

Bogotá D.C., 6 de Marzo de 2014



Índice

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 2013	2
1.3. Hechos relevantes	3
2. DESEMPEÑO COMERCIAL	3
2.1. Ventas por sector	3
2.2. Estructura contractual	4
3. DESEMPEÑO FINANCIERO	5
3.1. Resultados financieros	5
3.2. Indicadores de deuda	7
4. DESEMPEÑO OPERACIONAL	8
5. INVERSIONES DE CAPITAL	9
6. ANEXOS	10
Anexo 1: Nota legal y aclaraciones	10
Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 2013:	10
Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB	10
Anexo 4: Panorámica de TGI	11
Anexo 5: Términos y definiciones	11
Anexo 6: Notas al pie de los cuadros	12
Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA UDM	14
Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI	15

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)	Demanda Trimestre			Demanda Año		
	4T 13	4T 12	Var. %	2013	2012	Var. %
Termoeléctrico	219.9	207.1	6.2	294.7	226.2	30.3
Residencial – comercial	156.1	136.2	14.6	201.0	181.3	10.9
Industrial – refinería	315.1	280.7	12.3	416.0	379.5	9.6
Vehicular – GNV	68.5	62.0	10.5	89.7	78.0	15.1
Petroquímico	17.5	16.0	9.4	22.1	18.7	17.7
Otros Consumos	18.7	16.7	11.9	25.2	21.4	17.6
Demanda interna	795.8	718.7	10.7	1,048.6	905.1	15.9
Exportación	142.2	110.2	29.0	202.5	186.5	8.6
Total	938.1	829.0	13.2	1,251.1	1,091.6	14.6

Fuente: Concentra

Durante el año 2013 el mercado de gas natural continuó consolidándose como uno de los de mayor crecimiento y dinamismo en el país, dado que la demanda se incrementó en 14.6%, comparado con el año inmediatamente anterior; se destaca que en los años anteriores, 2012 y 2011, el crecimiento de la demanda total fue solo del 4%. Para 2013, los sectores termoeléctrico e industrial – refinería fueron los principales contribuyentes al crecimiento de la demanda. El consumo termoeléctrico experimentó un incremento del 30.3% originado por niveles más bajos de los aportes hídricos del país, como consecuencia, de las expectativas de ocurrencia de un nuevo fenómeno de El Niño, particularmente en el último trimestre del año. Por otro lado, la demanda del sector industrial tuvo el menor crecimiento (9.6%) dentro del consumo interno, impulsado por factores macroeconómicos como la devaluación del peso colombiano y la reducción en precio de algunas materias primas. Finalmente, el crecimiento del 17.6% en otros consumos se debió al incremento del consumo de las estaciones de compresión necesarias para el transporte de gas natural.

1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 2013

Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI

	2013	2012	Var %
Ingresos operacionales - COP millones	874,645	702,309	24.5
Utilidad operacional - COP millones	468,057	372,856	25.5
EBITDA UDM - COP millones	674,163	519,751	29.7
Utilidad neta - COP millones	130,067	247,680	-47.5
Volumen transportado – Mm pcd	454.4	422.2	7.5
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	624.0	604.0	3.3
Calificación crediticia internacional:			
S&P - May. 13:	BBB-, estable		
Fitch -Nov.13:	BBB-, estable		
Moody's – mar. 13:	Baa3, estable		

- ▶ Los ingresos operacionales al cierre del 2013, presentaron un crecimiento del 24.5% comparado con el mismo periodo del año anterior. Éste incremento se debió principalmente a:
 - ▶ Nuevo esquema tarifario que entro en vigencia al inicio del 2013.
 - ▶ La entrada en operación de la segunda fase de Cusiana en el tercer trimestre de 2012, impactando positivamente los ingresos durante el 2013.
 - ▶ Incremento de contratación en firme.
 - ▶ Aumento del volumen transportado durante el 2013.
- ▶ Comparado con el año anterior, al cierre del año 2013 la utilidad operacional creció 25.5%, por encima del crecimiento de los ingresos operacionales (24.5%). Esto se debe a que los costos y gastos operacionales

crecieron 23.4%, debido principalmente a los costos generados por la reclasificación del Capex al costo de las inversiones realizadas en el proyecto de expansión Cusiana Apiay San Fernando y a incrementos en gastos de servicios de personal, gastos administrativos, seguros y honorarios.

- ▶ La utilidad neta disminuyó de COP 247,680 millones en 2012 a COP 130,067 millones en 2013 particularmente por la devaluación de la moneda local, la cual generó un egreso por diferencia en cambio asociada a la valoración de deuda en moneda extranjera. Vale la pena aclarar que la diferencia en cambio genera una disminución en la utilidad neta contable más no repercute en el flujo de caja de la compañía.

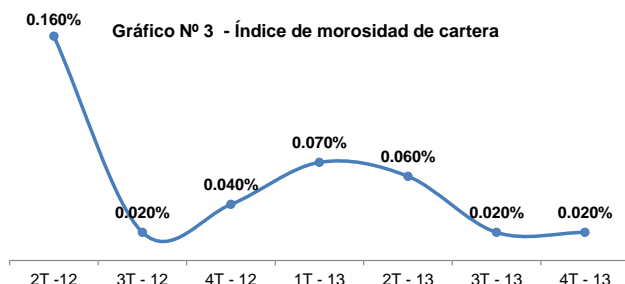
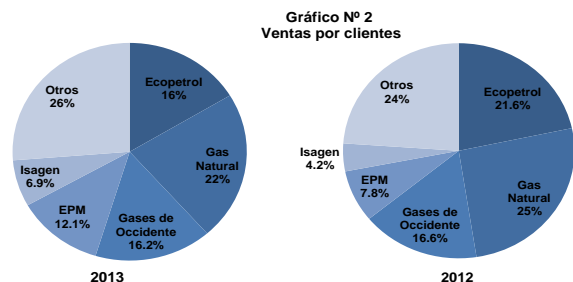
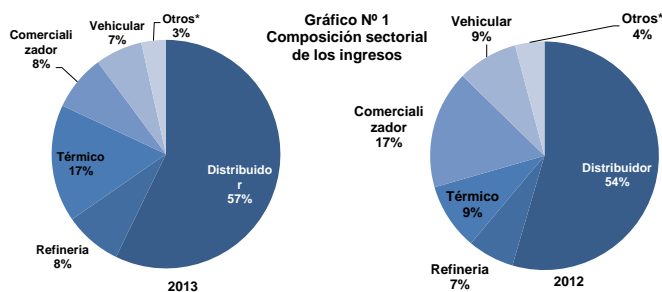
1.3. Hechos relevantes

- ▶ En febrero de 2013 la Asamblea General de Accionistas aprobó no repartir las utilidades y se constituyeron las reservas legales correspondientes. Adicionalmente, se constituyó una reserva por valor de COP 157,805 millones para protección por fluctuaciones en el tipo de cambio.
- ▶ En mayo de 2013 la Junta Directiva aprobó ajustes a la estructura organizacional de TGI, que incluyó el Plan de Traslado de la sede principal de TGI de Bucaramanga a Bogotá y una nueva estructura organizacional, en términos de 23 nuevos cargos y la integración de dos Vicepresidencias, Jurídica y Regulatoria y de Crecimiento.
- ▶ Al finalizar 2013 el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 454 Mmpcd, representando un incremento positivo del 7.6% comparado con el año inmediatamente anterior y 8.1% con respecto al 2011.
- ▶ TGI mantiene una participación de mercado del 48.5% al cierre del 2013.
- ▶ La compañía está ejecutando proyectos importantes de expansión en su infraestructura como son la Estación de Compresión La Sabana, localizada en Cundinamarca, y los estudios de pre factibilidad del proyecto de Expansión Cusiana Fase III, el cual consiste en la expansión de la capacidad en 20 mpcd del gasoducto entre Cusiana y Vasconia.
- ▶ En cuanto a calificación de la deuda, el 6 de mayo de 2013 Standard & Poor's mejoró la calificación de deuda corporativa de TGI de BB+ a BBB-(estable). Por su parte, el 1 de noviembre de 2013, Fitch Ratings ratificó la calificación del crédito corporativo de TGI en moneda local y extranjera, manteniendo la calificación 'BBB-' con perspectiva estable. De igual forma, el 25 de marzo de 2013 Moody's Ratings ratificó la calificación del crédito corporativo de TGI en moneda local y extranjera, manteniendo la calificación 'Baa3' con perspectiva estable. De esta forma TGI en 2013 consiguió el grado de inversión con las tres principales calificadoras internacionales de riesgo.

2. DESEMPEÑO COMERCIAL

2.1. Ventas por sector

Para 2013 el sector distribuidor, el cual incluye el sector residencial, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía. Se destaca el incremento en participación del sector de refinerías y el térmico, finalizando con una participación del 8% y 17% respectivamente. El crecimiento de sector térmico se debió a una combinación de indisponibilidades de infraestructura energética y en mayor medida a pronósticos de tiempo seco, que obligaron a despachar más generación térmica. Las participaciones de los principales clientes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el periodo, de tal forma que Ecopetrol, Gas Natural y Gases de Occidente continúan siendo los principales clientes de TGI.



La gestión en el cobro de cartera desarrollada durante el año 2013, permitió mantener el índice de morosidad en 0.02% a 31 de diciembre 2013, medido sobre los ingresos facturados durante los últimos doce (12) meses, lo cual beneficia el flujo de caja de TGI S.A. ESP.

2.2. Estructura contractual

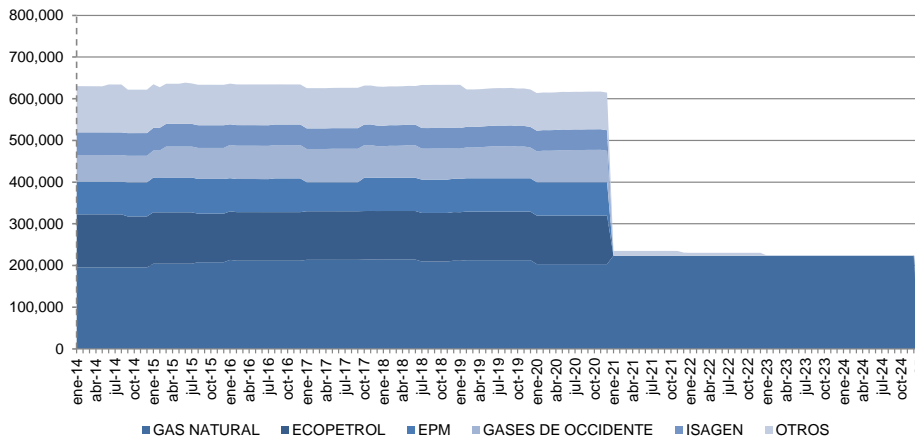
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, por esta razón el 100% de sus contratos son en firme y están contratados bajo una pareja compuesta en promedio por, 90% por cargos fijos y 10% por cargos variables. Al finalizar 2013 la capacidad total contratada en firme es de 624 Mmpcd, 87% de la capacidad disponible para ser contratada.

Tabla N° 3 - Estructura contractual

Tipo de contrato	2013			2012		
	No	Cap. Contrat. en Firme Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Cap. Contrat. en Firme Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	131	624	8.0	77	604	8.9
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Gráfico No. 4 - TGI Contratos vida remanente



En el año 2013 se suscribieron 53 contratos de transporte de gas natural en firme con distintos remitentes. Durante el año, 12 contratos de transporte de gas natural terminaron su vigencia, sin embargo el mercado atendido por éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente.

3. DESEMPEÑO FINANCIERO

3.1. Resultados financieros

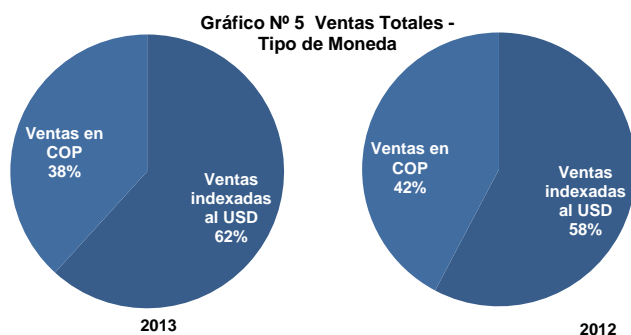
El 83% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en firme durante el primer trimestre del año 2013, por lo tanto sólo el 17% de los ingresos se pueden afectar por las fluctuaciones en la demanda de gas natural.

Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos – COP mm - USD mm

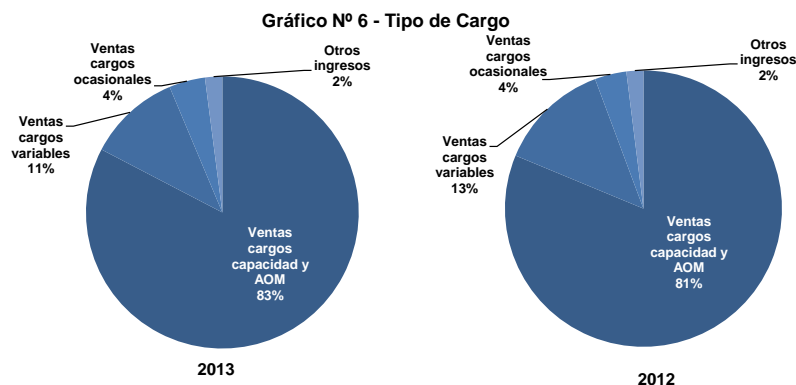
	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	2013	2012	COP	%	2013	2012	USD	%
Ventas totales	874,645	702,309	172,337	24.5	465.2	390.4	74.8	19.2
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	540,199	405,372	134,827	33.3	287.1	225.3	61.8	27.4
Ventas en COP (1)	334,446	296,936	37,510	12.6	178.1	165.0	13.0	7.9
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad y AO&M (2)	722,920	570,126	152,794	26.8	384.5	316.8	67.7	21.4
Ventas cargos variables (3)	96,449	91,618	4,831	5.3	51.3	51.0	0.3	0.5
Ventas cargos ocasionales (4)	37,401	25,956	11,445	44.1	19.9	14.4	5.5	38.2
Otros ingresos (5)	17,876	14,610	3,266	22.4	9.5	8.1	1.4	16.6

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El esquema tarifario vigente, el cual remunera la inversión y está indexada al dólar, ha beneficiado los ingresos de la compañía. En pesos colombianos las ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 33.3% en comparación con el mismo periodo del 2012 (27.4% expresadas en dólares) y representan al cierre de 2013 el 62% de las ventas totales de TGI. Finalmente, se destaca el incremento en las ventas de cargos ocasionales del 44.1%, debido principalmente a los mayores volúmenes transportados durante el 2013.



En cuanto a la composición por tipo de cargo, las ventas correspondientes a los cargos por capacidad y AOM, representan el 83% del total. Los ingresos durante todo el 2013 de Cusiana Fase II y la nueva negociación de la pareja de cargos con los remitentes bajo el nuevo esquema tarifario, explican el incremento de esta participación.


Tabla N° 5 – Estado de resultados 2013

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	2013	2012	COP	%	2013	2012	USD	%
Ingresos Operacionales	874,645	702,309	172,337	24.5	465.2	390.4	74.8	19.2
Costos y Gastos Operacionales	406,588	329,452	77,136	23.4	210.2	183.2	27.1	14.8
Utilidad Operacional	468,057	372,856	95,201	25.5	249.8	207.2	42.6	20.6
Margen Operacional %	53.5%	53.1%			53.5%	53.1%		
Provisiones, Deprec. y Amort.	189,392	130,181	59,211	45.5	100.1	72.4	27.6	38.1
Impuesto al Patrimonio	16,713	16,713	0	0	8.9	9.3	(0.4)	-4.4
EBITDA Acumulado (*)	674,163	519,751	154,412	29.7	358.7	288.9	69.8	24.2
Margen EBITDA %	77.1%	74.0%			77.1%	74.0%		
Utilidad/(pérdida) No Operacional	253,680	92,436	161,244	174.4	135.1	50.2	84.9	169.3
Impuesto de renta	84,310	32,740	51,570	157.5	44.7	18.0	26.7	148.3
Utilidad neta	130,067	247,680	-117,614	-47.5	69.9	139.0	-69.9	-49.7

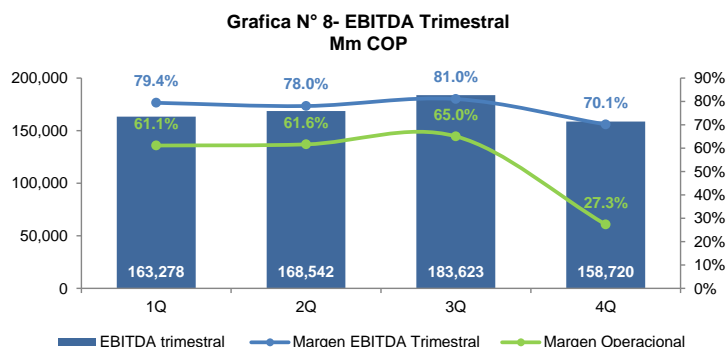
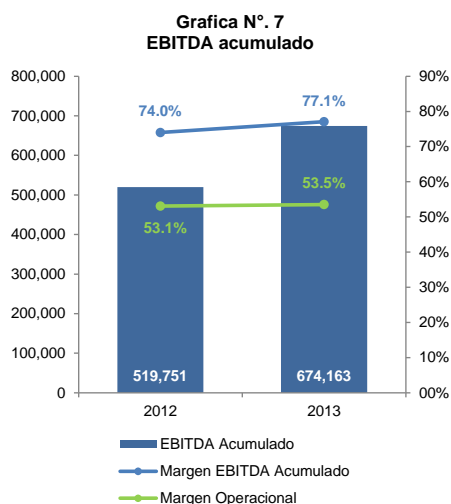
* El EBITDA 2012 se recalculó para hacerlo comparable con el del 2013, en donde las provisiones relacionadas con costos de operación y mantenimiento se toman como parte del costo así no hayan sido pagadas. Por tal razón el rubro de provisiones y EBITDA para el año 2012 puede no coincidir con el informe del año anterior.

La entrada en operación de la segunda fase del proyecto de expansión desde Cusiana y el nuevo esquema tarifario que entró en vigor en 2013, derivaron en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, generando un incremento del 24.5% en los ingresos operacionales.

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta crecieron 23.4%, debido principalmente a:

- ▶ Incremento en los costos operacionales, principalmente por el efecto de haber reclasificado del Capex al costo, todas las inversiones de diseño e ingeniería del proyecto de expansión Cusiana Apiay San Fernando (aproximadamente USD 6 Mm). Lo anterior debido a que a comienzos de 2014 Ecopetrol informó su decisión de no continuar con el desarrollo del proyecto. Asimismo, los costos de personal presentaron un incremento por efecto de la reestructuración de la planta de TGI.
- ▶ Incremento en los gastos administrativos, derivados especialmente de la provisión realizada en Propiedad, Planta y Equipo, para diciembre de 2013, derivado de un menor avalúo de este rubro frente a su valor en libros, y cuyo efecto es contable más no afecta el flujo de caja de la compañía. Igualmente, algunos activos presentaron una valorización por COP 286,074 millones derivado de este avalúo, la cual no se registra en el estado de resultados. Esto se debe a que las normas de contabilidad colombianas (COL GAAP) obligan a registrar las provisiones en el estado de resultados y las valorizaciones en el balance general (sin pasar por el estado de resultados).
- ▶ Los gastos por servicios personales aumentaron dada la reestructuración de planta y el traslado de la empresa de Bucaramanga a Bogotá.

En consecuencia, la utilidad operacional para 2013 creció 25.5% comparada con el cierre del 2012. Por su parte, el EBITDA acumulado creció 29.7%, con respecto al cierre de 2012, resultado de lo anteriormente explicado.



En lo que respecta a los rubros no operacionales, la diferencia en cambio pasó de un ingreso de COP 194,278 millones en 2012 a una pérdida de COP 176,974 millones en 2013, registro que sólo tienen efectos contables y no corresponde a erogaciones de efectivo. Es importante destacar que la compañía continúa trabajando en la estructuración de operaciones de cobertura de riesgos, para establecer un límite a las pérdidas de los derivados actualmente contratados. En forma contraria, los gastos financieros disminuyeron de manera importante, en COP 171,661 millones en 2013, en comparación con el año anterior, lo cual compensó en parte el impacto de la diferencia en cambio.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta del 2013 presenta una disminución del 44.4% frente al resultado obtenido en el 2012. Para mayor detalle sobre los estados resultados diríjase al anexo 7.

3.2. Indicadores de deuda

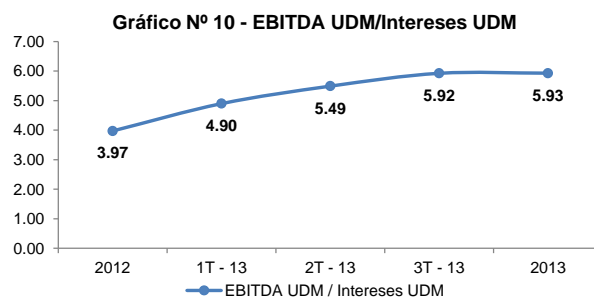
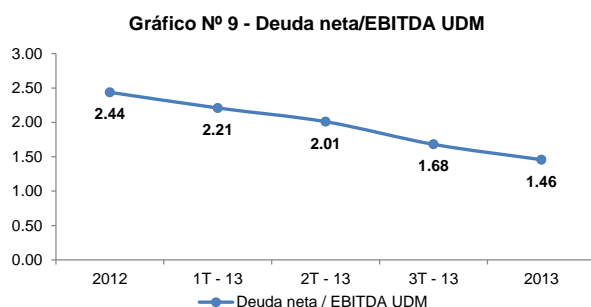
Tabla N° 6- Indicadores de deuda

	2013	2012	Unidad	Tasa (%)	Vencimiento
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	1.46	2.44	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7	5.93	3.97	Veces		
Estructura de la deuda					
Senior - bonos Internacionales (4)	750	750	M USD	5.7	20-mar-2022
S&P - may 13: BBB-; estable					
Fitch - Nov13: BBB-; estable					
Moody's - mar 13: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	M USD	6.125	21-Dic-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla N° 7 - Desagregación - USD Millones

	2013	2012
EBITDA UDM	358.7	288.9
Deuda Bruta	870.2	872.2
Efectivo e inver. Temporales	360.3	155.7
Deuda Neta	509.9	716.5
Gastos Financieros Netos UDM	59.0	74.0



El buen desempeño de los indicadores de deuda y cobertura de intereses se debe a la reducción de las tasas de interés lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en 2012 y al crecimiento del EBITDA durante el 2013.

Por lo anterior, la compañía continúa cumpliendo ampliamente con el *covenant* de la emisión del bono, con el cual se busca mantener una relación de nivel de apalancamiento senior neta menor a 4.8x, demostrando igualmente la capacidad para cumplir con los gastos derivados de sus obligaciones financieras

La deuda neta de la compañía refleja una disminución significativa del 28.8%, comparado con el 2012, debido al importante flujo de caja generado por la compañía.

4. DESEMPEÑO OPERACIONAL

TGI mantiene el liderazgo del mercado transportador de gas natural con un 48.5% de participación de mercado, 0.9% por encima de lo obtenido en 2012. El volumen transportado por TGI durante 2013 creció 7.6% con respecto al año anterior.

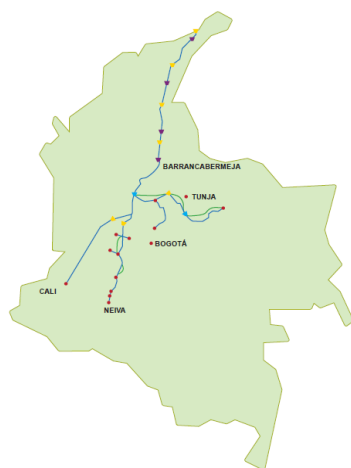


Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

	2013	Part. %	2012	Part. %	Var %
TGI	454.4	48.5	422.2	47.6	7.6
Promigas	341.3	36.5	339.5	38.2	0.5
Otros*	140.4	15.0	126.1	14.2	11.3
Total	936.1	100.0	887.8	100.0	5.4

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados

	2013	2012	Var %
Capacidad total - mmpcd (1)	730.3	730.3	
Volumen transportado - mmpcd (2)	454.4	422.2	7.6
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	624	604	3.3
Factor de uso - % (4)	60.8	58.9	3.1
Disponibilidad - % (5)	100.0	99.96	0.0
Pérdidas - % (6)	0.21	0.516	-59.3
Longitud gasoductos - Km	3,957	3,957	
Longitud gasoductos – Mi	2,459	2,459	

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El incremento de la capacidad contratada firme se explica por la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. En lo que respecta al volumen transportado, creció 7.6% debido a la mayor demanda de los sectores térmicos e industrial. De igual forma las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel máximo de 1% aceptado por el regulador.

Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI por Tramo

	Capacidad de Transporte	Volumen promedio transportado al 2013
Ballena – Barracabermeja	260.0	80.9
Mariquita – Gualanday	15.0	13.9
Gualanday – Neiva	11.0	8.8
Cusiana – Porvenir	392.0	310.9
Cusiana – Apiay	29.6	29.8
Apiay – Usme	17.8	8.4
Morichal – Yopal	5.0	1.8
TOTAL	730.3	454.4

5. INVERSIONES DE CAPITAL

Tabla N° 11 - Capex

	COP Millones		USD Millones	
	2013	2012	2013	2012
Inversión (1)	61,392	325,362	31.9	184.0
Mantenimiento (2)	6,182	5,747	3.2	3.3

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Tabla N° 12 - Estado de los proyectos de expansión

	Estación La Sabana
Capex - USD mm	55
Esquema de financiación:	Recursos propios
Ampliación capacidad - mm pcd	75
Nueva capacidad nominal – mmpcd	215
Ejecución 2013 - %	34%
En operación en:	3T 14

Estación La Sabana:

La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana, que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, avanza a través de la ejecución de dos contratos:

- ▶ Contrato EPC para la elaboración de los diseños básico y detallado, compras (excepto las unidades de compresión), construcción, montaje, instalación y puesta en marcha de la estación; a la fecha se concluyó la ingeniería básica del proyecto, se avanza en la elaboración de la ingeniería detallada, las compras de larga entrega a cargo del EPC, y la movilización a sitio de las instalaciones temporales para la etapa de construcción. Al contrato de interventoría del EPC se le impartió orden de inicio el pasado mes de agosto de 2013
- ▶ Compra de las unidades de compresión y sus sistemas auxiliares, contratada con una firma alemana y que entregará los equipos de compresión en el primer trimestre del 2014.
- ▶ En el área de licencias el proyecto cuenta con la licencia ambiental otorgada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en el mes de enero de 2013. Para la licencia de construcción se planteó una estrategia de obtención por etapas. La primera licencia de construcción parcial, fue otorgada en el mes de septiembre y permitirá adelantar los movimientos de tierras y el cerramiento perimetral de la estación. Para la licencia de construcción completa, que permitirá adelantar los trabajos de cimentaciones y estructuras se radicaron documentos de ingeniería detallada en el mes de octubre de 2013.

Ampliación Cusiana - Apiay – San Fernando

La compañía se encuentra actualmente evaluando alternativas para viabilizar un proyecto de incremento de capacidad en el tramo Cusiana-Apiay, teniendo en cuenta lo manifestado por ECOPEPETROL, de no requerir capacidad de transporte de gas natural desde Cusiana hasta San Fernando. Una vez las capacidades máximas de mediano plazo sean validadas y se logre identificar nuevas necesidades de transporte en la zona, se procederá a redefinir el proyecto de expansión, su alcance y el impacto en las proyecciones de la compañía.

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

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras 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 diciembre de 2012: 1,768.23
- ▶ TRM al 31 de diciembre de 2013: 1,926.83
- ▶ 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 2013:

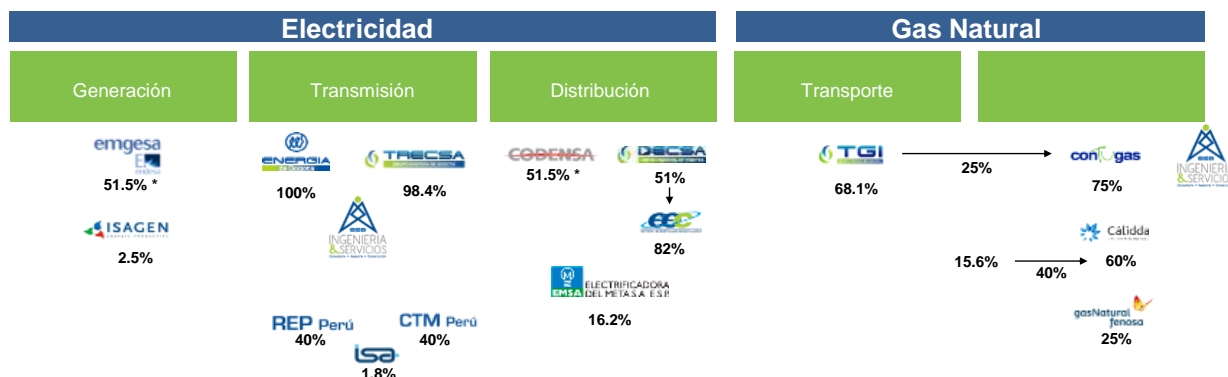
<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

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 – 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 americana.
- ▶ 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 EEB 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 corporativos en el mercado 144A por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.

Anexo 4: Panorámica de TGI



- ▶ 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 está finalizando la ejecución del 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 aproximado es de USD 650 mm.
- ▶ TGI tiene una participación del 25% en la compañía peruana ConTUGas - el otro 75% es propiedad de EEB -. ConTUGas 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 -. Este es un proyecto con un valor estimado de USD 280 mm.

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 10⁹
- 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
- 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 del 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: Ultimos 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.
- (2) Modalidad contractual en la que el servicio de transporte puede ser interrumpido por cualquiera de las Partes por cualquier motivo sin dar lugar a ningún tipo de compensación de la parte que suspende el servicio.

[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) Los cargos ocasionales corresponden a un esquema que no genera la obligación de firmeza para el transportador. En otras palabras, el transportador tiene el derecho de interrumpirlos cuando, por ejemplo, ello sea necesario para atender contratos en firme.
- (5) 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..
- (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 entre de TGI con EEB.

[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 UDM
Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado

	COP Millones		Var		USD Millones		Var	
	2013	2012	COP	%	2013	2012	USD	%
Ingresos operacionales	874,645	702,309	172,337	24.5	465.2	390.4	74.8	19.2
Costos operacionales	271,508	252,521	18,987	7.5	144.4	140.3	4.0	2.9
Operación y mantenimiento	150,799	138,462	12,336	8.9	80.1	76.9	3.1	4.1
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	120,709	114,059	6,650	5.8	64.3	63.4	0.9	1.4
Utilidad bruta	603,137	449,787	153,350	34.1	320.8	250.0	70.8	28.3
Gastos admón. Operativos	135,080	76,931	58,150	75.6	71.0	42.8	28.2	65.8
Personal y servicios generales	49,684	60,809	-11,125	-18.3	26.4	24.5	1.9	7.6
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	68,683	16,122	52,561	326.0	35.8	9.0	26.7	295.8
Impuesto al Patrimonio	16,713	16,713	0	0.0	8.9	9.3	-0.4	-4.4
Utilidad Operacional	468,057	372,856	95,201	25.5	249.8	207.2	42.6	20.6
Ingresos no operacionales	70,539	225,743	-155,204	-68.8	37.0	127.6	-90.6	-71.0
Financieros (1)	18,461	12,278	6,183	50.4	9.8	6.7	3.0	45.4
Diferencia en cambio (2)	0	194,278	-194,278	-100.0	0.0	110.2	-110.2	-100.0
Valoración coberturas (3)	0	-	-	-	0.0	-	-	-
Otros	52,078	19,188	32,890	171.4	27.2	10.7	16.6	155.3
Gastos no operacionales	324,219	318,179	6,040	1.9	172.1	177.8	-5.6	-3.2
Financieros (4)	132,695	260,698	128,004	-49.1	70.6	145.3	74.8	-51.4
Diferencia en cambio (5)	176,974	0	176,974	-	93.5	0.0	93.5	-
Valoración coberturas (6)	13,077	56,733	43,657	-77.0	7.3	32.0	-24.7	-77.3
Otros	1,474	747	727	97.2	0.8	0.4	0.3	195.0
Utilidad antes de impuesto de renta	214,377	280,421	-66,044	-23.6	114.7	157.0	-42.3	-27.0
Impuesto de renta	84,310	32,740	51,570	157.5	44.7	18.0	26.7	148.3
Utilidad neta	130,067	247,680	-117,614	-47.5	69.9	139.0	-69.0	-49.7

- (1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.
- (2) Refleja el impacto de la revaluación del peso sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera.
- (3) 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.
- (4) Son los gastos financieros relacionados con la deuda de la compañía.
- (5) Refleja el impacto de la devaluación sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera
- (6) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía para reducir el riesgo del pago del principal de su deuda en moneda extranjera por la devaluación del peso.

Tabla N° 14 – Desagregación EBITDA UDM

COP MM	2013			
	1T	2T	3T	4T
Utilidad operacional UDM	404,848	449,340	496,362	468,057
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones UDM	150,985	154,598	153,698	206,106
EBITDA UDM	555,833	603,938	650,060	674,163
Margen EBITDA UDM	74.7%	76.1%	77.9%	77.1%
Ingresos Trimestrales	205,662	216,022	226,684	226,277
(-)Costos de operación y manten. Trimestral	61,586	66,594	61,860	81,467
(-)Gastos de personal y serv. general Trimestral	18,388	16,330	17,394	82,969
(+)Impuesto al Patrimonio	4,178	4,178	4,178	4,178
(+)Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	33,412	31,265	32,014	92,702
EBITDA trimestral	163,278	168,542	183,623	158,720
Margen EBITDA Trimestral	79.4%	78.0%	81.0%	70.1%

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 7 años. ▪ Ratings: Deuda extranjera: Baa2 (Moody's) / BBB- (Fitch) / BBB(S&P) ; AAA local 	<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 21 años. ▪ Rating: Local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial⁽¹⁾ ▪ PYMES ▪ Industrias ▪ Gas Natural para Vehículos ▪ 2,443,335 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 7 años. ▪ Rating: Local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial ▪ Industrias ▪ Gas Natural para Vehículos ▪ 900,997 Clientes
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Principal generador de electricidad en Colombia y distribuidor de gas natural en el noroccidente colombiano ▪ Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural. ▪ Contrato en firme por 7 años ▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB-(Fitch) / BBB- (S&P) ; AAA Local. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial ▪ Generadores Térmicos ▪ 802,729 Clientes
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La tercera empresa de generación de energía eléctrica. ▪ 57% controlado por el estado colombiano ▪ Contrato en firme por 7 años ▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB (Fitch); AA+/BB+ Local 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generadores Térmicos ▪ Trading

Fuente:
(1)

Información Compañías.
Usuarios residenciales, hace referencia al número de usuarios servidos, no población.