

Bogotá D.C., 27 de mayo de 2015



Índice

| | | |
|------|---------------------------------------------------------------------------|----|
| 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 1T 2015 | 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 | 8 |
| 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 1T 2015:..... | 10 |
| | Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB | 10 |
| | Anexo 4: Panorámica de TGI | 11 |
| | Anexo 5: Términos y definiciones | 12 |
| | Anexo 6: Notas al pie de los cuadros | 12 |
| | Anexo 7: Estado de Resultados y EBITDA Trimestral..... | 14 |
| | Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI..... | 15 |
| | Anexo 9: Principales impactos implementación NIIF | 16 |

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) | Al 1T 15 | Al 1T 14 | Var. % |
|-------------------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Termoeléctrico | 339.7 | 321.8 | 5.6 |
| Residencial - comercial | 185.8 | 184.0 | 1.0 |
| Industrial – refinería | 349.8 | 402.3 | -13.1 |
| Vehicular – GNV | 98.1 | 109.1 | -10.1 |
| Petroquímico | 20.6 | 22.0 | -6.5 |
| Otros Consumos | 24.5 | 24.8 | -1.3 |
| Demanda interna | 1,018.4 | 1,063.9 | -4.3 |
| Exportación | 87.1 | 177.1 | -50.8 |
| Total | 1,105.4 | 1,241.0 | -10.9 |

Fuente: Concentra

La demanda interna de gas natural durante los primeros meses del 2015 tuvo un decrecimiento del 4.3%, comparado con el mismo período de 2014. Las dos principales causas del decrecimiento de la demanda nacional fueron el sector industrial –refinería y el consumo de GNV. El consumo termoeléctrico experimentó un incremento del 5.6%, debido principalmente a las condiciones de hidrología para este periodo de tiempo. Respecto a las exportaciones, están han venido decreciendo dado el consumo interno y las posibilidades de la ocurrencia del fenómeno de Niño, dándole prioridad al consumo nacional.

1.2. Resumen de los resultados financieros de TGI 1T 2015

A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Gobierno Colombiano en cuando a convergencia a estas normas. La fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015, razón por lo cual este informe muestra cifras preliminares y puede estar sujetas a cambios.

Para mayor información sobre los principales impactos particulares de la implementación de NIIF en TGI, por favor diríjase al anexo no. 9 de este informe.

Tabla N° 2 - Indicadores seleccionados de TGI

| | Al 1T 15 | Al 1T 14 | Var % |
|----------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Ingreso operacional - USD miles | 109,992 | 112,478 | -2.2% |
| Utilidad operacional - USD miles | 69,303 | 81,054 | -14.5% |
| EBITDA YTD - USD miles | 94,832 | 94,921 | -0.1% |
| Utilidad neta - USD miles | -1,066 | 49,934 | -102.1% |
| Volumen transportado – Mmpcd | 469.4 | 469.1 | 0.1% |
| Capacidad contratada en firme – Mmpcd | 669.0 | 646.0 | 3.6% |
| Calificación crediticia internacional: | | | |
| S&P - Sep. 14: | BBB-, estable | | |
| Fitch - Oct. 14: | BBB, estable | | |
| Moody's – Abr. 14: | Baa3, estable | | |

- ▶ Los ingresos operacionales durante el primer trimestre de 2015 presentaron una leve disminución del 2.2% comparado con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a menores ingresos por cargos ocasionales, en razón a la nueva reglamentación sobre esta materia, y a menores ingresos por cargos AO&M, en razón a la tasa de cambio más alta al cierre de 1T2015.
- ▶ Comparada con el primer trimestre del año anterior, al cierre de marzo de 2015 la utilidad operacional decreció 14.5%, debido principalmente al incremento de la depreciación de la propiedad, planta y equipo en el primer trimestre de 2015 respecto del mismo periodo del año anterior, así como por el gasto asociado a impuesto a la riqueza.

- ▶ La utilidad neta disminuyó USD 51 Millones, debido a que en el primer trimestre de 2015 se presentaron mayores gastos por diferencia en cambio¹, valoración de operaciones de cobertura e impuesto a las ganancias².

1.3. Hechos relevantes

- ▶ De acuerdo con las disposiciones de la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, la compañía comenzó el proceso de convergencia de las normas contables colombianas a Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF. Dado que la empresa pertenece al grupo 1, el período de transición obligatoria comenzó el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015.
- ▶ Actualmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, se encuentra en un proceso de revisión de la metodología de cálculo del WACC regulatorio. Se estima que esta metodología se defina en el transcurso del 2015.
- ▶ De acuerdo con la estructuración definida por EEB para la adquisición de la participación del 31.92% de TGI, la compañía se encuentra actualmente adelantando el proceso de fusión con IELAH, vehículo de propósito especial (SPV por sus siglas en inglés), en el cual The Rohatyn Group (anteriormente Citi Venture Capital - CVCI), mantenía dicha inversión, adquirida en julio de 2014 por EEB. Se espera completar este proceso a final de 2015.
- ▶ La Junta Directiva aprobó el proyecto de expansión Cusiana – Apiay - Ocoa, para la puesta en operación de dos nuevas unidades de compresión de gas natural (Paratebueno, Apiay), con un CapEx estimado de USD 48 millones.
- ▶ En lo corrido del año el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 469.4 Mmpcd, y mantiene una cuota de mercado del 47.8% al cierre del primer trimestre de 2015.
- ▶ Con el fin de alinear las necesidades de capacidad futuras de los clientes, con los proyectos que actualmente estructura la compañía, TGI presentó a sus principales clientes, tres importantes proyectos de expansión en su infraestructura: i) Cusiana – Vasconia Fase IV (100 y 150 Mmpcd), ii) Bidireccionalidad Ballena – Barrancabermeja (45, 100 y 150 Mmpcd) y iii) Mariquita - Gualanday (12.6 Mmpcd), con un CapEx total estimado de USD 430 millones. Con base en la información entregada, los clientes interesados presentarán sus requerimientos de capacidad para cada uno de estos proyectos y luego TGI revisará su cierre financiero.

2. DESEMPEÑO COMERCIAL

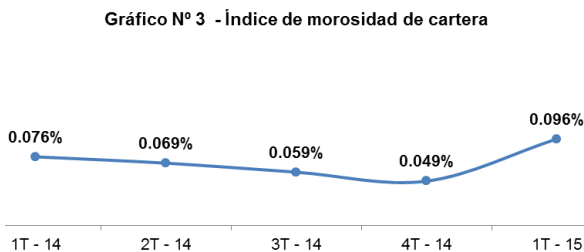
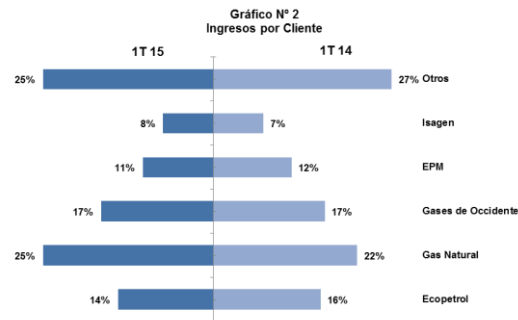
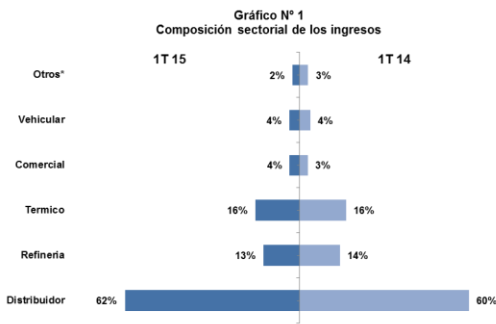
2.1. Ventas por sector

Históricamente en los primeros meses del año se presentan bajos consumos. No obstante el sector distribuidor, el cual incluye el consumo residencial, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 62%. El sector térmico disminuyó su participación en el total de ingresos de la compañía, pasando del 14 al 13%, esta disminución se debió a que la generación térmica promedio del primer trimestre de 2015 fue de 50.7 Mmpcd, en comparación con la del mismo periodo de 2014, que estuvo en 58 Mmpcd promedio por efecto de anuncios de un posible fenómeno del niño.

Las participaciones de los principales clientes en las ventas no experimentaron cambios relevantes durante el periodo, de tal forma que Gas Natural, Gases de Occidente, Ecopetrol, EPM e Isagen continúan siendo los principales clientes de TGI, alcanzando una participación en los ingresos operacionales de la empresa del 75%.

¹ La diferencia en cambio se originó por efecto de la mayor devaluación presentada en el 2015 (7.7%) respecto de la devaluación presentada en el 1T de 2014 (3.2%).

² El impuesto a las ganancias aumentó en el primer trimestre de 2015 con respecto al mismo periodo del año anterior debido al incremento en la provisión de impuesto diferido.



La gestión en el cobro de cartera desarrollada durante los primeros meses del año, permitió obtener un índice de morosidad del 0.096% sobre los ingresos facturados durante los últimos doce meses. Se evidencia incremento marginal del índice con respecto al mismo período del año anterior, aunque en términos generales continúa siendo significativamente bajo, sin producir impactos relevantes en el flujo de caja de la compañía.

2.2. Estructura contractual

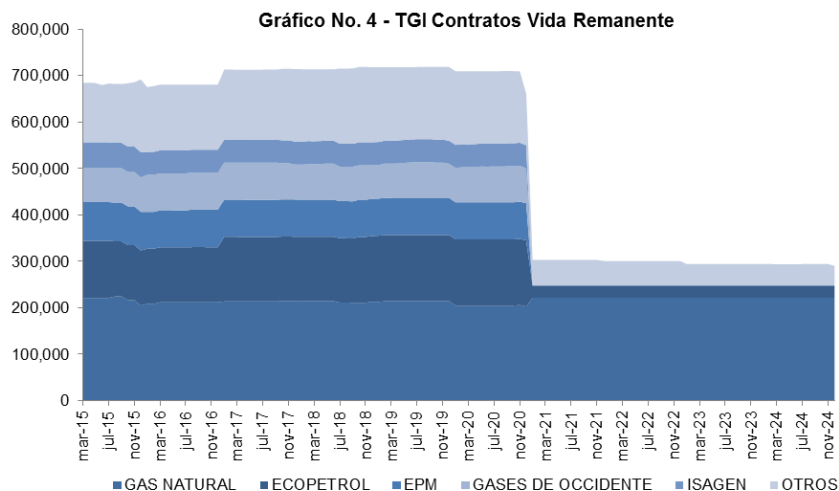
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad. El 100% de sus contratos son en firme y están pactados bajo una pareja de cargos compuesta por cerca de 87% fijos y 13% variables.

Al finalizar el primer trimestre, la capacidad total contratada en firme de la compañía ascendió a 669 Mmpcd, que corresponde al 94% de la capacidad disponible.

Tabla N° 3 - Estructura contractual

| Tipo de contrato | Al 1T 15 | | | Al 1T 14 | | |
|------------------|----------|------------------------------|--------------------------------|----------|----------------------------|--------------------------------|
| | No | Capacidad Contratada (Mmpcd) | Vida remanente (promedio años) | No | Capacidad Contratada Mmpcd | Vida remanente (promedio años) |
| Firmes (1) | 957 | 669.0 | 8.2 | 98 | 646.0 | 8.0 |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



En el primer trimestre de 2015, 32 contratos de transporte de gas natural terminaron su vigencia; sin embargo, el mercado atendido a través de éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente. Por otra parte, a la fecha se cuenta con 957 contratos de transporte de gas natural en firme, de los cuales 237 corresponden a contratos de transporte de los proyectos de ampliación propuestos por la compañía (Proyecto Cusiana - Apiay 108 contratos y Proyecto Cusiana Vasconia Fase III 129 Contratos).

Es preciso recordar que el incremento en número de contratos con respecto al mismo período anterior, se explica por los cambios regulatorios que afectan la compañía (Resolución CREG089-2013), según los cuales los remitentes deben contratar por cada tramo del sistema y con capacidades estándar en cada uno de éstos tramos.

3. DESEMPEÑO FINANCIERO

3.1. Resultados financieros

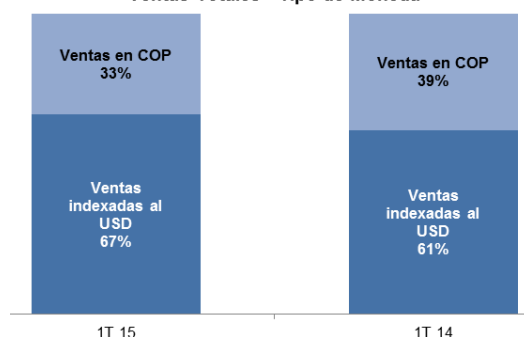
Al cierre del primer trimestre de 2015, el 87% de los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme; el 1% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados; por lo tanto, el 12% de los ingresos restantes podría verse afectado por eventuales fluctuaciones en la demanda.

Tabla N° 4 - Estructura de los ingresos

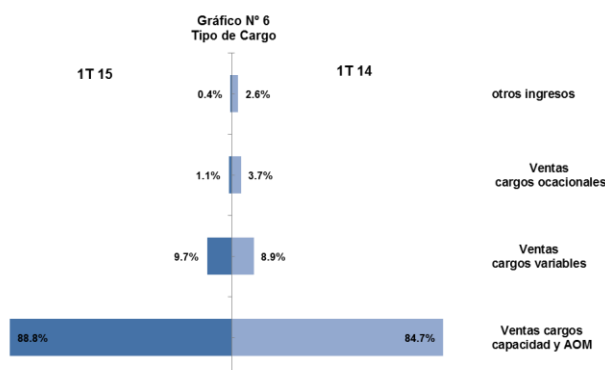
| | USD Miles | | Variación | | Participación | |
|-----------------------------------------|-----------|---------|-----------|--------|---------------|-------|
| | 1T 15 | 1T 14 | USD | % | 1T 15 | 1T 14 |
| Ingresos Operacionales | 109,992 | 112,478 | (2.5) | -2.2% | | |
| Desagregación por tipo de moneda | | | | | | |
| Ingresos indexados al USD (1) | 73,257 | 68,852 | 4.4 | 6.4% | 67% | 61% |
| Ingresos en COP (1) | 36,735 | 43,627 | (6.9) | -15.8% | 33% | 39% |
| Desagregación por tipo de cargo | | | | | | |
| Ingresos cargos capacidad y AO&M (2) | 97,643 | 95,318 | 2.3 | 2.4% | 88.8% | 84.7% |
| Ingresos cargos variables (3) | 10,681 | 10,012 | 0.7 | 6.7% | 9.7% | 8.9% |
| Ingresos cargos ocasionales (4) | 1,229 | 4,183 | (3.0) | -70.6% | 1.1% | 3.7% |
| Otros ingresos (5) | 439 | 2,965 | (2.5) | -85.2% | 0.4% | 2.6% |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Grafica No. 5
Ventas Totales - Tipo de Moneda



El esquema tarifario vigente remunera la inversión y está indexada al dólar de los Estados Unidos. Las ventas indexadas al dólar presentaron un incremento del 6.4% en comparación con el mismo periodo del 2014 y representan a la fecha el 67% de las ventas totales de TGI. Por su parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos presentan una reducción del 15.8%, en comparación con los primeros tres meses de 2015, como consecuencia de la devaluación presentada por el peso colombiano.



En cuanto a la composición por tipo de cargo, las ventas correspondientes a los cargos por capacidad y AOM, que representaban el 84.7% en el 1T de 2014, pasaron al 88.8% en el 1T 2015 del total de ventas de la compañía. El incremento de esta participación se explica por el ajuste realizado a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP del sistema de TGI en el tramo Cusiana Apiay Ocoa, permitiendo ampliar la capacidad de contratación en firme. Igualmente, la ampliación de capacidad en el tramo Cusiana – Apiay, la cual paso de 29.6 Mmpcd a 33 Mmpcd a partir de enero de 2015, lo cual contribuye positivamente en los ingresos operacionales de la compañía.

Se destaca que la reducción de ingresos totales del 2.2% frente al mismo periodo del año anterior, se originó en reducción de ingresos ocasionales e ingresos por cargos AO&M. De acuerdo con lo establecido en las resoluciones CREG 089 y 204 de 2013 y CREG 089 de 2014, se impuso una restricción para nominar gas por encima de la energía y los volúmenes contratados en firme, lo cual era posible anteriormente, de tal forma que los remitentes del Sistema Nacional de Transporte nominaban cantidades por encima de su capacidad contratada, generando ingresos adicionales para el transportador (ingresos ocasionales). No obstante, con la nueva normatividad sólo será posible comercializar estos volúmenes excedentarios a través del mercado primario y a través del Gestor de Mercado de gas natural, quien actuará como “clearing house” y se encargará de administrar las transacciones. Esto generó una disminución en estos ingresos ocasionales, finalizando el primer trimestre de 2015 en USD 1.22 Millones.

Adicionalmente se presentaron menores ingresos por cargos de AO&M, a pesar de que son 11.9% mayores en moneda local (pesos colombianos), pero al re-expresarse a dólares resulta una disminución, debido a la tasa de cambio más alta al cierre del primer trimestre de 2015 con respecto a la del 2014.

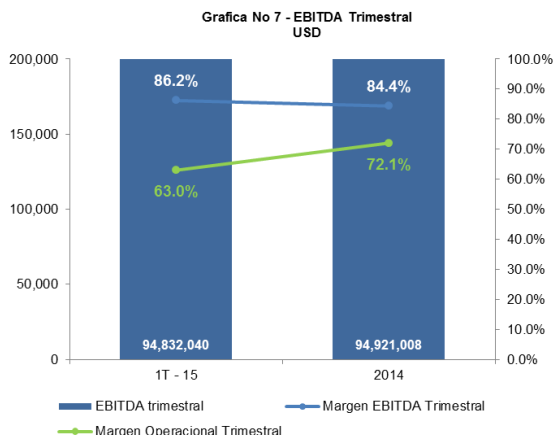
Tabla N° 5 – Estado de resultados al 1T 2015

| | USD Miles | | Var | |
|------------------------------------------|------------------|------------------|----------------|---------------|
| | Al 1T 15 | Al 1T 14 | USD | % |
| Ingresos Operacionales | 109,992.0 | 112,478.4 | -2,486 | -2.2 |
| Costos y Gastos Operacionales | 40,329.0 | 32,259.7 | 8,069 | 25.0 |
| Otros Ingresos/(Gastos) | 360.2 | -835.4 | 1,196 | -143.1 |
| Utilidad Operacional | 69,302.8 | 81,054.1 | -11,751 | -14.5 |
| Margen Operacional % | 63.0% | 72.1% | | |
| Utilidad/(Pérdida) No Operacionales Neto | -14,760.6 | -7,545.8 | -7,215 | 95.6 |
| Diferencia en cambio neta | -19,051.5 | -5,267.1 | -13,784 | 261.7 |
| Impuesto de renta | -36,556.6 | -18,306.7 | -18,250 | 99.7 |
| Utilidad neta | -1,065.8 | 49,934.5 | -51,000 | -102.1 |
| EBITDA YTD | 94,832.0 | 94,921.0 | -89 | -0.1 |
| Margen EBITDA % | 86.2% | 84.4% | | |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

El aumento de capacidad por la entrada en operación del ajuste realizado a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP del sistema en el tramo Cusiana Apiay Ocoa derivó en un aumento de la capacidad contratada en firme con los remitentes. Igualmente, el crecimiento sostenido de los volúmenes transportados ha derivado en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, para los primeros tres meses del 2015.

Finalmente los ingresos operacionales presentan una reducción del 2.2% con respecto al mismo período del año anterior, especialmente debido al impacto de la disminución de los ingresos en AO&M, por efecto tasa de cambio, a una disminución en los ingresos ocasionales, efecto cambio regulatorio, y a los otros ingresos.



Por su parte, los costos y gastos operacionales totales de la compañía, presentaron en forma conjunta un incremento del 25%, debido a: i) el incremento de la depreciación de la propiedad, planta y equipo ii) mayor gasto por impuesto a la riqueza (USD 7.05 MM).

No obstante, sin tomar en cuenta el efecto de las depreciaciones ni el impuesto a la riqueza, durante el primer trimestre de 2015, se presentaron ahorros en costo de gas combustible para las compresoras, mantenimientos menores, consumo de energía, telefonía fija, y gestión ambiental, personal y gastos administrativos.

Por lo anterior la utilidad operacional en el primer trimestre de 2015 disminuyó un 14.5% al compararla con el mismo periodo del año anterior.

En lo que respecta a los rubros no operacionales, la pérdida no operacional aumentó 95.6%, lo que generó un impacto negativo sobre el resultado final del período. Las cuentas de mayor impacto durante este periodo fueron la diferencia en cambio y la valoración de las operaciones de coberturas. La diferencia en cambio presento un incremento en gasto de USD 13.7 Millones, finalizando el primer trimestre de 2015 en USD 19 millones. Igualmente, mientras que en el primer trimestre de 2014 las operaciones de cobertura de la compañía generaron un ingreso por valoración de USD 5.88 Millones, para este trimestre se generó un gasto por USD 0.52 Millones. Es importante destacar que estos registros sólo tienen efectos contables y no corresponde a erogaciones de efectivo.

Asimismo, el incremento en la provisión de impuesto diferido en el primer trimestre de 2015, llevó a que el impuesto total a las ganancias cerrara en USD 36.5 Millones, 18.2 Millones superior a lo registrado en el primer trimestre de 2014

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre del primer trimestre de 2015 presenta un decrecimiento de USD 51 millones comparado con la utilidad neta en el mismo periodo de 2014, finalizando para este año en una pérdida de USD 1.07 millones³.

Finalmente, el EBITDA de los tres primeros meses del 2015 es de USD 94.8 Millones, cifra levemente inferior a la del mismo periodo del 2014, derivando en una caída del 0.1%, equivalente a USD 88 miles. Esta disminución se debió a que en conjunto los costos de AO&M y los gastos administrativos, disminuyeron en USD 2.39 Millones

³ Para mayor detalle sobre el estado de resultados, por favor revisar el anexo 7

muy similar a la disminución que presentaron los ingresos operacionales, los cuales disminuyeron en USD 2.48 Millones.

3.2. Indicadores de deuda

Tabla N° 6- Indicadores de deuda

| | 1T 15 | 2014* | Unidad |
|--------------------------------------------------|--------------|-------|--------------------|
| Deuda neta Senior (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8 | 1.59 | 1.77 | Veces |
| EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3) OM: > 1,7 | 6.55 | 6.72 | Veces |
| Estructura de la deuda | Monto | | Moneda |
| Senior - bonos Internacionales (4) | 750 | | USD Mm |
| Subordinada (5) | 370 | | USD Mm |
| | | | Cupón (%) |
| | | | 5.700% |
| | | | Vencimiento |
| | | | 20-mar-2022 |
| | | | 21-dic-2022 |

[Ir a pies de página en anexo 6](#) | * A diciembre de 2014

Tabla N° 7 – Desagregación Indicadores

| | USD Miles | |
|----------------------------------|-----------|---------|
| | 1T 15 | 2014* |
| EBITDA UDM | 370,856 | 372,141 |
| Deuda Senior Bruta | 866,851 | 866,747 |
| Efectivo e inver. Temporales | 275,375 | 207,114 |
| Deuda SeniorNeta | 591,476 | 659,633 |
| Gastos Financieros Netos UDM (1) | 56,609 | 55,387 |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

* A diciembre de 2014

La compañía continúa cumpliendo con el indicador de apalancamiento senior neto estipulado en el *indenture* del bono emitido en 2012 con vencimiento en 2022, el cual sugiere una relación menor a 4.8x; aun así, vale la pena recordar que el *covenant* asociado a este indicador se encuentra suspendido debido a que el bono TGI 2022 cuenta con calificación de grado de inversión por parte de las tres calificadoras de riesgo que le hacen seguimiento. La reducción del cupón lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en el 2012 y el crecimiento del EBITDA UDM, han permitido cumplir ampliamente con estas métricas.

La deuda neta de la compañía refleja una disminución significativa del 10%, comparado con el 2014, 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 47.8% de participación de mercado. Al primer trimestre de 2015 el volumen transportado por la compañía creció un 0.07% con respecto al primer trimestre del año anterior. Se destaca el incremento en 8.9% del volumen transportado por los otros operadores del mercado transportador, reflejando el incremento en demanda de gas natural en todo el país.

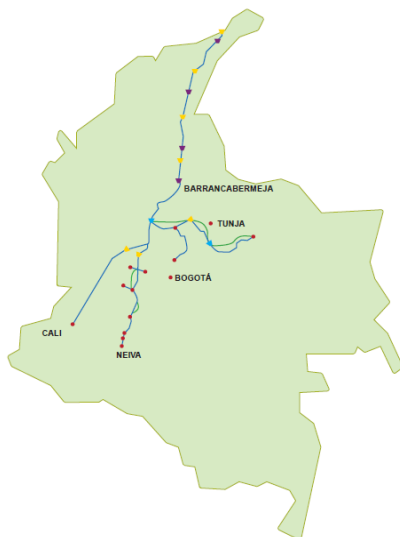


Tabla N° 8 - Volumen por transportador – Mmpcd

| | 1T 15 | Part. % | 1T 14 | Part. % |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| TGI | 469.4 | 47.7 | 469.1 | 48.2 |
| Promigas | 358.2 | 36.4 | 359.4 | 37.0 |
| Otros* | 156.8 | 15.9 | 143.9 | 14.8 |
| Total | 984.4 | 100.0 | 972.3 | 100.0 |

Fuente: Concentra.Inteligencia en Energía

*Industrias conectadas directamente al transporte

Tabla N° 9 - Indicadores operacionales seleccionados

| | 1T 15 | 1T 14 | Var % |
|-------------------------------------------|---------|---------|-------|
| Capacidad total - Mmpcd (1) | 733.8 | 730.3 | 0.5 |
| Volumen transportado - Mmpcd (2) | 469.4 | 469.1 | 0.1 |
| Capacidad contratada en firme – Mmpcd (3) | 669.0 | 646.0 | 3.6 |
| Factor de uso - % (4) | 61.9 | 61.5 | 0.7 |
| Disponibilidad - % (5) | 100.0 | 100.0 | 0.0 |
| Pérdidas - % (6) | 0 | 0 | |
| Longitud gasoductos - Km | 3,957.0 | 3,957.0 | |
| Longitud gasoductos – Mi | 2,459.0 | 2,459.0 | |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Al cierre del primer trimestre de 2015, el incremento de la capacidad contratada en firme se explica por la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. Igualmente, las ampliaciones del sistema y el mejoramiento operativo del sistema 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 el regulador.

Tabla N° 10 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 1T 15

| Por Tramo – Mmpcd | Capacidad de Transporte | Volumen promedio transportado | Capacidad promedio contratada en firme |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------------|----------------------------------------|
| Ballena – Barrancabermeja | 260.0 | 79.5 | 250.5 |
| Mariquita – Gualanday | 15.0 | 15.2 | 7.8 |
| Gualanday – Neiva | 11.0 | 9.5 | 8.8 |
| Cusiana – Porvenir | 392.0 | 323.6 | 379.7 |
| Cusiana – Apiay | 33.0 | 29.0 | 31.5 |
| Apiay – Usme | 17.8 | 9.7 | 17.1 |
| Morichal – Yopal | 5.0 | 2.8 | 1.5 |
| TOTAL | 733.8 | 469.4 | 697.0 |

5. INVERSIONES DE CAPITAL

Tabla N° 11 - Capex

| | USD Millones | |
|-------------------|--------------|-------|
| | 1T 15 | 1T 14 |
| Inversión (1) | 14.5 | 11.9 |
| Mantenimiento (2) | 0.2 | 0.4 |

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Cusiana Fase III:

El proyecto Cusiana Fase III consiste en ampliar la capacidad de compresión del gasoducto en el Tramo Cusiana – Vasconia, mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (en las estaciones existentes de Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia). El proyecto permite ampliar la capacidad en 20 Mmpcd y comprende una inversión total de aproximadamente USD 31 millones. Se estima que la entrada en operación comercial se da en el cuarto trimestre de 2015. A la fecha el proyecto muestra un avance del **15.15%**

Cusiana – Apiay Ocoa:

El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mpcd y permitirá atender la demanda de gas natural de remitentes para generación termoeléctrica, distribución residencial e industrial. Comprende una inversión total de aproximadamente USD 48 millones. La puesta en operación se dará en el primer semestre del 2017.

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. Capex es convertido a la TRM del fin del periodo. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - ▶ TRM al 31 de Marzo de 2014: 1,965.32
 - ▶ TRM al 31 de Marzo de 2015: 2,576.05
- ▶ 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 2015:

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

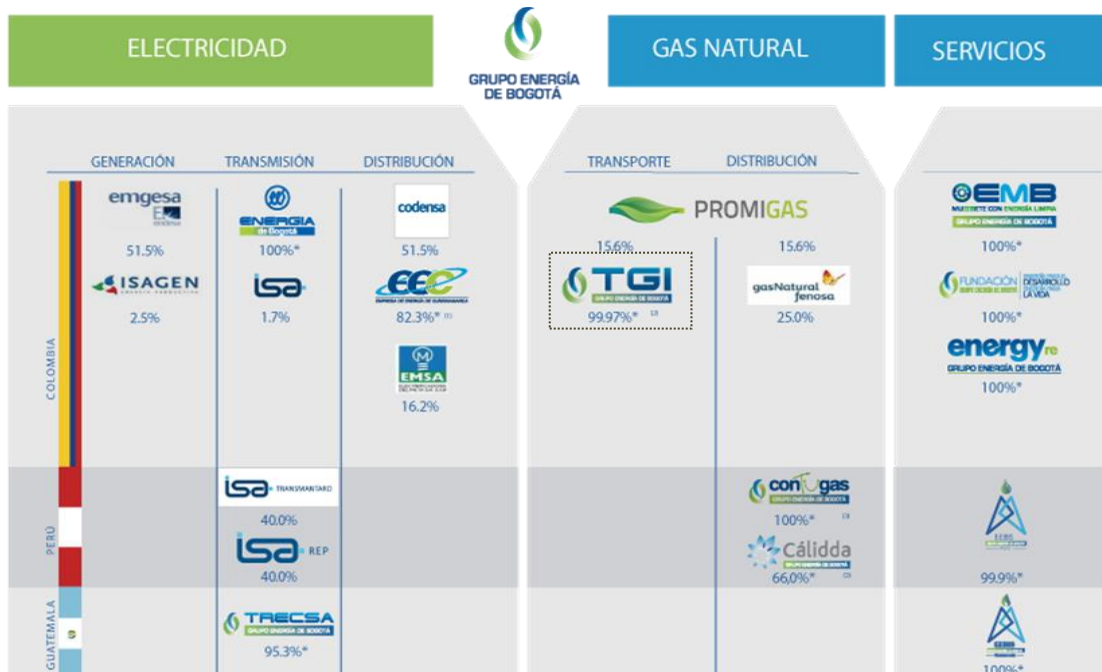
Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ 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



- ▶ 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 36% en la compañía peruana ConTugas -el restante 64% 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
- ▶ 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: 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 periodo 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) 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 contraída por TGI con EEB.

[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 perdidas 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 Trimestral
Tabla N° 13 – Estado de resultados detallado

| | USD | | Var | |
|----------------------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|-----------------|
| | 1T 15 | 1T 14 | USD | % |
| Ingresos operacionales | 109,991,964 | 112,478,385 | (2,486,421) | -2.2 |
| Costo de Ventas | 27,571,887 | 26,883,366 | 688,521 | 2.6 |
| Operación y mantenimiento | 10,380,692 | 12,348,617 | (1,967,925) | -15.9 |
| Depreciaciones, amortizaciones y provisiones | 17,191,194 | 14,534,749 | 2,656,446 | 18.3 |
| Utilidad bruta | 82,420,077 | 85,595,019 | (3,174,942) | -3.7 |
| Gastos Admon. y Operacionales | 12,757,092 | 5,376,344 | 7,380,748 | 137.3 |
| Personal y servicios generales | 4,779,231 | 5,208,760 | (429,529) | -8.2 |
| Depreciaciones, amortizaciones y provisiones | 923,951 | 167,584 | 756,367 | 451.3 |
| Impuesto a la riqueza | 7,053,909 | - | 7,053,909 | |
| Otros ingresos | 122,356 | 834,369 | (712,013) | -85.3 |
| Otros egresos | 482,509 | (1,019) | 483,527 | -47472.1 |
| Utilidad operacional | 69,302,832 | 81,054,063 | (11,751,231) | -14.5 |
| Ingresos no operacionales | 2,327,747 | 8,879,415 | (6,551,668) | -73.8 |
| Financieros (1) | 2,327,747 | 2,998,672 | (670,924) | -22.4 |
| Valoración coberturas (2) | - | 5,880,743 | (5,880,743) | -100.0 |
| Gastos no operacionales | 17,088,322 | 16,425,201 | 663,121 | 4.0 |
| Financieros (3) | 16,559,562 | 16,425,201 | 134,361 | 0.8 |
| Valoración coberturas (2) | 528,761 | - | 528,761 | |
| Diferencia en cambio Neta (4) | -19,051,527 | -5,267,096 | -13,784,431 | 261.7 |
| Utilidad antes de impuesto de renta | 35,490,731 | 68,241,181 | (32,750,451) | -48.0 |
| Impuesto a las ganancias | 36,556,558 | 18,306,700 | 18,249,858 | 99.7 |
| Utilidad neta | (1,065,827) | 49,934,481 | (51,000,309) | -102.1 |

- (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 reexpresión a dólares de los activos y pasivos en pesos Colombianos

Tabla N° 14 – Desagregación EBITDA (Información Trimestral)

| USD | 1T - 15 | 1T - 14 |
|----------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Ingresos | 109,991,964 | 112,478,385 |
| (-)Costos de operación y manten. | 9,456,741 | 12,181,033 |
| (-)Gastos de personal y serv. general ⁴ | 5,074,000 | 5,376,344 |
| EBITDA | 94,832,040 | 94,921,008 |
| Margen EBITDA | 86.2% | 84.4% |

⁴ Estos gastos no incluyen el impuesto al patrimonio



















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 11 años. ▪ Rating: 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 7 años. ▪ Rating: Local AAA. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial. ▪ Industrias. ▪ Gas natural para vehículos. ▪ 937 mil 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 7 años. ▪ Ratings: Extranjera: Baa3 (Moody's) / BBB(Fitch) / BBB- (S&P); AAA Local. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Residencial. ▪ Generadores térmicos. ▪ 877 mil clientes. |
|  | <ul style="list-style-type: none"> ▪ La segunda 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); AAA Local. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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.

Anexo 9: Principales impactos implementación NIIF

- ▶ La Transportadora de Gas Internacional SA ESP -TGI-, filial del Grupo Energía de Bogotá, de acuerdo con las disposiciones de la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, comenzó el proceso de convergencia de las normas contables Colombianas a Normas Internacionales de Información Financiera Normas - NIIF.
- ▶ Dado que la empresa pertenece al grupo 1, el período de transición obligatoria comenzó el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo las NIIF será 31 de diciembre 2015.
- ▶ Durante los años 2013 y 2014, TGI lleva a cabo actividades relacionadas con la preparación y adaptación de los recursos necesarios para avanzar en el proceso de convergencia de las NIIF de acuerdo con los requisitos legales.
- ▶ TGI, con el apoyo técnico de sus asesores contables, determinó que los efectos que estos cambios tendrán sobre los estados financieros.
- ▶ Algunos impactos específicos continúan siendo analizados por parte de TGI.

| Descripción | IFRS/NIC Aplicada | Principales Impactos | Impacto Financiero | Complejidad en implementación |
|----------------------------|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Impuesto Diferido | NIC 12 | El cálculo del impuesto diferido se realizó bajo el método de balance, obteniendo las diferencias temporales. |  |  |
| Propiedad, Planta y Equipo | NIC 16 | TGI tomó el valor de avalúo técnico como costo atribuido. El contrato BOMT (Mariquita - Cali), y algunos inventarios se incluyen en Propiedad, planta y Equipo |  |  |
| Moneda Funcional | NIC 21 | De acuerdo con análisis, la moneda funcional es el dólar americano (USD). |  |  |
| Activos Intangibles | NIC 38 | Los activos intangibles (servidumbres), con una vida útil indefinida no se amortizan, pero la entidad evaluará al final de cada ejercicio, si existe algún indicio de deterioro de acuerdo con la NIC 36. |  |  |
| Patrimonio | NIIF 1 | Los ajustes se registran contra en patrimonio en la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera. |  |  |
| Provisión | NIC 37 | TGI incluye provisiones por licencias ambientales, beneficios a empleados y procesos legales. |  |  |
| Beneficios a largo plazo | NIC 19 | La diferencia entre la tasa preferencial y la tasa de mercado de los préstamos a los empleados se ha registrado como gasto. |  |  |
| Obligaciones Financieras | NIC 39 | Los costos de emisión de bonos se amortizan durante el tiempo. |  |  |
| | | |  Impacto Alto |  Bajo Impact |