

**Bogotá D.C., Agosto de 2008**

## ÍNDICE

- ▶ [Aclaraciones.](#)
- ▶ [Hechos relevantes.](#)
- ▶ [Información de mercado.](#)
- ▶ [Desempeño operacional.](#)
- ▶ [Desempeño comercial.](#)
- ▶ [Desempeño financiero.](#)
- ▶ **Vínculo a los estados financieros no auditados:**  
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3737>
- ▶ **Anexo 1:** [Nota legal](#)
- ▶ **Anexo 2:** [Términos técnicos y regulatorios.](#)

## ACLARACIONES AL INFORME

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la S.F. Las cifras de junio de 2007 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 1,960.61 por 1 USD; las cifras de junio de 2008 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 1,923.02 por 1 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 ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.

[Regresar al índice](#)

## HECHOS RELEVANTES

- ▶ El pasado 25 de julio el BR decidió aumentar la tasa de intervención en 25 pbs (de 9.75% a 10%) como mecanismo para contener la inflación. La decisión fue justificada por la aceleración de la inflación durante el mes de junio y el aumento de las expectativas inflacionarias.
- ▶ El BR viene incrementando sus tasas de interés de intervención desde principios de 2006 (lo ha hecho en 400 puntos básicos en algo más de dos años), señal de una política monetaria ortodoxa de claro sesgo antiinflacionario.
- ▶ Las decisiones del BR empezaron a tener impacto en la economía real y particularmente en la demanda agregada. Después de la decisión, el BR proyectó un crecimiento del PIB de 4.3%.
- ▶ El diferencial entre el rendimiento de los bonos de TGI y el de los bonos soberanos de la República de Colombia (vencimiento 2017; calificación BB+ de Fitch) se redujo en cerca de 37 pbs entre enero y junio de 2008. El mismo diferencial frente a los bonos de la Texas Gas Transmission LLC (transportadora del gas del sur de los EEUU; vencimiento 2017; calificación BBB+ de Fitch) se redujo en 72 pbs en el mismo período.

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: 571 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

- ▶ De acuerdo con la UPME, la demanda de gas natural creció 7.7% en el primer semestre de 2008 en comparación con el mismo período del año anterior. Este comportamiento consolida al gas como uno de los energéticos de mayor crecimiento en el país.
- ▶ TGI continúa adelantando gestiones relacionadas con su proyecto de distribución de gas natural en el departamento de ICA en el Perú. Actualmente se está trabajando en el trazado definitivo del gasoducto, el cierre de contratos comerciales con grandes clientes y la contratación de la ingeniería detallada y los estudios ambientales.
- ▶ Se observan resultados concretos de la decisión de TGI de realizar directamente las labores de operación y mantenimiento de sus gasoductos. Por el lado de los ingresos se observa que: (i) mejoró la capacidad de prestar servicios de valor agregado (los ingresos relacionados con éstos crecieron 85% entre el primer semestre de 2008 y el mismo período del año anterior), (ii) aumentó la capacidad de respuesta frente a situaciones de emergencia operativa lo que reduce el riesgo de lucros cesantes y multas por incumplimiento y (iii) mejoró el control del inventario reduciendo los niveles de pérdidas del sistema. Por el lado de los costos y gastos se alcanzaron economías gracia al ahorro de los AOM de los antiguos contratistas, la centralización de las operaciones en un solo centro de control y una mejor programación de las estaciones compresoras que permite ahorrar costos en energía y lubricantes.
- ▶ Minminas expidió el decreto 2687 de julio de 2008 que regula la actividad de comercialización de gas natural en el país. El decreto delega en la CREG la reglamentación de algunas de sus disposiciones. Se considera que la norma tiene un efecto neutro para el segmento transportador.

[Regresar al índice](#)

## INFORMACIÓN DE MERCADO

### Demanda de gas natural - Mmpcd

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
<b>Total</b>	<b>731</b>	<b>717</b>	<b>771</b>	<b>7.5</b>

Fuente: UPME; datos provisionales.

El análisis de la demanda por sectores presenta dificultades ya que la UPME, entidad encargada de la planificación del sector, decidió este año introducir cambios a la forma de cuantificar la demanda sectorial. La UPME está ajustando las series históricas y esperamos contar para el próximo informe con cifras comparables.

Los cambios de la UPME no afectan la demanda agregada y por lo tanto la cifra de crecimiento del 7.5% en el consumo total de gas natural es confiable. Este aumento es 5.4 puntos porcentuales superior al crecimiento de la demanda de electricidad y estuvo impulsado por las reconversiones industriales y vehiculares.

### Precios de combustibles

\$/Mm BTU <sup>(1)</sup>

ACPM	Gas. Corriente	GNV
42,756	64,410	34,046

Fuente: UPME; ECOPETROL.

Cálculos EEB

(1) Precios promedio al cierre de mayo de 2008.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

La gráfica muestra los precios finales de diferentes combustibles de uso automotor convertidos a pesos por millón de BTU. Se observa que el precio del GNV es prácticamente la mitad del precio de la gasolina corriente y un 80% del precio del diesel. Estas diferencias de precio son resultado directo de la política de eliminación de subsidios a los combustibles líquidos que viene operando en Colombia desde 1999. En consecuencia, el número de carros convertidos a GNV a junio de 2008 fue de 257,510 frente a 151,470 al finalizar el mismo mes del año anterior.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO OPERACIONAL

### Indicadores operacionales seleccionados

	2007 Final	2007 Ene - Jun. (1)	2008 Ene - Jun.	Unidad	Var %
<b>Capacidad total (2)</b>	443	443	443	Mmpcd	0.0
<b>Volumen transportado (3)</b>	369	359	376	Mmpcd	4.7
<b>Capacidad contratada (4)</b>	390	391	426	Mmpcd	9.0
<b>Factor de uso (5)</b>	65.6	63.1	66.2	%	4.9
<b>Disponibilidad (6)</b>	99.40	98.1	99.1	%	1.0
<b>Pérdidas (7)</b>	0.75	0.66	0.20	%	(69.7)
<b>Longitud gasoductos</b>	3,702	3,702	3,702	Km	0.0
<b>Longitud gasoductos</b>	2,314	2,314	2,314	MI	0.0

Fuente: TGI

- (1) Las cifras del primer semestre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 y el 30 de junio de ese año. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Es la capacidad nominal de transporte del sistema al final de cada periodo.
- (3) Es el promedio del volumen real transportado en un periodo determinado.
- (4) Es la capacidad de transporte contratada en firme. La contratación en firme obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.
- (5) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (6) Es la capacidad real de transporte de gas en un periodo determinado en relación con la capacidad nominal, medida en términos porcentuales.
- (7) 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 en la estructura tarifaria el 1% como pérdidas máximas transferibles a los clientes.

La demanda por capacidad continúa creciendo a tasas superiores a las del volumen transportado. Actualmente, la capacidad contratada representa cerca del 96% de la capacidad total del sistema mientras que el factor de uso se encuentra en niveles del 66%.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO COMERCIAL

### Demanda de TGI por sectores - Mmpcd

	2007 Final	2007 Ene - Jun.	2008 Ene - Jun.	Var %
<b>Termino</b>	24	31	17	(45.2)
<b>Distribuidores (1)</b>	244	235	255	8.5
<b>Industrial</b>	98	90	101	12.2
<b>Consumo propio (2)</b>	3	2	3	37.1
<b>Total</b>	369	359	376	4.7

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

Fuente: TGI

(1) Incluye sectores residencial, comercial y vehicular.

(2) Hace referencia al consumo de las unidades compresoras

Como se mencionó anteriormente, la reducción en el consumo del sector térmico obedece a las diferentes condiciones de lluvias que se presentaron en los períodos analizados (la generación térmica cayó 8.1% en los períodos analizados). Sin embargo, el fuerte incremento en la demanda de los sectores distribuidor e industrial más que compensó la caída de la demanda térmica y el volumen transportado total de TGI creció 4.7%. El crecimiento del sector industrial fue 3 veces superior al promedio, reflejando un alto nivel de sustitución de fuentes de energía en este sector.

#### Estructura contractual

	2007 Jun.			2008 Jun.		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
<b>Firmes (1)</b>	62	391	6.09	64	426	5.55
<b>Interrumpibles (2)</b>	1	7.9	3.08	1	7.9	2.8
<b>Otros (3)</b>	1		0.5	1		0.25

(1) Contratos en donde TGI S.A ESP se compromete a transportar un volumen máximo garantizado de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser fija y/o variable.

(2) Contrato en el cual el servicio de transporte prevé y permite ser interrumpido por cualquiera de las Partes por cualquier motivo y por cualquier razón sin dar lugar a algún tipo de compensación de la parte que suspende el servicio.

(3) Acuerdo Promigas para gasoductos embebidos.

EL volumen contratado de TGI aumentó en 35 Mmpcd en el período de análisis. El 100% de este crecimiento son contratos en firme lo que aumenta la estabilidad de los ingresos de la compañía. La mayor parte del nuevo volumen contratado proviene del sector distribuidor que atiende primordialmente clientes residenciales y el segmento de GNV.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO FINANCIERO

#### Estructura de los ingresos – COP Mm

	2007 Final (1)	2007 Ene - Jun. (2)	Part. %	2008 Ene - Jun.	Part. %
	<b>Ventas totales</b>	423,151	200,676	100.0	216,238
<b>Ventas indexadas al USD (3)</b>	257,370	122,605	61.1	124,553	57.6
<b>Ventas en COP (3)</b>	165,780	78,071	38.9	91,684	42.4
<b>Ventas cargos capacidad (4)</b>	306,084	143,317	71.4	159,951	74.0
<b>Ventas cargos variables (5)</b>	65,330	30,380	15.1	31,663	14.6
<b>Ventas cargos ocasionales (6)</b>	44,729	23,783	11.9	18,687	8.6
<b>Otros ingresos (7)</b>	7,008	3,196	1.6	5,937	2.7

(1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año). TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

(2) Las cifras del primer semestre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 30 de junio. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las del primer semestre de 2008 fueron "semestralizadas" dividiendo el resultado entre 120

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

- días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de junio de 2007) y multiplicándolo por 182 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2007).
- (3) 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 por 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.
  - (4) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible en 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.
  - (5) 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.
  - (6) 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.
  - (7) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

El mayor volumen transportado y la capacidad contratada impactaron positivamente los ingresos operacionales que registraron un crecimiento de 7.7%.

El valor de las ventas indexadas al dólar bajó su participación dentro del total de ingresos al 57.6%, como consecuencia de la revaluación del peso colombiano. Sin embargo, es importante anotar que la "cobertura natural" mejoró pues la relación ventas indexadas al dólar sobre obligaciones financieras en la misma moneda pasó de 1.21 veces en el primer semestre de 2007 a 1.25 veces en el mismo período de 2008.

Las ventas de cargos por capacidad aumentaron en el período de análisis 11.6% y finalizaron el primer semestre de 2008 representando el 74.0% del total de las ventas, reflejando un mayor nivel de estabilidad en los ingresos de la compañía.

#### Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)	2007 Ene - Jun. (2)	2008 Ene - Jun.	Var %	2007 Ene - Jun.	2008 Ene - Jun.
<b>Ventas</b>	423,151	200,676	216,238	7.6	102.4	112.4
<b>Utilidad operacional</b>	250,382	124,999	137,153	9.7	63.8	71.3
<b>Margen operacional</b>	59.8%	62.3%	63.4%		62.3%	63.4%
<b>EBITDA (3)</b>	341,973	170,068	183,462	7.9	86.7	95.4
<b>Margen EBITDA</b>	73.5%	84.7%	84.8%		84.7%	84.8%
<b>Utilidad neta</b>	348,179	530,764	144,872	(72.7)	270.7	75.3

- (1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- (2) Las cifras del primer semestre de 2007 corresponden a la operación de TGI entre el 3 y el 30 de junio. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las del primer semestre de 2008 fueron "semestralizadas" dividiendo el resultado entre 120 días (días transcurridos entre el 3 de marzo y el 30 de junio de 2007) y multiplicándolo por 182 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2007).
- (3) El EBITDA para un período determinado es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.

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

El aumento en el EBITDA de casi un 8% refleja los mayores ingresos y una relativa estabilidad en los costos operacionales como consecuencia de las economías logradas con la operación y el mantenimiento directo y por algunos rezagos en la ejecución de mantenimiento.

La caída en la utilidad neta es resultado del menor impacto de la revaluación del peso sobre la deuda en dólares de la compañía. En los primeros 6 meses de 2008, el peso colombiano ganó Cop 91.74 frente al dólar frente a Cop 278.18 en el mismo periodo del año anterior.

### Resultados operacionales

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)	2007 Ene - Jun. (2)	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun.
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>423,151</b>	<b>200,676</b>	<b>216,238</b>	<b>7.8</b>	<b>102.4</b>	<b>112.4</b>
Ventas	423,151	200,676	216,238	7.8	102.4	112.4
<b>Costos operacionales</b>	<b>141,816</b>	<b>63,981</b>	<b>66,816</b>	<b>4.4</b>	<b>32.6</b>	<b>34.7</b>
Operación y mantenimiento	59,854	23,188	23,219	0.1	11.8	12.1
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	81,962	40,792	43,597	6.9	20.8	22.7
<b>Utilidad bruta</b>	<b>281,336</b>	<b>136,696</b>	<b>149,422</b>	<b>9.3</b>	<b>69.7</b>	<b>77.7</b>
<b>Gastos administrativos y operativos</b>	<b>30,954</b>	<b>11,697</b>	<b>12,268</b>	<b>4.9</b>	<b>6.0</b>	<b>6.4</b>
Personal y servicios generales	25,089	7,420	9,557	28.8	3.8	5.0
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	5,865	4,277	2,712	(36.6)	2.2	1.4
<b>Utilidad operacional</b>	<b>250,382</b>	<b>124,999</b>	<b>137,153</b>	<b>9.7</b>	<b>63.8</b>	<b>71.3</b>

(1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).

(2) Las cifras del primer semestre de 2007 corresponden a la operación de TGI entre el 3 y el 30 de junio. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las del primer semestre de 2008 fueron "semestralizadas" dividiendo el resultado entre 120 días (días transcurridos entre el 3 de marzo y el 30 de junio de 2007) y multiplicándolo por 182 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2007).

En el período de análisis, los costos operacionales crecen 4.4%. El aumento se explica por el rubro de provisiones, depreciaciones y amortizaciones, debido a una reclasificación de la provisión del "Impuesto de Industria y Comercio" por un valor de Cop 1,982 mm. Estas provisiones se contabilizaban anteriormente en el rubro de gastos operativos.

El aumento de los gastos administrativos se explica por las siguientes razones: (i) por mayores impuestos indirectos debido al mayor volumen de ventas de la compañía, (ii) la contratación de 15 personas para gestiones de administración relacionadas con las actividades de operación y mantenimiento directo de los gasoductos, y (iii) gastos relacionados con el desarrollo del proyecto en Perú.

**Resultados no operacionales**

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)	2007 Ene - Jun (2)	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
<b>Utilidad operacional</b>	<b>250,382</b>	124,999	137,153	9.7	63.8	71.3
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>330,780</b>	553,888	116,182	(79.0)	282.5	60.4
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>207,249</b>	130,881	94,979	(27.4)	66.8	49.4
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>373,913</b>	530,764	158,356	(70.2)	270.7	82.3
Impuesto de renta	25,734	0	13,484	N/A	0	7.0
<b>Utilidad neta</b>	<b>348,178</b>	530,764	144,872	(72.7)	270.7	75.3

(1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).

(2) Las cifras del primer semestre de 2007 corresponden a la operación de TGI entre el 3 y el 30 de junio. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las del primer semestre de 2008 fueron "semestralizadas" dividiendo el resultado entre 120 días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de junio de 2007) y multiplicándolo por 182 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2007).

Los ingresos no operacionales caen como consecuencia de una menor revaluación en el primer semestre de 2008 en comparación con el mismo período del año anterior. Por su impacto en la valorización en la deuda en dólares de la compañía.

La reducción en los gastos no operacionales refleja un ajuste contable de la diferencia en cambio que se realizó en diciembre de 2007.

**Indicadores de deuda**

	2007 Final	Junio 2008	Unidad	Tasa	Vencimiento
<b>Deuda neta (1) / EBITDA (2)</b> <b>OM: &lt; 4,8</b>	4.09	3.67	Veces	N/A	N/A
<b>EBITDA (2) / Gasto financiero (3)</b> <b>OM: &gt; 1,7</b>	2.01	1.89	Veces	N/A	N/A
<b>Estructura de la deuda</b>					
Senior (4) S&P: BB (25-07-07) F.R.: BB (25-07-07)	0	750	MM USD	9.50%	03-Oct-2017
Subordinada (5)	0	370	MM USD	8.75%	10-Oct-2017

(1) De acuerdo con los covenants expresados en el contrato de los bonos, 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 el valor del EBITDA generado por TGI en sus últimos 12 meses de operación.

(3) El gasto financiero corresponde a los intereses de la deuda financiera de TGI pagados o causados desde el 1 de julio de 2007 hasta el 30 de junio de 2008.

(4) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Internacional y garantizados por TGI.

(5) Corresponde a la deuda intercompañía entre EEB y TGI.

Un mayor EBITDA y una reducción en el saldo de la deuda neta a junio de 2008 como consecuencia de la revaluación del peso y de la acumulación de caja por parte de TGI, explican la mejoría en el indicador de apalancamiento.

El mayor costo de la deuda por la sustitución del crédito puente por bonos de largo plazo se reflejó en una reducción del indicador de cobertura de intereses de 2.01 a finales de 2007 a 1.89 a finales del primer semestre de 2008.

**Capex**

Mm COP	Mm COP			Mm USD	
2007 Final (1)	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
6,077	0	8,409	N/A	0	4.3

(1) Las cifras de 2007 corresponde a la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

El Capex de inversión ascendió en el primer semestre de 2008 a COP 8,409 mm por las ampliaciones de la capacidad instalada de la estación compresora de Hato Nuevo y un anticipo de un contrato de suministro para instalar dos nuevas unidades de compresión en las estaciones de Noream y Vasconia. Estas nuevas unidades son de respaldo y permitirán aumentar la confiabilidad del sistema de transporte de TGI. El costo aproximado de este proyecto es de Usd 8 mm y se espera que finalice en enero de 2009.

**Cuentas del balance**

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
<b>Activos corrientes</b>	212,865	146,069	279,631	91.4	74.5	145.4
<b>Activos fijos</b>	3,208,925	3,275,448	3,188,418	(2.7)	1,670.6	1,658.0
<b>Total Activos</b>	3,421,790	3,421,517	3,468,049	1.4	1,745.1	1,803.4
<b>Pasivos corrientes</b>	66,564	2,286,082	94,132	(96.0)	1,166.0	49.0
<b>Pasivos de largo plazo</b>	2,290,533	10,778	2,164,354	19,981	5.5	1,125.5
<b>Total pasivos</b>	2,357,097	2,296,860	2,258,486	(1.7)	1,171.5	1,174.4
<b>Patrimonio</b>	1,064,693	1,124,657	1,209,563	7.5	573.6	629.0

Los activos corrientes al final del primer semestre del año 2008 se incrementaron en COP 133,562 mm, equivalentes al 91.4%, con respecto al mismo periodo del año 2007, como consecuencia del mayor valor en la caja e inversiones temporales.

Se observa el cambio en la estructura de los pasivos en el primer semestre del año 2008 con respecto al año 2007, al pasar la mayor proporción de pasivos corrientes a pasivos de largo plazo, como consecuencia de la estructuración de la deuda financiera.

El patrimonio se incrementó en un 7.5%, al aumentar en COP 84,906 mm, entre el primer semestre del año 2007 y el mismo periodo para el año 2008, debido a las mayores utilidades acumuladas.

[Regresar al índice](#)



## Anexo 1: Nota legal

*Este documento contiene palabras tales como "anticipar", "creer", "esperar", "estimar", y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en esta presentación, 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 para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones. Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a las estrategias de negocio de la Compañía presentes y futuras y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. Estas estimaciones corresponden únicamente a la fecha de esta presentación. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.*

*Las proyecciones financieras y otras estimaciones en este informe se realizan bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se pueden esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulte inválido. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. Por consecuencia, este informe no debe ser considerado un registro por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben contar con las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*El desempeño pasado de la compañía no puede considerarse pauta del desempeño futuro de la misma.*

[Regresar al índice](#)

## ANEXO 2: TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

- ▶ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de administrar y promover el aprovechamiento de hidrocarburos.
- ▶ AOM: Gastos y costos de administración, operación y mantenimiento.
- ▶ Bln o bln: Billones de los Estados Unidos de América. Factor  $10^9$
- ▶ BR: Banco de la República. Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BTU: Por sus cifras en Inglés: British Thermal Unit. Unidad de energía inglesa.
- ▶ BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato para el desarrollo de líneas de gas natural mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un gasoducto.
- ▶ 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.
- ▶ 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 mayor accionista de TGI.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ KM: Kilómetros
- ▶ Mm: millones.
- ▶ Minminas: Ministerio de Minas y Energía. Entidad estatal encargada de formular la política minera energética de Colombia.
- ▶ MI: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ PIB: Producto Interno Bruto.
- ▶ Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- ▶ Pbs: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ TGI: Transportadora de Gas del Interior.
- ▶ Tpc o 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.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de la vigilancia y el control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- ▶ 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](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: 571 3268000 ext 1546

E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)