

Bogotá D.C., Mayo 06 de 2013
Índice

- [Resumen ejecutivo y hechos relevantes.](#)
- [El mercado del gas natural en Colombia.](#)
- [Desempeño operacional.](#)
- [Desempeño comercial.](#)
- [Desempeño financiero.](#)
- [Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.](#)
- [Anexo 2: Estados financieros consolidados.](#)
- [Anexo 3: Panorámica del accionista controlante - EEB.](#)
- [Anexo 4: Panorámica de TGI.](#)
- [Anexo 5: Términos técnicos y regulatorios.](#)
- [Anexo 6: Notas al pie de las tablas.](#)
- [Anexo 7: Desagregación del EBITDA](#)
- [Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI](#)

Resumen ejecutivo y hechos relevantes

Tabla N° 1 - Indicadores seleccionados de TGI	COP Millones				USD Millones			
	1T 13	1T 12	Variación		1T 13	1T 12	Variación	
			COP	%			USD	%
Ingresos operacionales	205,662	163,875	41,787	25.5	114.9	91.0	23.9	26.2
Utilidad operacional	125,688	93,696	31,992	34.1	70.2	52.0	18.2	34.9
EBITDA Trimestral	163,278	127,196	36,082	28.4	91.2	70.6	20.6	29.1
EBITDA UDM	555,833	480,972	74,860	15.6	309.6	263.0	46.6	17.7
Utilidad neta	15,202	99,852	-84,650	-84.8	8.5	55.5	-47.0	-84.7
Volumen transportado – Mm pcd	426.0	403.0	23.0	5.7				
Capacidad contratada en firme – Mm pcd	622.0	548.0	74.0	13.5				
Calificación crediticia internacional:								
S&P - mar. 12:	BB, positiva							
Fitch - nov. 12:	BBB-, estable							
Moody's – mar. 13:	Baa3, estable							

- ▶ El fuerte incremento de los ingresos operacionales se explica, principalmente, por: (*) el incremento en la capacidad contratada en firme por el ingreso en operación de la segunda fase de expansión de Cusiana; (*) el nuevo marco tarifario aplicable desde diciembre de 2012 y que permanecerá vigente, por los menos, hasta el 2017 y; (*) el mayor volumen transportado asociado, principalmente, al crecimiento de la demanda residencial.
- ▶ La utilidad operacional creció a un ritmo superior al de los ingresos operacionales debido a: (*) estabilidad en costos de depreciación y amortización (*) menores provisiones por contingencias (*) optimización de los costos de las estaciones compresoras por la decisión tomada por TGI en agosto de 2012 de operarlas directamente; y (*) los gastos asociados a la operación de manejo de deuda que fueron un costo puntual del primer trimestre de 2012. A pesar del positivo comportamiento del EBITDA, su crecimiento fue inferior al de la utilidad operacional por mayores pagos de seguros e impuestos de registro.

- ▶ Si bien gracias a la operación de manejo de deuda, se observa una reducción de los gastos financieros del 27% en el primer trimestre de 2013, la utilidad neta cae debido al impacto de la devaluación del peso en la cuenta diferencia en cambio.
- ▶ La Asamblea General de Accionistas en su reunión de febrero 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.

Tabla Nº 2 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia

	Estación La Sabana
Capex - USD mm	57
Esquema de financiación:	Recursos Propios
Ampliación capacidad - Mm pcd	75
Nueva capacidad nominal	215
Ejecución 1T 13 - %	13.0
En operación en:	2T 14

- ▶ El proyecto: (*) cuenta con Licencia Ambiental; y; (*) contrato para la adquisición de las estaciones compresoras las cuales deberán ser entregadas el 4T 13 y el 1T 14. Se encuentra en proceso la selección del contratista EPC y del interventor.

[Regresar al índice](#)

El mercado del gas natural en Colombia

Tabla Nº 3 - Demanda de gas natural en Colombia

	GBTUD		
	2012	2011	Var. %
Termoeléctrico	226	217	4.1
Residencial - comercial	203	167	21.6
Industrial – refinería	357	363	-1.7
Vehicular – GNV	68	72	-5.6
Petroquímico	19	12	58.3
Otros consumos	21	-	-
Demanda interna	894	831	7.6
Exportación	186	205	-9.3
Total	1,080	1,036	4.2

Fuente: Concentra, Inteligencia en Energía

*A partir de 2012, la fuente la información de mercados cambió y por lo tanto los datos presentados pueden diferir de los publicados en informes anteriores

- ▶ La demanda de gas doméstica creció en 2012 a un nivel superior al crecimiento de la economía (+4%). Uno de los principales motores de crecimiento fue el sector residencial el cual aumentó un 7,5% al conectar 460,918 nuevos usuarios.
- ▶ El crecimiento del sector termoeléctrico se explica por el comportamiento del clima en 2012 en donde se presentaron períodos secos en épocas que usualmente eran lluviosas.
- ▶ La desaceleración de la actividad industrial explica la caída en la demanda de este sector. A ello se suma que algunos usuarios pasaron a ser auto-productores.

[Regresar al índice](#)

Desempeño operacional

Tabla Nº 4 - Indicadores operacionales seleccionados

	1T 13	1T 12	Var %
Capacidad total - mmpcd (1)	730	618	18.1
Volumen transportado - mmpcd (2)	426	403	5.7
Capacidad contratada en firme – mmpcd (3)	622	548	13.5
Factor de uso - % (4)	59.1	55.9	5.7
Disponibilidad - % (5)	100	99.9	0.1
Pérdidas - % (6)	0.42*	0.41	2.4
Longitud gasoductos - Km	3,957	3,774	4.8
Longitud gasoductos – Mi	2,459	2,345	4.9

[Ir a pies de página en anexo 6](#)
*Promedio de enero y febrero

- ▶ El incremento en la capacidad total y en la capacidad contratada en firme se explica por el ingreso en operación de la segunda fase de expansión de Cusiana..
- ▶ El crecimiento de la demanda del segmento residencial es principal factor que explica el aumento en el volumen transportado.
- ▶ Las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel reconocido por la regulación.

[Regresar al índice](#)

Desempeño comercial

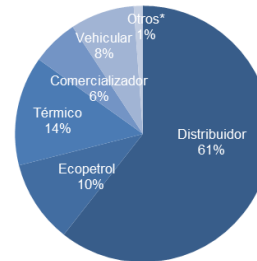
Tabla Nº 5 - Volumen por transportador - Mmpcd

	Al 1T 13	Part. %	Al 1T 12	Part. %
TGI	425,9	46,0	403,3	49,1
Promigas	369,8	39,9	303,3	36,9
Otros*	130,5	14,1	115	14,0
Total	926,2		821,6	

Fuente: BEO

*Transmetano, Transoccidente, Transoriente, Gastol, Progasur, Coinogas

Composición sectorial de los ingresos



*Otros: corresponde a industrias conectadas directamente al transporte.

- ▶ TGI mantiene el liderazgo de mercado a pesar de la caída en su participación. Esto se explica porque el mercado atendido por Promigás concentra la mayor parte de las generadoras térmicas cuya demanda de gas se acelera en períodos secos, como el que atravesó Colombia en el primer trimestre de este año.
- ▶ El aumento del volumen transportado en Otros es debido a la entrada de operación de Gibraltar que pasó de 18.9 mmpcd a 28.9 mmpcd y de Transoccidente que creció de 36 a 41 mmpcd.

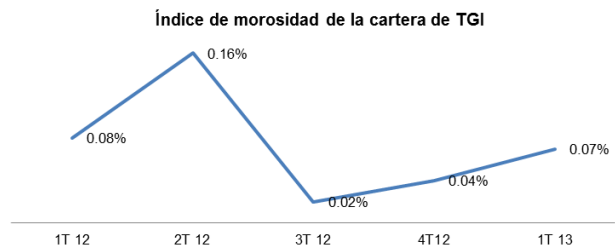
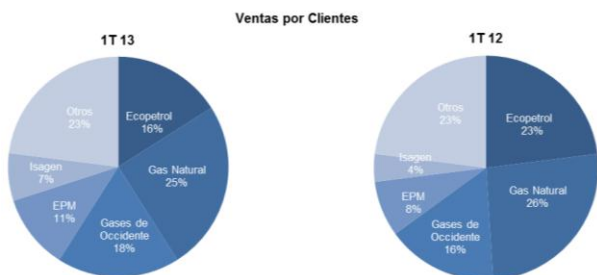
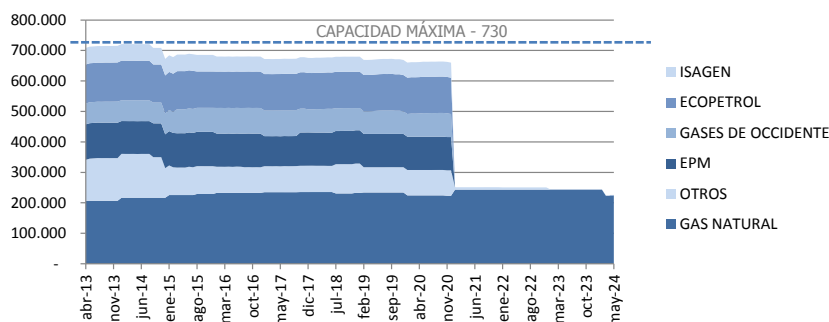


Tabla N° 6 - Estructura contractual

Tipo de contrato	Al 1T 13			Al 1T 12		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	78	622	8.7	92	548	9.5
Interrumpibles (2)	-	-	-	-	-	-

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

Contratos TGI vida Util


- ▶ La capacidad contratada del sistema es del 92% y en su totalidad bajo contratos en firme cuya vida remanente promedio es superior a los 8 años.
- ▶ En lo corrido de marzo de 2012 a marzo de 2013, terminaron su vigencia 19 contratos de transporte de gas natural pero el mercado atendido por éstos fue renovado en otros contratos o atendido a través de otros contratos del mismo remitente, adicionalmente se suscribieron 5 contratos de transporte de gas natural en firme.

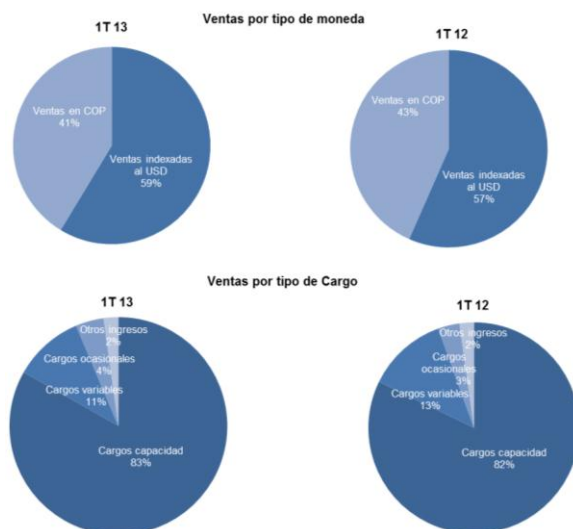
[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero

Tabla N° 7 - Estructura de los ingresos – COP mm

	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	1T 13	1T 12	COP	%	1T 13	1T 12	USD	%
Ventas totales	205,662	163,875	41,787	25.5	114.9	91.0	23.9	26.3
Desagregación por tipo de moneda								
Ventas indexadas al USD (1)	120,685	92,672	28,013	30.2	67.4	51.5	15.9	30.9
Ventas en COP (1)	84,977	71,203	13,774	19.3	47.5	39.5	8.0	20.3
Desagregación por tipo de cargo								
Ventas cargos capacidad (2)	171,181	134,663	36,518	27.1	95.6	74.8	20.8	27.8
Ventas cargos variables (3)	21,573	20,104	1,469	7.3	12.0	11.2	0.8	7.1
Ventas cargos ocasionales (4)	8,510	5,454	3,056	56.0	4.8	3.0	1.8	60.0
Otros ingresos (5)	4,398	3,654	744	20.4	2.5	2.0	0.5	25.0

[Ir a pies de página en anexo 6](#)



- ▶ La entrada de la nueva resolución tarifaria sumada al aumento de la capacidad contratada y de los volúmenes transportados resultaron en un incremento del 25.5% de los ingresos operacionales en el 1T de 2013 frente al mismo periodo del año anterior.
- ▶ Discriminados por tipo de moneda, los ingresos indexados al dólar aumentaron su participación sobre el total de los ingresos de la compañía, debido a: (*) la leve devaluación de la tasa de cambio entre el primer trimestre de 2012 y el mismo período de este año (0,6%) y; (*). El aumento de la capacidad contratada y del volumen transportado pues la mayor parte de las tarifas remuneran la inversión y por lo tanto están indexadas al dólar
- ▶ Discriminados los ingresos por tipo de cargo, los cargos por capacidad (take or pay), que representan más del 80% de los ingresos de la compañía, fueron los que más crecieron lo cual es coherente con la contratación derivada del ingreso en operación de Cusiana Fase II.

Tabla N. 8 - Indicadores Financieros Seleccionados

	COP Millones		Var		USD Millones		Variación	
	1T 13	1T 12	COP	%	1T 13	1T 12	USD	%
Ventas	205,662	163,875	41,787	25.5	114.9	91.0	23.9	26.3
Utilidad operacional	125,688	93,696	31,992	34.1	70.2	52.0	18.2	35.0
Margen operacional %	61.1	57.2	3.9	6.8	61.1	57.2	3.9	6.8
EBITDA trimestral	163,278	127,196	36,082	28.4	91.2	70.6	20.6	29.2
EBITDA UDM	555,833	480,972	74,861	15.6	309.5	263.0	46.5	17.7
Margen EBITDA % Trim	79.4	77.6	1.8	2.3	79.4	77.6	1.8	2.3
Margen EBITDA UDM	74.7	75.8	-1.1	-1.5	74.7	75.8	-1.1	-1.5
Utilidad neta	15,202	99,852	-84,650	-84.8	8.5	55.5	-47.0	-84.7

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

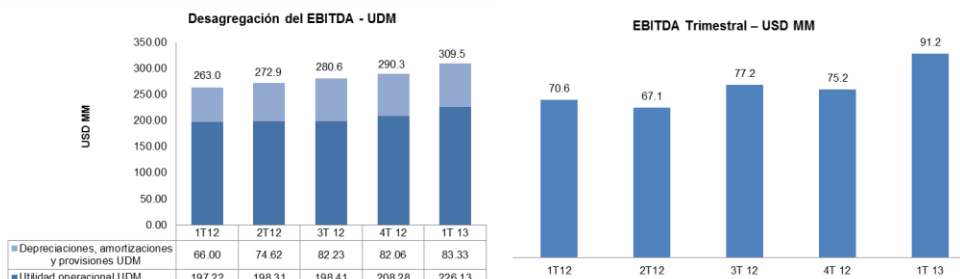


Tabla N° 9 - Resultados operacionales

	COP millones		Variación		USD millones		Variación	
	1T 13	1T 12	COP	%	1T 13	1T 12	USD	%
Ingresos operacionales	205,662	163,875	41,787	25.5	114.9	91.0	23.9	26.3
Costos operacionales	-61,586	-54,704	-6,882	12.6	-34.4	-30.4	-4.0	13.2
Operación y mantenimiento	-31,196	-28,822	-2,374	8.2	-17.4	-16.0	-1.4	8.7
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-30,390	-25,882	-4,508	17.4	-17.0	-14.4	-2.6	18.1
Utilidad bruta	144,076	109,171	34,905	32.0	80.5	60.6	19.9	32.8
Gastos admon. Operativos	-18,388	-15,475	-2,913	18.8	-10.3	-8.6	-1.7	19.8
Personal y servicios generales	-15,367	-12,035	-3,332	27.7	-8.6	-6.7	-1.9	28.4
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	-3,021	-3,439	418	-12.2	-1.7	-1.9	0.2	-10.5
Impuesto al Patrimonio	-4,178	-4,178	0.0	0.0	-2.3	-2.3	0.0	0.0
Utilidad operacional	125,688	93,696	31,992	34.1	70.2	52.0	18.2	35.0

- El crecimiento de los ingresos operacionales se explica por: (*) el ajuste tarifario realizado por la autoridad regulatoria en diciembre de 2012. TGI espera que el nuevo esquema tarifario incremente su tarifa promedio en cerca del 10%. Cabe destacar que no todo el impacto financiero del ajuste tarifario se vieron en este trimestre, puesto que aún se encontraban en negociaciones las parejas de cargos con algunos clientes; (*) Cusiana Fase II adicionó al sistema 110 mmpcd. Gracias a esta expansión, TGI estima ingresos anuales adicionales de USD 50 millones
- En relación con los costos operacionales se destaca (*) un crecimiento de las provisiones, depreciaciones y amortizaciones asociadas a las inversiones de los proyectos que entraron en operación recientemente, en particular Cusiana Fase II y; (*) ahorros en costos de operación y mantenimiento por lo toma de control de las estaciones, por valor de COP 3,600 millones los cuales se ven compensados por los costos asociados a la nueva infraestructura de Cusiana Fase II
- Con respecto a los gastos administrativos, se resalta el incremento en los gastos de personal y servicios personales (27.7%) explicado por el aumento de la planta de colaboradores.

Tabla N. 10

	COP Millones		Variación		USD Millones		Variación	
	1T 13	1T 12	COP	%	1T 13	1T 12	USD	%
Utilidad Operacional	125,688	93,696	31,992	34.1	70.2	52.0	18.2	34.9
Ingresos no operacionales	7,041	182,833	-175,792	-96.1	3.9	101.5	-97.6	-96.1
Financieros (1)	3,808	3,753	55	1.5	2.1	2.1	0.0	2.0
Diferencia en cambio (2)	-	172,359	-172,359	-	-	95.7	-95.7	-
Valoración coberturas (3)	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	3,233	6,721	-3,488	-51.9	1.8	3.7	-1.9	-51.6
Gastos no operacionales	-105,690	-167,697	62,007	-37.0	-59.0	-93.1	-34.1	-36.6
Financieros (4)	-31,667	-158,101	126,434	-80.0	-17.7	-87.8	-70.1	-79.9
Diferencia en cambio (5)	-71,383	-	71,383	-	-39.9	-	39.9	-
Valoración coberturas (6)	-2,491	-11,000	8,509	-77.4	-1.4	-6.1	-4.7	-77.2
Otros	-149	1,404	-1,553	-110.6	-0.1	0.8	0.9	-110.7
Utilidad antes de impuesto de renta	27,038	108,832	-81,794	-75.2	15.1	60.4	-45.3	-75.0
Impuesto de renta	-11,836	-8,980	-2,856	31.8	-6.6	-5.0	1.6	32.6
Utilidad neta	15,202	99,852	-84,650	-84.8	8.5	55.5	-47.0	-84.7

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

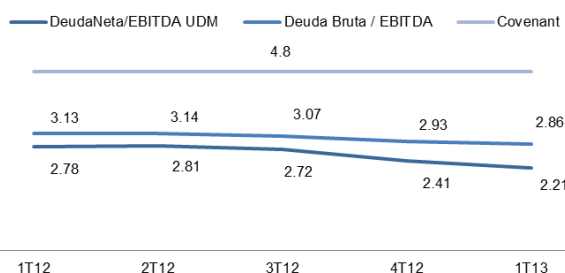
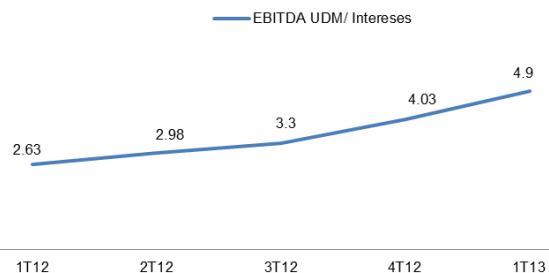
- A pesar del crecimiento de la utilidad operacional (+ 34%) y a la reducción en los gastos financieros, la utilidad neta del 1T 13 descendió, principalmente, por la pérdida en la cuenta diferencia en cambio de COP 71,383 millones generada por la devaluación del peso colombiano. En 1T de 2012 este rubro había generado una utilidad por COP 172,359 millones por revaluación del peso colombiano frente al dólar.
- Los gastos financieros disminuyeron en COP 126,434 millones lo que se explica, principalmente, por: (-) De estos, COP 110,000 millones corresponden al pago puntual de una prima en marzo del 2012 por la operación de manejo de deuda de la compañía Y; (-) COP 11,000 millones asociados al menor pago de intereses financieros por la refinanciación de la tasa cupón de la deuda senior en 380 puntos básicos.

Tabla Nº 11- Indicadores de deuda

	1T 13	1T 12	Unidad		
Deuda neta (1) / EBITDA UDM (2) OM: < 4,8	2.21	2.78	Veces		
EBITDA UDM (2) / Intereses UDM (3)	4.90	2.63	Veces		
Estructura de la deuda	Tasa (%) Vencimiento				
Senior - bonos Internacionales (4)					
S&P - mar 12: BB; positiva	750	750	M USD	5.7	20-mar-22
Fitch - nov 11: BBB-; estable					
Moody's - mar 12: Baa3; estable					
Subordinada (5)	370	370	M USD	6.125	21-Dec-2022

[Ir a pies de página en anexo 6](#)
Tabla Nº 12 - Desagregación - USD mm

	1T 13	1T 12
EBITDA UDM	309.6	263.0
Deuda Bruta	869.3	809.9
Efectivo e inver. Temporales	199.0	98.7
Deuda Neta	670.3	711.2
Gastos Financieros Netos UDM	63.2	100.2

Indicador de Apalancamiento

Indicador cobertura de intereses


- ▶ El crecimiento del EBITDA se explica por el cambio en la resolución tarifaria que impactó los ingresos en los tres meses del presente año y por el aumento en la capacidad contratada.
- ▶ La caída en los gastos financieros UDM se explica en el exitoso proceso de manejo de deuda tanto intercompany como los bonos en las que se lograron tasas de interés sustancialmente menores a las pactadas inicialmente. La deuda Neta disminuye por mayor acumulación de caja.
- ▶ Los indicadores de apalancamiento y de cobertura de intereses muestran una mejora importante. La Deuda Neta/EBITDA por el aumento progresivo del EBITDA, y el EBITDA/intereses por la combinación de un aumento progresivo del EBITDA y un menor pago de intereses gracias al manejo financiero de la deuda.

Tabla Nº 13 - Capex

	COP Millones		Variación		USD Millones	
	1T 13	1T 12	COP	Var %	1T 13	1T 12
Inversión (1)	8,041	121,040	-112,999	-93.36	4.4	64.4
Mantenimiento (2)	1,407	1,241	166	13.38	0.8	0.7

[Ir a pies de página en anexo 6](#)

- ▶ La inversión en el primer trimestre del 2013 ha disminuido notoriamente por la terminación de proyectos de expansión a gran escala como Cusiana y Ballena, los cuales terminaron su construcción en el 2012.

[Regresar al índice](#)

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 marzo de 2013: **1,832.2** COP/USD
 - ▶ TRM al 31 de marzo de 2012: **1,792.0** COP/USD
- ▶ 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.

[Regresar al índice](#)

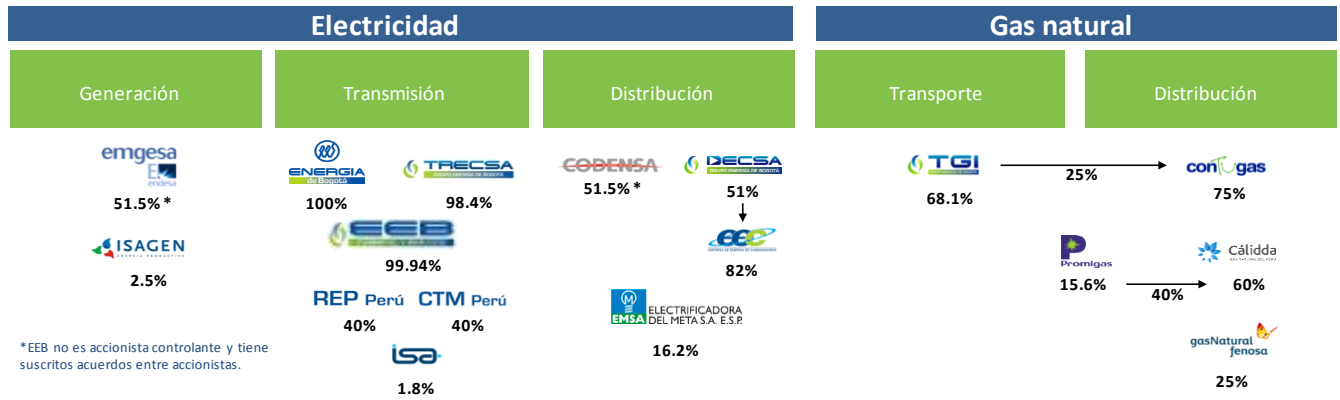
Anexo 2: Vinculo a los estados financieros consolidados del 1T 13:

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

[Regresar al índice](#)

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.
- ▶ 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 y comienzos de 2012, las dos compañías realizaron operaciones de manejo de deuda sobre los bonos emitidos en el 2007 que les permitieron ampliar el plazo, reducir el costo y mejorar la calificación crediticia.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia. En noviembre de 2011 la compañía realizó una emisión primaria de acciones en el mercado de valores de Colombia por un valor aproximado de USD 400 millones.



[Regresar al índice](#)

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 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 fue 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.

[Regresar al índice](#)

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: 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.

[Regresar al índice](#)

Anexo 6: Notas al pie de los cuadros

Pies de página tabla N° 4: 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%.

[Regresar a la Tabla](#)

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.

[Regresar a la gráfica](#)

Pies de página tabla N° 6: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 7: 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.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 8: Indicadores financieros seleccionados

- (1) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 10: Resultados no operacionales

- (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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 11: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

Pies de página tabla N° 13: 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.

[Regresar a la Tabla](#)

[Regresar al índice](#)

Anexo 7: Desagregación del EBITDA

COP MM	1T12	2T 12	3T 12	4T 12	1T 13
Ingresos Operacionales UDM	634,373	649,412	676,641	702,309	744,096
Costos de operación y mantenimiento UDM	117,269	118,041	133,413	138,462	140,836
Gastos de personal y servicios generales UDM	36,132	41,494	43,387	44,095	47,426
EBITDA UDM	480,972	489,876	499,841	519,751	555,833
Margen EBITDA UDM (%)	75.8	75.4	73.9	74.0	74.7
Ingresos Trim.	163,875	166,188	186,255	185,990	205,662
Costos oper. y mantenimiento Trim.	28,822	30,690	38,529	40,421	31,196
Gastos de personal y servicios generales Trim.	7,857	15,061	10,226	10,952	11,188
EBITDA Trimestral	127,196	120,437	137,501	134,618	163,278
Margen EBITDA Trimestral (%)	77.6	72.5	73.8	72.4	79.4

[Regresar al índice](#)

Anexo 8: Información financiera de los principales clientes de TGI

Compañía	Panorámica	Resumen Financiero F12 - COP mm Algunas cifras son estimadas
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor productor de gas en Colombia ▪ Empresa integrada del sector de hidrocarburos ▪ 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 8.5 años. ▪ Calificación BBB - deuda externa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 59,524 ▪ EBITDA: 27,527 ▪ Utilidad neta: 14,972
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El distribuidor y comercializador de gas natural más grande de Colombia con más de 1,600,000 clientes. ▪ Controlada por Gas Natural de España; EEB tiene una participación accionaria del 25% ▪ Contrato en firme por 12.5 años. ▪ Calificación local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 48,862,201 ▪ EBITDA: 10,768,880 ▪ Utilidad neta: 3,071,855
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribuidora y comercializadora de gas natural con presencia en el suroccidente colombiano. ▪ Presta sus servicios a más de 600.000 usuarios. ▪ Contrato en firme por 8.5 años. ▪ Calificación local AAA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 355,109 ▪ EBITDA: 121,556 ▪ Utilidad neta: 53,500
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Empresa integrada con intereses en energía eléctrica y gas natural. ▪ Contrato en firme por 9 años ▪ Calificación internacional: BBB- 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 10,522,890 ▪ EBITDA: 3,310,709 ▪ Utilidad neta: 1,392,123
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La tercera empresa de generación de energía eléctrica. ▪ Contrato en firme por 8.5 años ▪ Calificación internacional: BB+ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingresos operacionales: 1,682,700 ▪ EBITDA: 707,900 ▪ Utilidad neta: 479,112

[Regresar al índice](#)