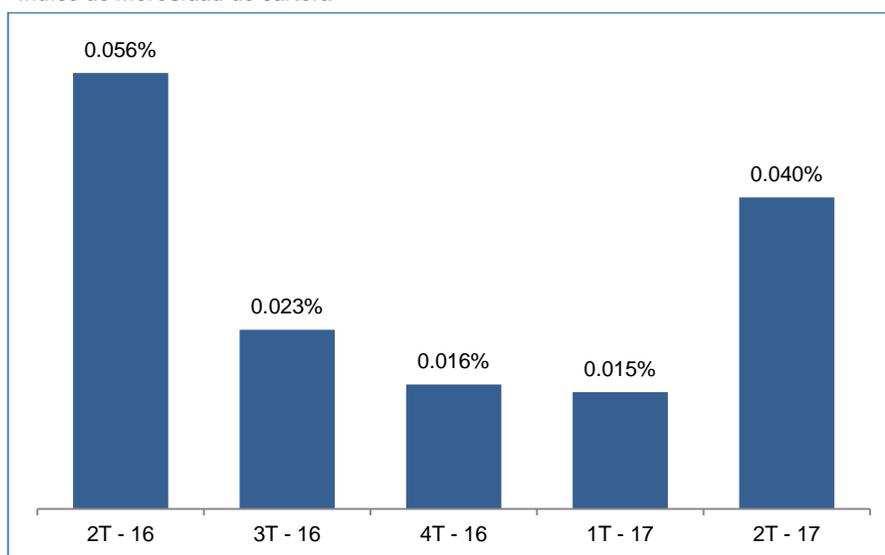


Gráfico N° 3 - Índice de morosidad de cartera



La gestión de apoyo en el cobro de cartera desarrollada por la compañía permite mantener el índice de morosidad del 0.040% al 30 de junio, lo cual representa una estabilidad financiera para TGI S.A. ESP. La disminución de este índice obedece a negociaciones de un acuerdo de pago de la cartera vencida de un remitente.

2.2. Estructura contractual

Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable con estacionalidad principalmente multianual causada por el Fenómeno del Niño. El 100% de sus contratos son en firme y están contratados en promedio bajo una pareja 90% cargos fijos y 10% variables, aproximadamente. Durante el primer semestre de 2017, el 90% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivaron de cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en firme y sólo el 10% de los ingresos totales depende de fluctuaciones en el volumen transportado.

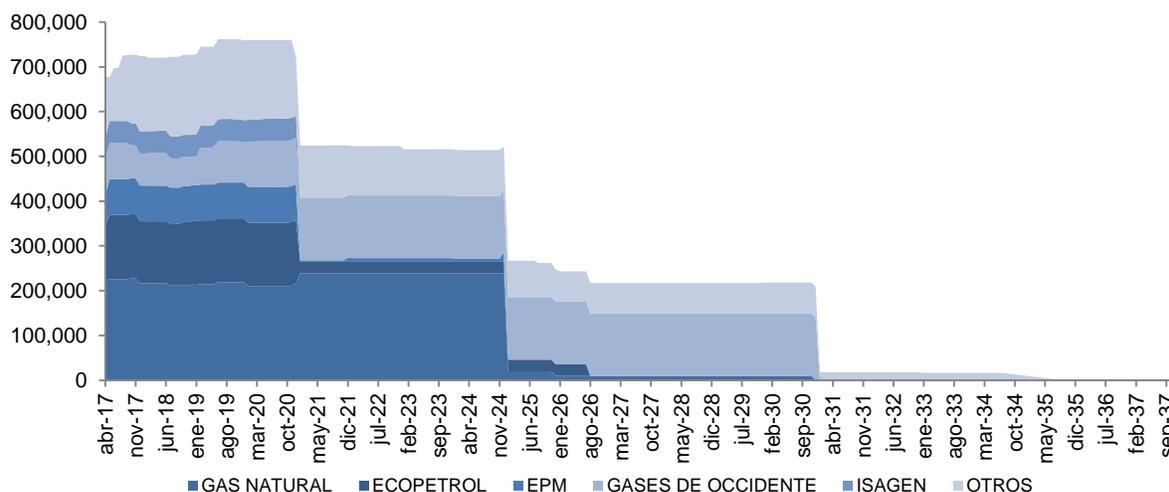
La capacidad total contratada acumulada en firme del segundo trimestre de 2017 es de 687 MPCD. A finales de junio de 2017 se contrató el 92% de la capacidad disponible. El 9 de junio se oficializó a los remitentes la entrada en operación comercial de 20 MPCD adicionales desde el campo de Cusiana (Proyecto Cusiana Fase III).

Tabla N° 3 - Estructura contractual

Tipo de contrato	2T 2017			2T 2016		
	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)	No	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	1,669	687	8.14	1,669	672.5	9.98

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Gráfico N° 4 - TGI Contratos Vida Remanente



A la fecha se cuenta con 1,669 contratos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 388 corresponden a contratos de transporte de los proyectos de ampliación propuestos por la compañía (Proyecto Cusiana – Apiay Ocoa: 108, Cusiana Fase III: 171 y Cusiana Fase IV: 109).

3. Desempeño financiero

3.1. Resultados financieros

Al cierre del segundo trimestre de 2017 las ventas totales en los últimos doce meses ascendieron a USD 408.3 millones, lo que representa una disminución del 9.2% respecto a los obtenidos al segundo trimestre de 2016, últimos doce meses. Las ventas sólo del trimestre alcanzaron el valor de USD 101.2 Millones de los cuales el 65.6% provienen de tarifas en dólares (USD) y el 34.2% restante de tarifas en Pesos colombianos (COP). De los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, el 92.7% se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme (cargos de capacidad), el 0.73% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados y el 6.53% a cargos variables.

Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos UDM

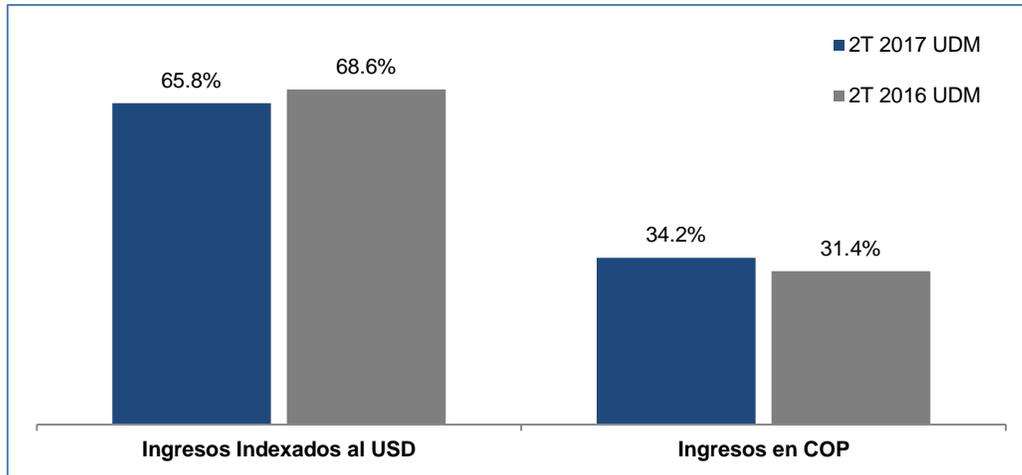
	USD Mm		Variación		Participación	
	2T 2017 UDM	2T 2016 UDM	USD	%	2T 2017	2T 2016
Ventas Totales	408.3	449.4	(41.1)	-9.2%		
Desagregación por tipo de moneda						
Ingresos en USD (1)	268.8	308.3	(39.5)	-12.8%	65.8%	68.6%
Ingresos en COP (1)	139.5	141.1	(1.6)	-1.1%	34.2%	31.4%
Desagregación por tipo de cargo						
Ingresos cargos fijos y AO&M (2)	373.1	375.2	(2.1)	-0.5%	91.4%	83.5%
Ingresos cargos variables (3)	28.8	58.6	(29.8)	-50.9%	7.1%	13.0%
Ingresos serv. complementarios (4)	6.3	15.6	(9.3)	-59.4%	1.6%	3.5%

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Las ventas denominadas en dólares presentaron al segundo trimestre de 2017 (UDM) una disminución del 12.8% en comparación con el mismo periodo de 2016 y representan a la fecha el 65.8% de las ventas totales de TGI. Por su parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos, COP presentaron una

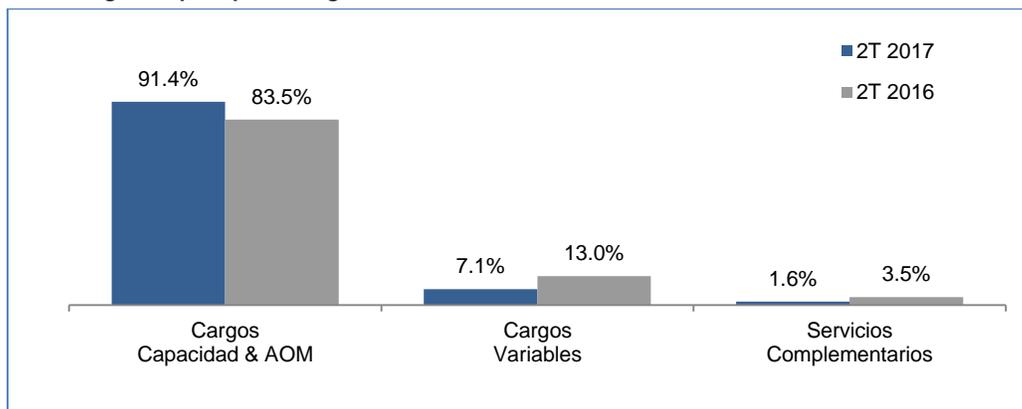
disminución de solo 1.1%, en comparación con el mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la variación en los promedios de las tasas de cambio de los periodos comparados.

Gráfico N° 5 - Ingresos por moneda



En relación con los cargos variables que remunerar la inversión, presentan un decrecimiento del 50.9%, al pasar a USD 6.6 millones para el 2T 2017, debido a que el volumen transportado disminuyó sustancialmente frente a lo transportado en el primer trimestre del año anterior, como resultado de la reducción en la demanda en el sector termoeléctrico, por la finalización del fenómeno del Niño lo que significa una participación del 7.1% sobre el total de las ventas.

Gráfico N° 6 - Ingresos por tipo de cargos UDM



Por su parte, los ingresos por servicios complementarios presentan una reducción para el segundo trimestre del año en 59.4%, que representa en el acumulado USD 6.3 millones frente al acumulado segundo trimestre de 2016 con USD 15.6 millones, debido también a que los servicios de corta duración tuvieron alta utilización durante el periodo de ocurrencia del Fenómeno del Niño.

Tabla N° 5 – Estado de resultados 2T 2017 ¹

	USD Millones		Var		COP Millones		Var	
	2T 2017	2T 2016	USD	%	2T 2017	2T 2016	COP	%
Ingresos Operacionales	204.7	229.3	(24.6)	-10.7	600,901	704,629	-103,728	-14.7
Costos Gastos Operacionales	(79.8)	(80.7)	0.9	-1.1	(225,229)	(246,140)	20,911	-8.5
Otros Ingresos/(Gastos)	1.2	0.1	1.1	800.4	3,558	412	3,146	764.0
Utilidad Operacional	126.1	148.8	(22.7)	-15.2	379,229	458,901	-79,671	-17.4
Margen Operacional %	61.6	64.9			63	65		
EBITDA Acumulado	170.2	194.9	(24.7)	-12.7	500,037	599,643	-99,606	-16.6
Margen EBITDA %	83.2%	85.0%			83.2%	85.1%		
Utilidad/(Pérdida)NoOper.Neto	(32.9)	(36.6)	3.7	-10.1	(94,816)	(96,702)	1,887	-2.0
Diferencia en cambio neta	(12.4)	9.6	(22.0)	-228.5	(36,214)	30,117	(66,331)	-220.2
Impuesto a la utilidad	(64.1)	(40.1)	(24.0)	60.0	(190,670)	(74,300)	(116,370)	156.6
Impuesto Diferido (NIIF)	37.4	(4.8)	42.2	-877.2	109,297	(15,030)	124,327	-827.2
Utilidad neta	54.1	76.9	(22.8)	-29.7	166,827	302,985	(136,159)	-44.9

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta se redujeron en 1.1% al cierre del segundo trimestre de 2017, manteniendo un nivel similar al del mismo periodo de 2016. La utilidad operacional para el cierre del segundo trimestre del año 2017 finalizó en USD 126.1 millones, representando una disminución del 15.2% al compararla con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la disminución de ingresos, explicada previamente.

En el resultado no operacional se presenta un gasto menor al cierre de junio de 2017, debido principalmente a un mejor comportamiento de los ingresos financieros. Por otro lado, si bien durante el primer semestre de 2017 la moneda local se revaluó, se registra gasto por diferencia en cambio neta, debido al efecto contable del registro de dividendos decretados en marzo de 2017.

En cuanto al impuesto a la utilidad, al mes de Junio de 2017 la provisión presentó un incremento con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al ajuste en el gasto de impuesto de renta del año 2016, por valor de USD 22 millones, resultado de cambio de vidas útiles de activos y revisiones en el cálculo.

Por otro lado, el cambio en las vidas útiles mencionadas generó una disminución en el pasivo por impuesto diferido y por lo tanto en resultados se refleja una liberación de provisión (ingreso) por USD 37.4 millones, lo que representa una variación significativa frente al valor registrado en el mismo periodo del año anterior.

Como resultado de todo lo anterior, la utilidad neta al cierre del segundo trimestre de 2017 disminuyó en un monto de USD 22.8 millones comparado con la utilidad neta del segundo trimestre de 2016, cerrando para Junio de 2017 en USD 54.1 millones².

Como referencia, se presentan también en la tabla No. 5, las cifras de resultados en pesos colombianos³.

¹ La moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Adicionalmente, se presenta la información en Moneda de Presentación (Peso Colombiano-COP). Para fines informativos, las cifras del estado de resultados en USD se convierten a COP con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.

² Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor ver anexo 7

³ La tasa histórica, es la tasa de cambio real al momento de realizar las transacciones

3.2. Indicadores de deuda

Tabla Nº 6- Indicadores de deuda

	2T 2017	2T 2016	Unidad
Deuda neta Senior / EBITDA UDM OM: < 4,8	2.46	2.56	Veces
EBITDA UDM / Intereses UDM OM: > 1,7	4.79	5.79	Veces

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales (4)	750	USD Mm	5.700%	20-mar-2022
Inter-compañía - Subordinada (5)	370	USD Mm	6.125%	21-dic-2022
Crédito Sindicado (6)	184	USD Mm	Libor 6M + 2.25%	11-sep-2019

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla Nº 7 – Desagregación Indicadores

	USD Miles	
	2T 2017	2T 2016
EBITDA UDM	330,410	366,878
Deuda Senior Bruta	1,047,208	1,082,754
Efectivo e inver. Temporales	235,961	142,808
Deuda Senior Neta	811,247	939,947
Gastos Financieros Netos UDM (1)	68,959	63,351

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el *Indenture* de los Bonos 2022 en cuanto al indicador deuda neta a EBITDA. Se recuerda 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.

4. Desempeño operacional

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural en Colombia con el 54.5% de la infraestructura en kilómetros y 46.2% en volumen transportado. El volumen total transportado disminuye el 2017, debido a que volumen del año anterior se incrementó por la demanda de las termoeléctricas por el fenómeno de El Niño.

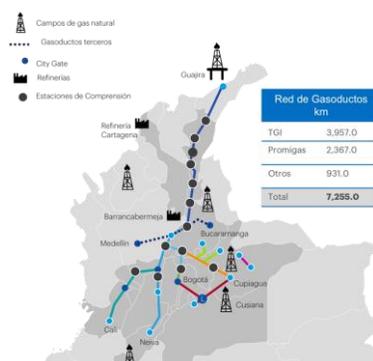


Tabla Nº 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

	2T 2017	Part. %	2T 2016	Part. %
TGI	421.1	46.2%	500.04	50.9%
Promigas	339.9	37.3%	335.8	34.2%
Otros*	151.0	16.6%	147.3	15.0%
Total	912.1	100.0%	983.1	100.0%

Fuente: Concentra. Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla Nº 9 - Indicadores operacionales seleccionados

	2T 2017	2T 2016	Var %
Capacidad total - Mmpcd (1)	753.8	733.8	2.7%
Volumen transportado - Mmpcd (2)	421.1	500.04	-15.8%

Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3)	687.0	672.5	2.2%
Factor de uso - % (4)	53.4	61.3	-13.0%
Disponibilidad - % (5)	99.8	100.0	-0.2%
Pérdidas - % (6)	-	0.2	-100.0%
Longitud gasoductos - Km	3,957.0	3,957.0	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

A junio del 2017, la capacidad contratada en firme mantiene niveles similares a los presentados en el periodo anterior variando tan solo 2.2%, debido a la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. Igualmente, 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.

Tabla Nº 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 2T 2017

Por Tramo - Mmpcd	Capacidad de Transporte	Volumen Transportado 2T 17
Ballena – Barrancabermeja	260.0	80.9
Mariquita – Gualanday	15.0	13.8
Gualanday – Neiva	11.0	8.1
Cusiana – Porvenir	412.0	295.0
Cusiana – Apiay	33.0	31.1
Apiay – Usme	17.8	2.8
Morichal – Yopal	5.0	4.7
Sur de Bolívar	N.A.	0.3
TOTAL	753.8	436.6

Adicionalmente, TGI tiene una participación del 32.24% en la compañía de distribución de gas natural peruana, Contugas, -el restante 67.76% es propiedad de EEB-. Esta 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.

5. Inversiones de capital

Tabla Nº 11 - Capex

	USD Millones	
	2T 2017	2T 2016
Inversión (1)	22.87	1.24

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla Nº 12 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia 2T 2017

	Descripción	Capex (USD mm)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Cusiana Fase III	Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 MPCD para atender el centro del País. Ingeniería de detalle, estudios y permisos ambientales, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, Interventoría y Construcción para la ampliación de las estaciones compresoras Miraflores, Puente	33.65	88.9	En ejecución

	Guillermo, Vasconia y Adecuaciones Hub Vasconia.			
Cusiana – Apiay – Ocoa	<p>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.</p> <p>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 MMSCFD; 7MMSCFD se desviarán para el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.</p>	14.51	45	4T 17
Loop Armenia	<p>Construcción Loop Armenia de 37 Km en 8" pulgadas entre el PK 219 de la línea troncal de 20 pulgadas y la derivación del ramal al municipio de La Tebaida y Loop Dos Quebradas de 8 Km en 3" pulgadas entre el PK4 y el PK 11 del Ramal hacia Dos Quebradas que busca abastecer la demanda creciente en la zona, de tal forma que el Loop en el Ramal a Armenia permitirá incrementar la capacidad en 8.288 MPCD y el Loop en el Ramal a Dos Quebradas en 0.438 MPCD.</p>	6.62	61.9	4T 17
Cusiana Fase IV	<p>Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana- Vasconia :</p> <p>I. 43 Mmpcd para el tramo Cusiana - Vasconia mediante la construcción de un loop de 49,6 Km en 24"</p> <p>II. 17 Mmpcd para el tramo Puente Guillermo - Vasconia, mediante la ampliación de la Estación Compresora de Puente Guillermo.</p>	78.0	11	I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo – Vasconia 3T 2017
Reposición y Mantenimiento por cumplimiento de vida útil normativa	<p>18 gasoductos de sistema de TGI finalizan su vida regulatoria.</p> <p>TGI decidió reponer a nuevo cinco (5) tramos y continuar operando los otros trece (13)</p>	49.0	3	2018-19

6. 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.

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 30 de junio de 2016: 2,916.15
 - ▶ TRM al 30 de junio de 2017: 3,038.26
- ▶ 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 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 2017:

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

Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;

- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá, con una participación del 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El Grupo EB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de bonos corporativos en el mercado 144A por USD 1,360 millones. En 2012, TGI realizó una operación de manejo de deuda para reducir la tasa cupón en 380 pbs y extender el plazo de su deuda en cinco años adicionales.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.

Anexo 4: Panorámica de TGI

	Electricidad			Gas Natural	
	Generación	Transmisión	Distribución	Transporte	Distribución
 Colombia	emgesa 51.5%	ENERGIA DE BOGOTÁ 100%	codensa 51.5%	PROMIGAS 15.6%	
		ISA 1.7%	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. 16.2%	TGI 99.97%	gasNatural fenosa 25%
 Peru		ISA - TRANSMISIÓN 40%		con gas 100% ⁽²⁾	
		ISA REP 40%			Cálidda 66% ⁽¹⁾
 Guatemala		TRECSA 95.3%			
 Brazil		GEBBRAS 100% ⁽²⁾			

(1) EEB a través de participaciones directas e indirectas. (2) EEB participa través del SPV GEBBRAS adquirido el 21 de agosto de 2015 por ~ USD158 mm, 51% de participación en 4 concesiones de transmisión.

- ▶ TGI es un actor central en la estrategia de crecimiento de EEB; es el transportador de gas natural más grande de Colombia y opera un monopolio natural en un sector con alto potencial de crecimiento y cuyo desarrollo es de especial interés para el estado colombiano.
- ▶ TGI es el único transportador de gas natural en Colombia que conecta las principales fuentes de abastecimiento - Guajira y Cusiana - con los principales centros de consumo.
- ▶ TGI está sujeta a la regulación del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG. La CREG define las tarifas máximas que TGI puede cobrar a sus usuarios con base en los principios de viabilidad financiera y eficiencia económica. El esquema tarifario está diseñado para que el inversionista obtenga un retorno adecuado sobre el capital invertido y recupere los costos de operación y mantenimiento. La parte de la tarifa que retribuye las inversiones está indexada a la tasa de cambio peso / dólar, lo que le da a la compañía una cobertura natural frente a sus obligaciones en moneda extranjera.
- ▶ Casi la totalidad de las ventas de la compañía están soportadas en contratos en firme y de largo plazo suscritos con sólidas empresas que operan en Colombia.
- ▶ TGI finalizó en 2013 el proyecto de expansión más ambicioso de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo fue de USD 650 mm.

- ▶ TGI tiene una participación del 32.24% en la compañía peruana ConTUGas -el restante 67.76% es propiedad de EEB-. Esta compañía es la adjudicataria de una concesión para la construcción de una red de transporte y distribución de gas natural en el sur del Perú -departamento de Ica-, por un valor estimado de USD 346 mm. ConTUGas inició plenamente la operación comercial del proyecto el 30 de abril de 2014.

Anexo 5: Términos y definiciones

- ▶ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de la definición de la política de hidrocarburos.
- ▶ BR: Banco de la República. Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ Bln o bln: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 10^9
- ▶ BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un activo.
- ▶ COP / COP: Pesos colombianos.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- ▶ Cuota de Fomento: Corresponde a recursos que Ecogas recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Es la entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ DNP: Departamento Nacional de Planeación. Entidad encargada de la Planeación Económica de Colombia.
- ▶ EEB: Empresa de Energía de Bogotá. Es el accionista controlante de TGI.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ GPC: Giga pies cúbicos. Factor 10^9
- ▶ IED: Inversión extranjera directa.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ Km: Kilómetros
- ▶ MEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- ▶ Mi: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ Mm/mm: millones.
- ▶ Mlm / Mlm: millardos
- ▶ M^3 : metros cúbicos
- ▶ PBS: Puntos Básicos, equivalente a 0.01%
- ▶ Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ TGI: Transportadora de Gas Internacional.
- ▶ Tpc / tpc: Tera pies cúbicos. Factor 10^{12}
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso-dólar que se calcula diariamente por la SF.
- ▶ R/P: Relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.
- ▶ UDM: Últimos doce meses.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

Anexo 6: Notas al pie de los cuadros

Pies de página gráfica índice de morosidad de cartera

- (1) El índice de morosidad se calcula midiendo la proporción de cartera vencida –mayor a treinta días– sobre los valores facturados acumulados en los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 3: Estructura contractual

- (1) Modalidad contractual que garantiza el transporte de un volumen máximo de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser por capacidad y/o variable.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 4: Estructura de los ingresos

- (1) La regulación para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y otra que reconoce los gastos y costos de administración, operación y mantenimiento - AOM. La porción que reconoce las inversiones está indexada al dólar y se ajusta anualmente con el IPP “Equipos de Capital” de EEUU y se paga en pesos a la TRM de final de cada mes. La porción que reconoce los AOM está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano.
- (2) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible para el momento en que el cliente lo requiera. Por su parte, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad con independencia del volumen transportado.
- (3) Los cargos variables obligan al transportador a mantener una capacidad disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Sin embargo, y a diferencia del esquema descrito anteriormente, el cliente solo paga lo efectivamente transportado aunque a una tarifa mayor. En general los clientes de TGI mantienen esquemas de contratación que combinan cargos fijos con variables.
- (4) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 6: Indicadores de deuda

- (1) De acuerdo con el contrato de los bonos internacionales, la deuda neta de la compañía únicamente tiene en cuenta la deuda senior de TGI menos el valor del efectivo y las inversiones temporales.
- (2) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones e impuesto al patrimonio.
- (3) Son los intereses causados derivados de la deuda financiera de TGI.
- (4) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Internacional y garantizados por TGI.
- (5) Corresponde a la deuda intercompañía contraída por TGI con EEB.
- (6) Corresponde a la deuda del vehículo IELAH

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 7: Desagregación indicadores

- (1) Los gastos financieros son netos de los ingresos de la tesorería y los cupones recibidos por los *Opposite Swaps* contratados.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 9: Indicadores operacionales en Colombia

- (1) Es la capacidad nominal de transporte del sistema.
- (2) Es el promedio del volumen real transportado.
- (3) Es una modalidad de contratación que obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.

- (4) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (5) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal.
- (6) Es la diferencia entre el volumen de gas recibido menos el volumen de gas entregado teniendo en cuenta el cambio en inventarios. Se mide en términos porcentuales en relación con el volumen recibido por los clientes. La CREG reconoce a través de las tarifas pérdidas máximas del 1%.

[Volver al capítulo](#)

Pies de página tabla N° 11: Capex

- (1) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a incrementar la capacidad de transporte de la compañía.
- (2) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a mantener en estado adecuado los activos de la compañía para permitir su funcionamiento normal y mantener la capacidad de transporte en sus actuales niveles.

[Volver al capítulo](#)

Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA

Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado

	USD		Var	
	2T 2017	2T 2016	USD	%
Ingresos operacionales	204,651,522	229,290,746	(24,639,224)	-10.7%
Costo de Ventas	(67,777,054)	(66,947,445)	(829,609)	1.2%
Operación y mantenimiento	(25,693,694)	(25,796,771)	103,077	-0.4%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(42,083,360)	(41,150,673)	(932,686)	2.3%
Utilidad bruta	136,874,468	162,343,301	(25,468,833)	-15.7%
Gastos Admon. y Operacionales	(12,003,582)	(13,710,901)	1,707,319	-12.5%
Personal y servicios generales	(8,728,099)	(8,610,972)	(117,127)	1.4%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	(1,404,786)	(733,806)	(670,980)	91.4%
Impuesto a la riqueza	(1,870,697)	(4,366,123)	2,495,426	-57.2%
Otros Ingresos/(Egresos)	1,224,230	135,966	1,088,264	800.4%
Utilidad operacional	126,095,116	148,768,367	(22,673,251)	-15.2%
Ingresos no operacionales	10,308,913	6,085,947	4,222,965	69.4%
Financieros ⁽¹⁾	6,666,416	4,613,469	2,052,947	44.5%
Valoración coberturas ⁽²⁾	3,642,497	1,472,478	2,170,018	147.4%
Gastos no operacionales	(43,236,976)	(42,697,393)	(539,584)	1.3%
Financieros ⁽³⁾	(38,429,661)	(39,786,811)	1,357,150	-3.4%
Valoración Inv. Permanentes	(617,556)	(288,190)	(329,366)	-
Valoración coberturas ⁽²⁾	(4,189,759)	(2,622,392)	(1,567,368)	59.8%
Diferencia en cambio Neta ⁽⁴⁾	(12,397,743)	9,647,281	(22,045,025)	-228.5%
Utilidad antes de impuesto de renta	80,769,309	121,804,203	(41,034,894)	-33.7%
Impuesto a las ganancias	(64,106,679)	(40,070,408)	(24,036,271)	60.0%
Impuesto Diferido	37,417,640	(4,814,572)	42,232,213	-877.2%
Utilidad neta	54,080,271	76,919,223	(22,838,952)	-29.7%

(1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.

(2) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía para reducir el riesgo en el pago del principal de la deuda en moneda extranjera.

(3) Son los gastos financieros relacionados con la deuda de la compañía.

(4) Refleja el impacto de la devaluación/revaluación sobre la re expresión a dólares de los activos y pasivos en pesos Colombianos

Tabla N° 14 – Desglose EBITDA Trimestral

	USD	2T - 2017	2T-2016
Ingresos		204,651,522	229,290,746
(-)Costos de operación y mantenimiento.		24,288,908	25,062,965
(-)Gastos de personal y servicios general ⁴		10,132,885	9,344,778
EBITDA Trimestral		170,229,729	194,883,003
Margen EBITDA Trimestral		83%	85%

Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI

Compañía	Panorámica	Principales clientes atendidos
	<ul style="list-style-type: none"> Mayor productor de gas en Colombia. Empresa integrada del sector de hidrocarburos. Empresa que cotiza en bolsa y controlada por el gobierno colombiano. Pertenece al grupo de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo. Acciones listadas en el mercado públicos de valores de Colombia, Nueva York y Toronto. Contrato en firme por 11 años. Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB (Fitch) / BBB (S&P); Deuda Local: AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> Refinerías. Generadores térmicos. Trading.
	<ul style="list-style-type: none"> El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia. Controlada por Gas Natural Fenosa de España; EEB tiene una participación accionaria del 25%. Contrato en firme por 10 años. Rating: BBB (Fitch) / Local AAA. 	<ul style="list-style-type: none"> Residencial.⁽¹⁾ PYMES. Industrias. Gas natural para vehículos. 2.7 millones de clientes.
	<ul style="list-style-type: none"> Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano. Compañía privada controlada por Promigás. Presta sus servicios a más de 900.000 usuarios. Contrato en firme por 15 años. Rating: Local AAA (Fitch). 	<ul style="list-style-type: none"> Residencial. Industrias. Gas natural para vehículos. 1.0 millón de clientes.
	<ul style="list-style-type: none"> Principal generador de electricidad en Colombia e importante distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano. Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural. Contrato en firme por 9 años. Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB+ (Fitch) ; AAA Local (Fitch). 	<ul style="list-style-type: none"> Residencial. Generadores térmicos. 877 mil clientes.

⁴ Estos gastos no incluyen el impuesto al patrimonio



- La segunda empresa de generación de energía eléctrica.
- 57% controlado por el estado colombiano.
- Contrato en firme por 5 años.
- Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB- (Fitch)/ BBB- (S&P); AAA Local.
- Generadores térmicos.
- Trading.

Fuente: Información de la Compañía.
(1) Usuarios residenciales se refiere al número de residencias servidas, no a la población, la cual podría ser aproximadamente cinco veces mayor.