

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL
S.A. ESP**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE
Bogotá, Junio de 2014**

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Transportadora de Gas Internacional S.A., fue constituida mediante escritura pública 67 del 16 de febrero de 2007 en la notaria 11 de Bucaramanga, el objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad, con un Capital Suscrito y pagado de \$1.565.486.780.000 y con domicilio principal en la ciudad de Bucaramanga Santander, para el desarrollo de actividades de Comercializador y Distribuidor.

TABLA 1

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.
Sigla	TGI S.A. E.S.P.
Nombre del Gerente	Ricardo Roa Barragan

Fuente:SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2 Balance General

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$5.739.841.952.963	\$5.087.325.558.419	12,83%
Activo Corriente	\$867.140.264.117	\$413.913.866.518	109,50%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.874.992.951.328	\$2.959.824.456.190	-2,87%
Inversiones	\$262.169.475.505	\$62.682.199.733	318,25%
Pasivo	\$2.700.530.445.497	\$2.467.176.596.464	9,46%
Pasivo Corriente	\$135.217.521.288	\$120.516.038.234	12,20%
Obligaciones Financieras	\$938.769.844.182	\$875.457.931.148	7,23%
Patrimonio	\$3.039.311.507.466	\$2.620.148.961.955	16,00%
Capital Suscrito y Pagado	\$1.565.486.780.000	\$1.565.486.780.000	0,00%

Fuente SUI.

- Activos

El activo del servicio de gas natural presenta un incremento del 12.83% respecto al año 2012, explicado principalmente por un crecimiento en los grupos de propiedad planta y equipo, otros activos y efectivo.

La estructura del activo está conformada en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Propiedad Planta y Equipo: Este grupo representa el 50.09% del total del activo del servicio público de gas natural y tuvo una disminución de \$84.831 millones de pesos con respecto al año anterior ocasionado principalmente por el decremento del rubro de construcciones en curso con una variación de \$17.655 millones, según informe del Auditor Externo es producto de los avances de obras de los contratos de los proyectos de expansión en la estación compresora de la Sabana por \$16.620 y la adecuación del contraflujo Ecopetrol por \$1.635. presentándose el cambio más importante en Plantas y Ductos por \$74.571 de los proyectos de cruce de Río Magdalena y Proyecto de expansión de Cusiana Fase II.” Por otra parte es importante resaltar que los activos fijos presentan una depreciación a corte del año 2013 de \$407.746 millones de pesos
- Grupo Otros Activos: Este grupo representa el 34.10% del total del activo del servicio público de gas natural y presenta un incremento de \$287.840 millones de pesos explicado por el aumento del 80.70% en el rubro de valorizaciones, como resultado de los avalúo técnico de la Propiedades, Planta y Equipo elaborados al 31 de julio de 2013.
- Grupo Efectivo: Este grupo representa el 8.23% del total del activo del servicio público de gas y presenta un incremento de \$213.511 millones de pesos, explicado por el aumento en el rubro de bancos y corporaciones por \$212.872 millones de pesos, con respecto al año anterior.
De acuerdo al informe de Auditoria Externa de Gestión el aumento del rubro de efectivo se debe a: “(..) La caja generada por el negocio, en un escenario en el cual se aplica la nueva resolución tarifaria, que se acumula para atender requerimientos de capital en nuevos negocios de inversión y a la constitución del **fondo restringido** según lo establecido en el contrato BOMT7 DIJ-738, el cual estipula que debe tener a disposición del contratista un fondo de emergencia, constituido en el banco BBVA New York, y cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una eventual coyuntura que se presente en el gasoducto. El saldo al 31 de diciembre del año 2013 ascendió a USD\$4.023.125.”(..)

- Pasivo

El pasivo del servicio de gas natural concentra un 47.05% del total del activo de la empresa y presenta un incremento del 9.46% respecto al año 2012, explicado principalmente por el aumento en los grupos de Obligaciones de Crédito Público y Obligaciones Financieras.

La estructura del pasivo está conformado en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Obligaciones de Crédito Público: la deuda de TGI es la fuente de financiación interna más representativa debido a que concentra el 54.78% del total del pasivo de la empresa. Las obligaciones de crédito público presentan un crecimiento del 9.81% debido al aumento de la deuda pública externa a largo plazo por valor de \$118.950 millones de pesos, con respecto al año anterior.
- Grupo Obligaciones financieras: Es la segunda fuente de financiación interna más representativa de TGI, debido a que concentra el 34.76% del total del pasivo de la empresa. Las obligaciones financieras presentan un crecimiento del 7.23% debido a adquisiciones de crédito con vinculados económicos con un incremento de \$58.682 millones con respecto al año anterior.

Según Informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados del año 2013 estos rubros se incrementaron, por los siguientes eventos:

- Por la diferencia en cambio en la obligación de USD\$750 millones generada en la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital en el 2012 a través de la filial TGI International Ltd., constituida para tal fin.

- Incremento de \$58.682 por la diferencia en cambio en la obligación de USD\$370 millones con EEB generada en la reestructuración de la deuda por el ejercicio de la opción de recompra de bonos.

- Celebración de 2 contratos de leasing por \$11.339 para la compra de las oficinas en Bogotá, y cuyo fin fue trasladar las operaciones de la planta administrativa como sede de dominio en Bogotá. las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales. Al 31 de diciembre de 2013, el saldo por valoración acumulada a precios de mercado corresponde a un pasivo por \$220.203.

- Patrimonio

El patrimonio concentra el 52.95% del total del activo de la empresa y presenta un incremento del 16% al pasar de \$2.620.149 a \$3.039.311 millones de pesos, en comparación con el año 2012, ocasionado principalmente por el aumento en el superávit por valorización por valor de \$286.067 millones producto de los nuevos avalúos practicados en el 2013, y de las reservas por valor de \$247.382 millones, con respecto al año anterior.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 3 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$874.645.213.901	\$702.308.512.889	24,54%
COSTOS OPERACIONALES	\$271.507.793.045	\$252.521.198.022	7,52%
GASTOS OPERACIONALES	\$219.390.659.550	\$109.671.153.211	100,04%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$383.746.761.306	\$340.116.161.656	12,83%
OTROS INGRESOS	\$73.266.708.251	\$239.805.938.952	-69,45%
OTROS GASTOS	\$326.946.724.658	\$332.241.855.255	-1,59%
GASTO DE INTERESES	\$122.938.794.978	\$131.706.036.450	-6,66%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$130.066.744.899	\$247.680.245.353	-47,49%

Fuente: SUI

La venta de servicios de transporte de gas natural tuvo un incremento del 24.54% respecto al año 2012 ocasionado principalmente por un aumento en la venta de comercialización equivalente en \$172.027 millones de pesos, el cual es compensado por la disminución de los otros ingresos en \$166.539 millones de pesos.

El total de ingresos operacionales están compuestos en un 92.27% el servicio de transporte de gas combustible, fue la principal fuente de generación de ingresos operacionales de TGI.

Según el informe del AEGR “Para el cierre del 2013, los ingresos operacionales ascendieron a \$874.645; \$172.337 más que en el 2012; variación explicada por el fallo a favor de TGI, por medio la resolución CREG 121 de noviembre del 2012, dando alcance y respuesta al recurso de reposición interpuesto a la resolución CREG 110 de 2011. Producto de la aplicación de dicha resolución a partir del 20 de diciembre del 2012” una vez comunicada la decisión del ente regulador, TGI procedió a reconocer las inversiones ejecutadas por USD\$84 millones y a actualizar los diferentes contratos con los remitentes del servicio de gas a partir de enero del 2013.

Los Otros Ingresos pasaron de \$239.806 millones de pesos a \$73.267 millones para el año 2013, con una disminución del 69.45% equivalente a \$166.539 millones de pesos, como consecuencia por la disminución del rubro de Ajuste por diferencia en cambio por valor de -\$205.613 millones de pesos.

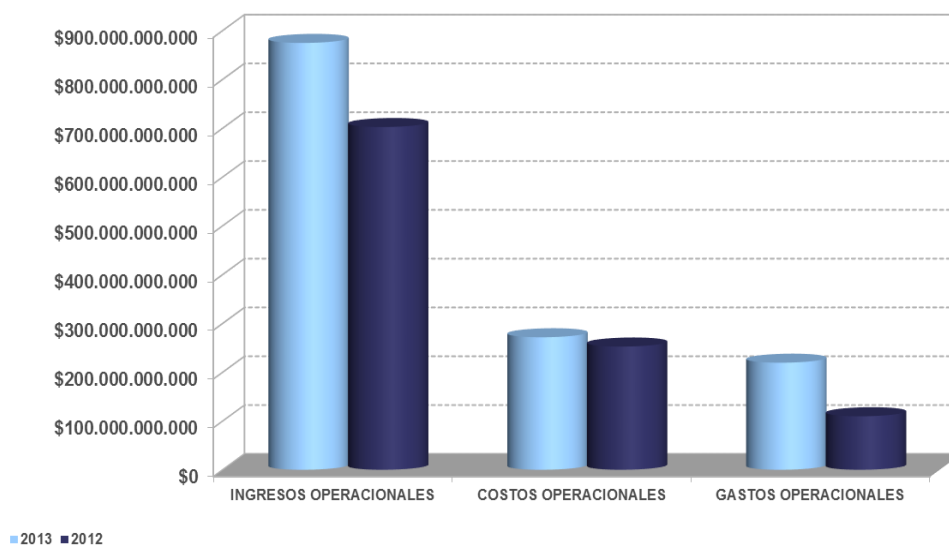
El costo total de TGI concentra el 28.64% del total de ingresos de la empresa y presenta una variación de 7.52% generado principalmente por el aumento del costo de directo de transporte de gas combustible de \$18.986 millones de pesos.

El total de los gastos de servicio de transporte de gas combustible representan el 57.64% del total del ingreso y tienen un crecimiento del 23.63% principalmente por un aumento en los provisiones para obligaciones fiscales por \$51.569 millones, los principales gastos de la empresa son la provisión para obligaciones fiscales y gastos de administración.

Los gastos operacionales se incrementaron en un 100.04% pasando de \$109.671 a \$219.391 millones de pesos, para el año 2013, debido principalmente al aumento de las provisiones fiscales en un 213.11%.

Respecto al resultado del ejercicio del servicio de transporte de gas, se evidencia un decrecimiento del 47.49% respecto al año 2012 equivalentes a \$117.613 millones de pesos.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

Como se observa en la gráfica 2.1, la gestión operacional de la empresa tuvo un incremento generalizado en los ingresos, costos y gastos, evidenciando un mayor crecimiento en los ingresos que en los gastos operacionales, lo cual ocasiona un crecimiento de 24,54% en la utilidad operacional equivalentes a \$172,337 millones de pesos.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 4 Indicadores Financieros

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	6,4	3,4
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	41,6	39,5
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	16,2	16,6
Activo Corriente Sobre Activo Total	15,11%	8,14%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	47,0%	48,5%
Patrimonio Sobre Activo	53,0%	51,5%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	5,0%	4,9%
Cobertura de Intereses – Veces	4,8	3,7
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	596.198.384.269	494.258.122.677
Margen Operacional	68,2%	70,4%
Rentabilidad de Activos	10,4%	9,7%
Rentabilidad de Patrimonio	20,9%	20,1%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la empresa es 6.4 veces y tuvo un aumento de 3 veces con respecto al año 2012. El actual indicador implica que con los actuales activos corrientes de \$867.140 millones la compañía puede cubrir los pasivos a corto plazo los cuales ascienden a \$135.217 millones al corte del año 2013, por lo que la compañía no tiene riesgo de liquidez en el corto plazo.

Según lo explicado por la empresa “El indicador cumple con el referente debido al contrato BOMT DIJ738 y al crecimiento de las inversiones temporales de TGI en \$702.017 millones.

La rotación de cartera de la empresa tuvo un aumento de 2.1 días respecto al año anterior, lo cual ocasiona que en promedio la empresa recaude su cartera con menor velocidad. Para el año 2013 la empresa en promedio otorga a sus clientes un plazo de 41.6 días para el pago de sus obligaciones. En contraste, la empresa en promedio paga sus obligaciones con proveedores cada 16.2 días, lo cual representa un comportamiento constante en comparación al año 2012.

El activo corriente de la compañía corresponde al 15.11% del total del activo de la empresa para el año 2013 y presenta un incremento en comparación al año anterior de 6.97% debido a que el aumento del activo corriente fue superior al aumento del pasivo corriente en \$731.922 millones de pesos.

Endeudamiento

En el año 2013, el nivel de endeudamiento es del 47%, lo cual constituye una reducción respecto al año anterior de 1.5 puntos porcentuales, esta disminución es explicada por el decremento en los acreedores del 4.07% respecto al año anterior.

Por defecto, el patrimonio de la empresa representa actualmente el 52.95% de la estructura de financiación de TGI y presenta un aumento respecto al año 2012, debido en al superávit por valorización ocasionado por el avalúo técnico efectuado en el mes de diciembre de 2013.

La cobertura de intereses pasa de 3.7 a 4.8 aumentando en 1.2 veces, lo que indica que la empresa puede cubrir sus gastos financieros.

Rentabilidad

El indicador Ebitda de la empresa tuvo un resultado positivo y un incremento del 17.10% equivalente a \$101.940 millones de pesos, respecto al año 2012, explicado por el aumento de los ingresos en la venta de servicios de transporte de gas y por nuevas tarifas producto de la entrada en vigencia del nuevo expediente tarifario.

El margen operacional de la empresa fue de 68.2% al cierre de 2013 y tuvo una disminución del -2.21% en comparación al año 2012. Lo anterior, debido a que el crecimiento de los ingresos fue superior al incremento del ebitda, lo anterior como consecuencia del alto valor de las provisiones para protección de activos y provisiones fiscales en el año 2013, las cuales tienen incidencia en la utilidad operacional pero no en el cálculo del indicador ebitda.

Así mismo se resalta que los ingresos no operacionales para el año 2013 presentan una disminución de \$166.539 millones de pesos con respecto al año 2012, debido a que los ingresos financieros por deuda pública Externa a Largo Plazo para el año 2012 fueron de \$141,806 millones y los ingresos por obligaciones financieras de Créditos obtenidos ascendieron a \$ 65,023 millones, valores que obedecen a que la empresa se vio favorecida en el año 2012 al tener la deuda dolarizada como consecuencia de la revaluación. Sin embargo la anterior situación no se presentó para el año 2013 por lo cual se registra la alta diferencia en el grupo de otros ingresos, lo que afectó la utilidad neta del ejercicio.

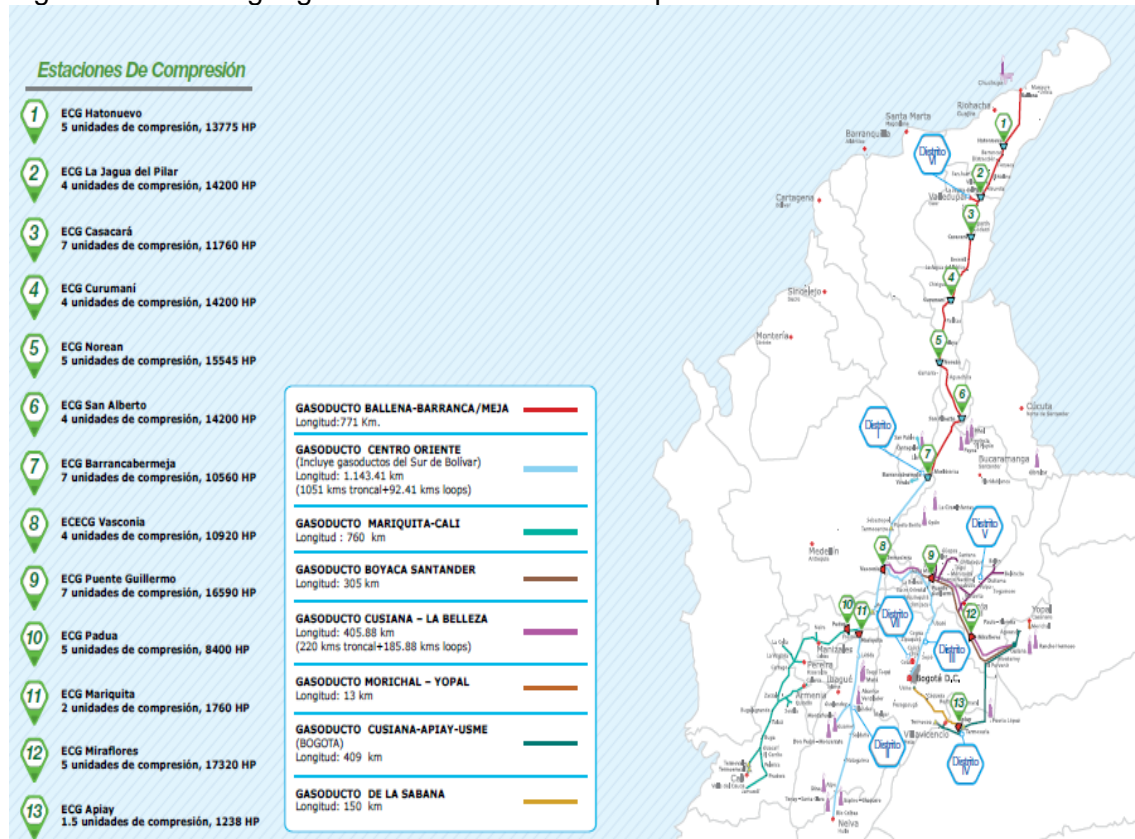
La rentabilidad del activo y patrimonio tuvieron leve un mejoramiento, debido a lo ya explicado en apartes anteriores donde se evidencia el crecimiento del Ebitda en relación al año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

El servicio de transporte de gas natural se presta a través de una red de gasoductos en que se extiende desde el campo de Ballenas en el departamento de La Guajira hasta el Valle del Cauca; y desde los Llanos Orientales en el campo de Cusiana, hasta los departamentos del Huila y Tolima, atravesando varios departamentos de la región andina.

La red de transporte de TGI está conformada por un sistema de cuatro (4) gasoductos principales, conectados a ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas se lleva a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de las redes domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de la red propia de TGI o de aquella contratada con el sector privado donde El 47.6% del gas utilizado en Colombia es transportado por TGI) en el servicio de gas natural para industrias, uso doméstico y vehicular del territorio colombiano.

Figura. Cobertura geográfica del sistema de transporte



Gasoductos propiedad de la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. están distribuidos en las siguientes zonas:

- **Gasoducto Zona Industrial ECP - Cantagallo (Pueblo)** Con una longitud de 0.384km en 4", inicia en las instalaciones del Centro Operacional de ECP, después de un separador de donde se deriva de un válvula 4", ésta línea se encuentra semienterrada con protección en poliúrea.
- **Gasoducto Cantagallo (Pueblo) - San Pablo** Con una longitud de 11.965 km en 4", inicia en la City Gate de Cantagallo, también tiene un cruce subfluvial en el río Cimitarra cerca a la desembocadura de este en el río Magdalena, y termina en la City Gate de San Pablo. Presión de operación 80 psig.
- **Gasoducto estación Galán - Yondó** Con una longitud de 10.395 Km. en 6", 10", y 3" respectivamente con una presión de operación 85 psig, inicia en las instalaciones de la planta deshidratadora de ECP en la estación Tanque No. 8, tiene un cruce subfluvial del río Magdalena en 6", después del cruce y un recorrido aproximadamente de 2100 metros cambia a 10" donde continua con

un recorrido de 4700 metros, continua otra vez en 6" 3500 metros y termina en 3" con una longitud de 500 metros en la City Gate de Yondó.

- **Gasoducto estación Galán - Termobarranca** Con una longitud de 1.694 km en 6", sale de la estación Galán de ECP, superficialmente y en la abscisa k0+670 continua enterrada hasta la City Gate de la térmica. Cuando se prende está, se transportan aproximadamente unos 7.5 MPCD. Existe una línea paralela Inicia en sistema de válvulas a 200 mts aproximadamente de Galán. Las dos líneas miden 1704 kilómetros cadena pisada. El Loop tiene sectores en 8" Buena parte enterrado.
- **Gasoducto estación Compresora Yariguies - San Rafael de Puerto Wilches** Con una longitud de 3.554 km en 2", inicia en las inmediaciones de la estación Compresora Yariguies de ECP, va superficial sobre marcos H y termina la City Gate ubicada en la cra. 4 del Barrio San Rafael de esta población, con una presión de operación 150 psig.
- **Gasoducto Ramal a Brisas de Bolívar** Con una longitud de 0.424 km en 2 7/8" soportada sobre marcos H, inicia como una ramificación del Gasoducto de la estación auxiliar Cantagallo a la zona industrial de ECP. En el sitio de ramificación se encuentra una válvula de 3" x150 FLG y brida con un reductor de 3" x 2 7/8", termina en el City Gate ubicado en medio de la población.
- **Gasoducto Ramal a Puente Sogamoso** Con una longitud de 0.020 Km. en 4", inicia en el Hot-Tap del gasoducto de ECP que va a la estación compresora del Llanito y termina en la City Gate de esta población.
- **Gasoducto Ramal Corregimiento El Ocho** Con una longitud de 0.074 Km. en 4", inicia en una ramificación del gasoducto de ECP que va para el Llanito, termina en el City Gate de esta población.
- **Gasoducto Playa Roja – San Vicente.** Con una longitud aproximada de 22 kilómetros en 2", inicia en Playa Roja, donde se recibe el gas de la línea de ECP que viene del campo Lisama y termina en el City Gate de la Población.

Gasoducto Sur de Bolívar y Santander

El Gasoducto de Boyacá y Santander fue asumido por TGI el 22 de Octubre de 2009. Se alimenta de Gas Cusiana por el Gasoducto Cusiana – La Belleza. Tiene una longitud aproximada de 308 km. y suministra gas a 40 localidades de los municipios de Boyacá y Santander.

Cuenta con los siguientes gasoductos troncales:

- Troncal – Teatinos – Belencito: 10" de diámetro, 85km de longitud, cuenta con 4 válvulas de seccionamiento (Oicatá, Tuta, Duitama y Chicamocha) distribuidas a lo largo del gasoducto troncal.
- Troncales Samaná, Sora, Raquira, Villa de Leiva, Santa Sofía, Sáchica y Bolivar, con diámetro de 2" y longitudes entre 700 mts y 22 kilómetros.
- Troncal Otero – Santana: 8" de diámetro, 44 kilómetros de longitud, cuenta con una válvula de seccionamiento en Togüí.

Gasoducto Ballena Barrancabermeja

Es un sistema de propiedad y operado por la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. y tiene las siguientes características:

TABLA 5

Longitud Total	578km
Diametro	18 Pulgadas
Capacidad de Transporte	260 MMSCFD
Poblaciones Conectadas	35
Departamentos	Cesar, Magdalena
	Santander y Guajira
Propietario	TGI S.A. E.S.P.
Operador	TGI S.A. E.S.P.
Inicio de Operación	12 de Marzo de 1996
Inicio de Construcción	14 de Diciembre de 1994
Finalización Construcción	24 de Febrero de 1996
Fecha de Transferencia del BOMT	23 de Febrero del 2011

El gasoducto Ballena - Barrancabermeja cuenta seis (6) estaciones de compresión y una estación Terminal en Barrancabermeja (km 578,8 + 000), sistema de telecomunicaciones a lo largo del trazado, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores y válvulas de corte o seccionamiento, entre otras.

Los 578,8 km de construcción de la línea principal se realizaron en tubería de 18 pulgadas de diámetro, con un espesor de 0.344" y calidad API 5LX-60; los 199 km de ramales de conducción de gas hasta las 35 poblaciones beneficiarias del proyecto en su etapa inicial, fueron construidos en tubería de 2", 3" y 10" (Drummond) de diámetro, calidad API 5L Gr. B.

La capacidad máxima de transporte del gasoducto Ballena - Barrancabermeja es de 260 MSCFD, a condiciones de presión de 1,200 psig en la estación Ballena (Campo Chuchupa) y 650 psig en Barrancabermeja.

Beneficia directamente a 33 poblaciones de los departamentos de La Guajira, Cesar, Magdalena y Santander.

En cuanto a las características del gas extraído del campo de Chuchupa (departamento de La Guajira), podemos resaltar que es gas con un poder calorífico (GHv) de 998 BTU/pie cúbico y gravedad específica de 0.5647, con 14 ppm de mercaptanos

Gasoducto Centro Oriente

Propiedad y operado por TGI. S.A. E.S.P., Los puntos de Entrada de Gas de este sistema son Cusiana, Barrancabermeja, ECP Dina, Rio Ceibas, Hocol y Toqui-toqui. Está conformado por los siguientes sectores:

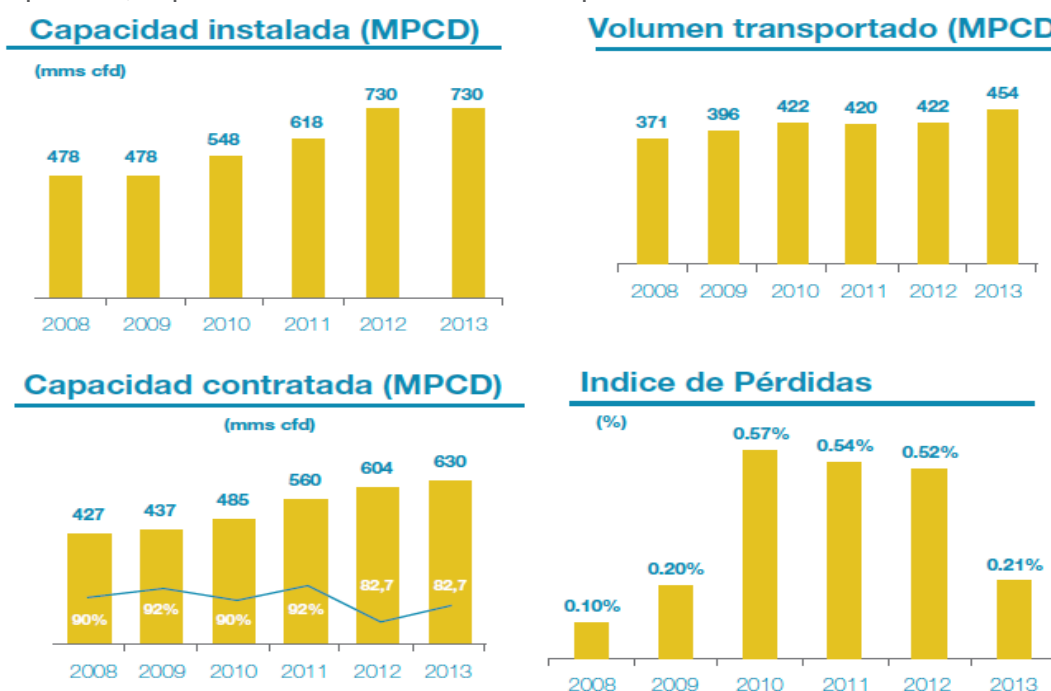
- Barrancabermeja – Mariquita

- Mariquita – Gualanday
- Gualanday – Dina
- Montañuelo – Gualanday. Este sistema cuenta con 3 sectores, un primer tramo en 28.5 kilómetros de tubería de 6” hasta la reducción de 6” a 4”;
- un segundo tramo de 4 kilómetros en 4” desde la reducción de 6” a 4” hasta Chicoral y un tercer tramo de 6 kilómetros en tubería de 6” desde Chicoral hasta el Centro Operacional de Gualanday.
- Dina-Tello-Los Pinos
- Vasconia – Cogua
- Variante Puente Guillermo – Sucre Oriental, con longitud de 34.34 km en tubería de 20” de diámetro.

La extensión total del gasoducto es de 1005 kilómetros, en sus dos troncales principales: Barrancabermeja - Neiva (560.630 kilómetros), Vasconia - Cogua - Bogotá (208.7 kilómetros), Gasoducto Montañuelo - Gualanday de 37.4 Kmts, Dina - Tello - Los Pinos con 19.9 Kmts, Variante Puente Guillermo - Sucre Oriental con 34.34 Kmts.

En el 2013, TGI finalizó la construcción de un laboratorio móvil, producto tecnológico innovador, único en el mundo, creado para ensayos de calidad y metrología de gas natural.

Figura. Mediciones de los indicadores de capacidad de Instalación, volumen transportado, capacidad contratada e índice de pérdidas.



Fuente: Transportadora de Gas Internacional TGI S.A E.S.P.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Este aparte incluye el resultado de la revisión de la aplicación del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT, con énfasis en lo relacionado con la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones – BEO.

La Resolución CREG 071 de diciembre de 1999 “Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)”, en su artículo 1 establece: “*Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural –RUT- contenido en el Anexo General de la presente resolución.*” Este anexo contiene disposiciones específicas sobre los diferentes aspectos que deben atender los transportadores de gas natural en desarrollo de su actividad. Para el análisis desarrollado, se toman apartes de los numerales 1. PRINCIPIOS GENERALES y 2. ACCESO Y PRESTACION DE SERVICIOS DE TRANSPORTE, con miras a establecer la aplicación de las disposiciones relacionadas con la publicación de la información de Capacidad Contratada, por parte de los prestadores en el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO.

La regulación mencionada, establece en el numeral 1. PRINCIPIOS GENERALES, 1.1 DEFINICIONES. “*CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades.*”

A su vez en el numeral 2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE, “*2.4 BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES - BEO-. Los Transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes Agentes, como mínimo la siguiente información:*

- *Manual del Transportador.*
- *Ciclo de Nominación.*
- *Volumen total transportado diariamente por gasoducto.*
- *Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.*
- *Capacidad Disponible Primaria, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.*
- *Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y Puntos de Entrada y Salida.*
- *Capacidad contratada.*
- *Cuentas de Balance”*

Revisando la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones¹, de la empresa TGI, en la página web se encuentra que cumple solamente con algunos de los ítems establecidos en la regulación. En este sentido, se estableció que no tiene publicada la información relacionada con capacidad contratada, en este punto incluye las definiciones de los conceptos asociados a capacidad de transporte: capacidad disponible, capacidad contratada y capacidad nominal, tampoco se encontró la información sobre Ofertas de liberación de capacidad y sobre solicitudes de servicio.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 6 Indicadores de Gestión Financiera

¹ Consulta realizada en www.tgi.com.co, el 9 de julio de 2013.

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2013	Resultado	Observación
Margen Operacional	70%	68%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	4,8	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	20	41,6	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	4	16,2	No Cumple
Razón Corriente – Veces	2	6,4	Cumple

De acuerdo a los referentes establecidos, la empresa no cumple los indicadores de margen operacional, cobertura de intereses, rotación de cuentas por cobrar ni rotación de cuentas por pagar.

El margen operacional de la empresa disminuyó, con respecto al año anterior debido a que el crecimiento del Ebitda para el año 2013 fue menor al crecimiento de los ingresos operacionales, lo anterior como consecuencia del alto valor de las provisiones para protección de activos y provisiones fiscales en el año 2013.

El indicador de cobertura de intereses se ubica muy cerca del referente del sector, aunque no lo cumple por 0,2 veces.

La Rotación de cuentas por Cobrar de la empresa es de aproximadamente 1.3 meses lo que implica que en promedio la empresa recauda su cartera de forma tardía y este muy lejos del referente del sector, adicionalmente la empresa cancela sus deudas con proveedores en menos de un mes, aunque su razón corriente está por encima del referente del sector.

La rotación de cuentas por pagar de TGI es de 16.2 días, lo que implica que TGI en promedio paga sus obligaciones con proveedores en menos de un mes a lo cual la empresa señala que El indicador se comporta de acuerdo a la realidad del negocio.

Es importante resaltar que los indicadores de Gestión calculados por la Superintendencia difieren de los cargados por parte del Auditor al sistema único de información – SUI, por tal razón se requerirá al AEGR para efectuar la respectiva conciliación de las diferencias presentadas.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La siguiente tabla muestra el comportamiento de cargue de la empresa de acuerdo a los estados en los cuales se encuentran los formatos que la empresa debe cargar, estos estados son:

- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Cuando la empresa cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Cuando la empresa certificó la información cargada.
- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Cuando la empresa certificó el formato sin información porque este no le aplica, o porque cargó un formato cuyo contenido

es un anexo en PDF.

- **PENDIENTE:** Cuando la empresa no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido, y que listo para validarse.

Tabla 7 Estado de cargue al SUI 2013-2014

Etiquetas de fila	Suma de Total formatos
2013	77
Certificado	45
Certificado No Aplica	16
Pendiente	16
2014	15
Certificado	8
Certificado No Aplica	2
Pendiente	5
Total general	92

Fuente: SUI

Gráfico 1. Estado de cargue al SUI 2013-2014



Fuente: SUI

De acuerdo al análisis del gráfico 1 se determina que para el año 2013 la empresa cuenta con un porcentaje de incumplimiento del 20.78%, así mismo se halla que el porcentaje de certificados como no aplica es del 20.78% lo que corresponde a 16 formatos. Para lo que lleva corrido del año 2014, el porcentaje de incumplimiento es del 33,33% correspondiente a 5 formatos. Para los formatos como no aplica se encuentran certificados un total del 13.33% resumido a 2 formatos.

7. ASPECTOS TARIFARIOS

“TGI realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia (3.957 kilómetros), prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado “sistema del interior del país”, mediante una red de gasoductos que se extiende desde La Guajira hasta Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Huila y Tolima, atravesando así varios departamentos de la región andina. Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de redes

*domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de TGI a través de su propia red y de aquella que es contratada con el sector privado.*²

Las tarifas de transporte de gas natural son reguladas por la CREG, la cual establece los cargos máximos que se permiten cobrar por la utilización de los diferentes Sistemas de Transporte. La Resolución CREG-125 diciembre de 2003 estableció los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogás. Los cargos por utilización del sistema de clasifican en:

- Cargos Fijos
- Cargos Variables
- Cargos de Administración, Operación y Mantenimiento (A&M)

Tipos de Cargos

Los Cargos Fijos (US\$ por Kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (Remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos variables (US\$ por Kpc) se cobran sobre los volúmenes efectivamente transportados por cada usuario (Remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos de AO&M (pesos por Kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (Remitente) y remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre la empresa para la óptima prestación del servicio de transporte de gas.

De acuerdo con la Resolución tarifaria CREG-125 de 2003, el 90% de los costos de inversión y de los gastos de AO&M se remuneran por distancia y el 10% se remuneran mediante estampilla (independiente de la distancia).

Nodos de Entrada

Los nodos de entrada al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, son los siguientes:

TABLA 8

Apiay	Cusiana Apiay	KM 8 R	Serafin
Ballena	Cusiana Porvenir	Montañuelo	Tello
Barranca	Dina RC	Playa Roja	Toquitoqui
Brisas	Dina ECP	Pte. Sogamoso	Yondo
Caldas Viejo	Don Pedro	Pto. Wilches	Yopal
Cantagallo	Gualanday	San Pablo	

Mediante las Resoluciones CREG 110 de 2011 y 121 de 2012 se establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de la Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP., TGI S.A. ESP.

2 <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/que-hacemos>

Tabla 9 Cargos Fijos de AOM

%[1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gesoducto															
Cifras a diciembre 31 de 2009															
Barranca - Sebestopol	CF	-	11,276	22,552	28,190	33,829	39,467	45,105	47,904	50,743	51,871	52,998	54,126	55,253	56,381
	CV	0,409	0,268	0,246	0,205	0,184	0,123	0,082	0,061	0,041	0,035	0,028	0,016	0,008	-
Sebestopol - Vasconia	CF	-	5,267	10,533	15,797	19,800	23,433	21,066	22,383	23,700	24,226	24,753	25,280	25,806	26,333
	CV	0,263	0,211	0,158	0,132	0,105	0,079	0,053	0,059	0,026	0,021	0,016	0,011	0,005	-
Vasconia - Mariquita	CF	-	12,098	24,196	30,245	36,294	42,343	48,392	51,417	54,441	55,661	56,881	58,071	59,280	60,490
	CV	0,293	0,234	0,175	0,145	0,117	0,088	0,059	0,044	0,029	0,023	0,018	0,012	0,006	-
Mariquita - Gualanday	CF	-	40,772	81,544	101,930	122,316	142,702	163,087	173,280	183,473	187,551	191,628	195,705	199,782	203,859
	CV	0,683	0,547	0,430	0,342	0,273	0,205	0,137	0,102	0,068	0,055	0,041	0,027	0,014	-
Gualanday - Neiva	CF	-	85,201	170,402	213,002	255,603	298,203	340,803	362,104	383,404	391,904	400,444	408,964	417,484	426,004
	CV	1,494	1,195	0,897	0,747	0,598	0,448	0,299	0,224	0,149	0,120	0,090	0,060	0,030	-
Montañuelo - Gualanday	CF	-	1,712,702	3,425,405	4,281,756	5,138,107	5,994,458	6,850,809	7,278,965	7,707,161	7,878,451	8,049,701	8,220,971	8,392,242	8,563,512
	CV	27,031	21,625	16,219	13,516	10,813	8,109	5,406	4,055	2,703	2,363	1,622	1,081	0,541	-
Vasconia - La Belleza	CF	-	16,864	33,708	42,134	50,561	58,988	67,415	71,628	75,842	77,507	79,213	80,898	82,583	84,269
	CV	0,401	0,321	0,241	0,201	0,161	0,120	0,080	0,060	0,040	0,032	0,024	0,016	0,008	-
La Belleza - Cogua	CF	-	10,594	21,189	26,486	31,783	37,081	42,378	45,026	47,675	48,734	49,794	50,853	51,913	52,972
	CV	0,232	0,186	0,139	0,116	0,093	0,070	0,046	0,035	0,023	0,019	0,014	0,009	0,005	-
Cusima - Apisy	CF	-	37,708	75,416	94,270	113,124	131,978	150,832	160,259	169,686	173,487	177,228	180,999	184,769	188,540
	CV	0,616	0,493	0,369	0,308	0,246	0,185	0,123	0,092	0,062	0,049	0,037	0,025	0,012	-
Apisy - Usme	CF	-	26,193	52,385	65,482	78,578	91,674	104,771	111,319	117,867	120,486	123,106	125,725	128,344	130,963
	CV	0,412	0,329	0,247	0,206	0,165	0,124	0,082	0,062	0,041	0,033	0,025	0,016	0,008	-
Apisy - Villavicencio - Oca	CF	-	16,004	32,008	40,010	48,012	56,015	64,018	68,016	72,017	73,618	75,218	76,818	78,419	80,019
	CV	0,274	0,219	0,164	0,137	0,109	0,082	0,055	0,041	0,027	0,022	0,016	0,011	0,005	-
El Porvenir - La Belleza	CF	-	31,340	62,680	77,850	93,420	108,990	124,560	132,345	140,130	143,244	146,358	149,472	152,586	155,700
	CV	0,693	0,554	0,435	0,346	0,277	0,208	0,139	0,104	0,069	0,055	0,042	0,028	0,014	-
Cusima - El Porvenir	CF	-	4,188	8,376	10,469	12,563	14,657	16,751	17,798	18,845	19,264	19,682	20,101	20,520	20,939
	CV	0,092	0,074	0,056	0,046	0,037	0,028	0,018	0,014	0,009	0,007	0,006	0,004	0,002	-
Gesoducto de La Sabana	CF	-	16,377	32,754	40,942	49,130	57,319	65,507	69,601	73,696	75,333	76,971	78,609	80,246	81,884
	CV	0,344	0,275	0,206	0,172	0,138	0,103	0,069	0,052	0,034	0,028	0,021	0,014	0,007	-
Morichal - Yopal	CF	-	6,915	13,830	17,287	20,744	24,202	27,659	29,368	31,117	31,808	32,500	33,191	33,882	34,574
	CV	0,109	0,087	0,065	0,054	0,043	0,033	0,022	0,016	0,011	0,009	0,007	0,004	0,002	-
Ballena - Barrancabermeja	CF	-	41,869	83,737	104,671	125,606	146,540	167,474	177,942	188,409	192,596	196,782	200,969	205,156	209,343
	CV	1,052	0,841	0,631	0,526	0,421	0,315	0,210	0,158	0,105	0,084	0,063	0,042	0,021	-
Mariquita - Pereira	CF	-	24,453	48,906	61,133	73,359	85,586	97,812	105,925	110,039	112,484	114,929	117,375	119,820	122,265
	CV	0,642	0,514	0,385	0,321	0,257	0,193	0,128	0,096	0,064	0,051	0,039	0,026	0,013	-
Pereira - Armenia	CF	-	9,529	19,059	23,823	28,588	33,353	38,117	40,500	42,882	43,235	44,788	45,741	46,694	47,647
	CV	0,265	0,212	0,159	0,133	0,106	0,080	0,053	0,040	0,027	0,021	0,016	0,011	0,005	-
Armenia - Cali	CF	-	21,901	43,802	54,753	65,703	76,654	87,604	95,079	98,535	100,745	102,935	105,125	107,315	109,505
	CV	0,639	0,512	0,384	0,320	0,256	0,192	0,128	0,096	0,064	0,051	0,038	0,026	0,013	-
Gesoducto Boyacá - Santander	CF	-	35,201	70,401	88,002	105,602	123,203	140,803	149,603	158,403	161,923	165,443	168,964	172,484	176,004
	CV	0,774	0,619	0,465	0,387	0,310	0,232	0,155	0,116	0,077	0,062	0,046	0,031	0,015	-
Estampilla ramales [2]	CF	-	4,377	8,355	10,443	12,532	14,621	16,709	17,754	18,798	19,216	19,635	20,051	20,469	20,887
	CV	0,096	0,077	0,058	0,048	0,038	0,028	0,019	0,014	0,010	0,008	0,006	0,004	0,002	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kilómetro.

CV. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por litro.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

[2] Incluye ramales Sur de Bolívar.

NOTA: Para la interpretación de esta Reducción los cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: www.tgi.com

Tabla 10 Cargos Fijos de AOM

Gasoductos	C.F. AOM (Cifras a diciembre 31 de 2009)
Barranca - Sebastopol	97.282
Sebastopol - Vasconia	27.212
Vasconia - Mariquita	72.165
Mariquita - Gualanday	179.874
Gualanday - Neiva	423.640
Montañuelo - Gualanday	11.002.560
Vasconia - La Belleza	51.910
La Belleza - Cogua	36.269
Cusiana - Apiay	162.979
Apiay - Usme	229.785
Apiay - Villavicencio - Ocoa	234
El Porvenir - La Belleza	120.673
Cusiana - El Porvenir	7.882
Gasoducto de La Sabana	128.100
Morichal - Yopal	71.036
Ballena - Barrancabermeja	405.185
Mariquita - Pereira	247.483
Pereira - Armenia	84.610
Armenia - Cali	188.263
Gasoducto Boyacá - Santander	249.199
Estampilla ramales [1]	26.581

C.F. AOM = Cargo fijo expresado en Col. de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

[1] Incluye ramales Sur de Bolívar.

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: www.tgi.com

%[1]	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100	
Proyecto IAC por tramo o grupo de gasoductos															
Cifras a diciembre 31 de 2009															
Mariquita - Gualanday (estación compresora Mariquita)	CF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CF AOM														24.992
Vasconia - La Belleza (Loop La Belleza - El Camilo)	CF	-	3.904	7.809	9.761	11.713	13.665	15.617	16.593	17.569	17.960	18.350	18.741	19.131	19.522
	CV	0,091	0,073	0,055	0,046	0,037	0,027	0,018	0,014	0,009	0,007	0,005	0,004	0,002	-
	CF AOM														-
El Porvenir - La Belleza (loop Porvenir - Miraflores)	CF	-	4.378	8.757	10.946	13.135	15.324	17.514	18.608	19.703	20.141	20.578	21.016	21.454	21.892
	CV	0,096	0,076	0,057	0,048	0,038	0,029	0,019	0,014	0,010	0,008	0,006	0,004	0,002	-
	CF AOM														-
El Porvenir - La Belleza (loop Miraflores - Samacá)	CF	-	3.063	6.126	7.657	9.188	10.719	12.251	13.016	13.782	14.088	14.394	14.701	15.007	15.313
	CV	0,068	0,054	0,041	0,034	0,027	0,020	0,014	0,010	0,007	0,005	0,004	0,003	0,001	-
	CF AOM														-
El Porvenir - La Belleza (loop Santa Sofía - Fuente Guillermo)	CF	-	0.560	1.119	1.399	1.679	1.959	2.239	2.379	2.519	2.575	2.631	2.687	2.743	2.799
	CV	0,012	0,010	0,007	0,006	0,005	0,004	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	-
	CF AOM														-
Cusiana - El Porvenir (loop Cusiana - El Porvenir)	CF	-	2.395	4.790	5.987	7.185	8.382	9.580	10.178	10.777	11.017	11.256	11.496	11.735	11.975
	CV	0,052	0,042	0,031	0,026	0,021	0,016	0,010	0,008	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	-
	CF AOM														1.233
Gasoducto de La Sabana (estación compresora de Chía)	CF	-	3.615	7.230	9.038	10.845	12.653	14.460	15.264	16.268	16.629	16.991	17.352	17.714	18.075
	CV	0,110	0,088	0,066	0,055	0,044	0,033	0,022	0,017	0,011	0,009	0,007	0,004	0,002	-
	CF AOM														89.876

CF: Cargo fijo expresado en USD de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

CV: Cargo variable expresado en USD de diciembre 31 de 2009 por kpc.

CF AOM: Cargo fijo de AOM expresado en Col. \$ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: www.tgi.com

Indica la resolución 110 de 2011 en su artículo No. 13, que “Los cargos que se aprueban mediante la presente Resolución no incluyen el impuesto de transporte de que trata el artículo 26 de la Ley 141 de 1994, ni la cuota de fomento establecida por el

artículo 15 de la Ley 401 de 1997 y sus modificaciones. Dichos gravámenes deberán ser pagados por los sujetos pasivos señalados en las mencionadas normas.”

Así mismo indica dicha resolución que “De conformidad con el artículo 88.1 de la Ley 142 de 1994, y según lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010, los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión, y que se aprueban mediante esta Resolución, son cargos máximos.”

Realizando un breve análisis en el cual se comparan los cargos con la metodología anterior y actual, se aprecia una reducción en los cargos variables y fijos en algunos de los tramos como se indica en las Tablas X y X. La reducción de los cargos se debe principalmente a un mayor aumento de la demanda de capacidad y volumen con respecto al incremento en las inversiones y gastos de AOM en dichos tramos. Es preciso aclarar que la metodología vigente de remuneración de transporte eliminó los cargos estampilla de gasoductos principales y definió solo cargos por distancia. Para los gasoductos ramales se mantienen los cargos estampilla.

Tabla 11 Variación de Cargos de Transporte con la aplicación de la Metodología Vigente

% de la Inversión Base remunerada con cargo fijo	0	20	40	50	60	80	100
Cargos por Distancia							
Ballena – Barranca							
C.F.	-	20%	20%	20%	20%	20%	20%
C.V.	70%	70%	70%	70%	71%	70%	-
Barranca – Sebastopol							
C.F.	-	6%	6%	6%	6%	6%	6%
C.V.	74%	75%	74%	73%	75%	72%	-
Sebastopol – Vasconia							
C.F.	-	-51%	-51%	-51%	-51%	-51%	-51%
C.V.	13%	14%	13%	13%	12%	11%	-
Vasconia – Mariquita							
C.F.	-	-39%	-39%	-39%	-39%	-39%	-39%
C.V.	-25%	-24%	-25%	-25%	-24%	-25%	-
Mariquita – Pereira							
C.F.	-	10%	10%	10%	10%	10%	10%
C.V.	48%	48%	48%	48%	48%	49%	-
Pereira – Armenia							
C.F.	-	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%
C.V.	1%	1%	0%	0%	1%	0%	-
Armenia – Cali							
C.F.	-	7%	31%	7%	7%	7%	7%
C.V.	53%	53%	53%	53%	53%	53%	-
Mariquita – Gualanday							
C.F.	-	15%	15%	15%	15%	15%	15%
C.V.	1%	1%	1%	1%	1%	1%	-
Gualanday – Neiva							
C.F.	-	200%	200%	200%	200%	200%	200%
C.V.	196%	196%	196%	196%	196%	196%	-
Vasconia – La Belleza							
C.F.	-	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
C.V.	14%	14%	14%	13%	14%	13%	-
La Belleza – Cogua							
C.F.	-	-61%	-61%	-61%	-61%	-61%	-61%
C.V.	-52%	-52%	-52%	-52%	-52%	-52%	-
Cusiana – Apiay							
C.F.	-	-29%	-29%	-29%	-29%	-29%	-29%
C.V.	-34%	-34%	-34%	-34%	-34%	-34%	-
Apiay – Usme							
C.F.	-	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
C.V.	-23%	-23%	-23%	-23%	-24%	-23%	-
Apiay – Villavicencio – Ocoa							
C.F.	-	-17%	-17%	-17%	-17%	-17%	-17%
C.V.	-19%	-19%	-19%	-19%	-19%	-19%	-
Gasoducto Morichal – Yopal							
C.F.	-	-48%	-48%	-48%	-48%	-48%	-48%
C.V.	-55%	-55%	-56%	-56%	-56%	-56%	-
Ramales Boyacá – Santander							
C.F.	-	-7%	-7%	-7%	-7%	-7%	-7%
C.V.	15%	15%	15%	14%	15%	14%	-
Cargos Estampilla Ramales							
C.F.	-	-35%	-35%	-35%	-35%	-35%	-35%
C.V.	-17%	-17%	-18%	-16%	-17%	-19%	-

Fuente: Fuente: www.tgi.com

Tabla 12 Variación en Cargo Fijo de AOM

	Cargo Fijo		
	Res. 125 de 2003	Res. 121 de 2012	Var.
Cargo por Distancia			
Ballena – Barrancabermeja	322,354	408,209	26.6%
Barrancabermeja – Sebastopol	28,276	96,724	242.1%
Sebastopol – Vasconia	14,231	28,128	97.6%
Vasconia – Mariquita	76,934	73,340	-4.7%
Mariquita – Pereira	191,880	248,791	29.7%
Pereira – Armenia	76,504	84,924	11.0%
Armenia – Cali	147,881	189,025	27.8%
Mariquita – Gualanday	66,104	182,163	175.6%
Gualanday – Neiva	68,247	428,979	528.6%
Vasconia – La Belleza	88,800	52,178	-41.2%
La Belleza – Cogua	73,397	36,640	-50.1%
La Belleza – El Porvenir	31,986	118,132	269.3%
Cusiana – Apiay	204,167	164,209	-19.6%
Apiay – Usme	145,371	231,506	59.3%
Apiay – Villavicencio – Ocoa	44,956	68,819	53.1%
Gasoducto Morichal – Yopal	56,674	71,036	25.3%
Ramales Boyacá – Santander	266,699	250,545	-6.1%
Cargo Estampilla Gasoductos Ramales	63,343	27,755	-56.2%
Cargo Estampilla Gasoductos Principales	36,241		
(\$ dic 09/kpcd-año)			

Fuente: www.tgi.com

Por otra parte, se verificó que los últimos cargos aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, a TGI, son los establecidos en las siguientes resoluciones:

1. Resolución CREG 140 de 2012 - Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema regional de transporte Boyacá Central, según solicitud de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P.

En el artículo 4 de la presente resolución el ente regulador le reconoce al transportador los siguientes cargos para nuevas inversiones:

Tabla 13

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Regional Boyacá Central	2.509.261	2.509.261	0	0	0

Fuente: Resolución CREG 140 de 2012 - Cifras en US \$ de diciembre 31 de 2010.

En el capítulo 7 el ente regulador reconoce los cargos para la Remuneración de los Costos de Inversión:

Tabla 14

Fuente: Resolución CREG 140 de 201

% [1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gasoducto		Cifras a diciembre 31 de 2010													
Sistema Regional de Transporte Boyacá Central	CF	-	243,450	486,899	608,624	730,349	852,073	973,798	1,034,660	1,095,523	1,119,868	1,144,213	1,168,558	1,192,903	1,217,248
	CV	3,932	3,145	2,359	1,966	1,573	1,180	786	590	393	315	236	157	79	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Nota: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Finalmente en el artículo 9 de la presente resolución, la Comisión reconoce los cargos para Remunerar los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM.

Tabla 15

Sistema Regional	Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
Boyacá Central	348.756

Notas: 1. Cifra en pesos del 31 de diciembre de 2010.

2. Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: Resolución CREG 140 de 201

2. Resolución CREG 141 de 2012 - "Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema regional de transporte Cundi - Noroccidental, según solicitud de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P

En el artículo 4 de la presente resolución el ente regulador le reconoce al transportador los siguientes cargos para nuevas inversiones:

Tabla 16

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Regional Cundi Noroccidental	5.221.441	0	0	0	0

Fuente: Resolución CREG 141 de 2012 - Cifras en US \$ de diciembre 31 de 2010.

En el capítulo 7 el ente regulador reconoce los cargos para la Remuneración de los Costos de Inversión:

TABLA 17

Fuente: Resolución CREG 141 de 2012

% [1]	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100	
Gasoducto															
Cifras a diciembre 31 de 2010															
Sistema Regional Cundi Noroccidental	CF	-	344,616	689,233	861,541	1,033,849	1,206,157	1,378,465	1,464,619	1,550,773	1,585,235	1,619,697	1,654,158	1,688,620	1,723,082
	CV	5,515	4,412	3,309	2,757	2,206	1,654	1,103	0,827	0,551	0,441	0,331	0,221	0,110	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Nota: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Finalmente en el artículo 9 de la presente resolución, la Comisión reconoce los cargos para Remunerar los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM.

Tabla 18

Sistema Regional	Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
Cundi Noroccidental	369.996

Notas: 1. Cifra en pesos del 31 de diciembre de 2010.

2. Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: Resolución CREG 141 de 2012

3. Resolución CREG 142 de 2012 - Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema regional de transporte Cundi Suroccidental, según solicitud de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P.

En el artículo 4 de la presente resolución el ente regulador le reconoce al transportador los siguientes cargos para nuevas inversiones:

Tabla 19

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Regional Cundi Suroccidental	8.747.532	8.747.532	0	0	0

Fuente: Resolución CREG 142 de 2012 - Cifras en US \$ de diciembre 31 de 2010.

En el capítulo 7 el ente regulador reconoce los cargos para la Remuneración de los Costos de Inversión:

Tabla 20

% [1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gasoducto		Cifras a diciembre 31 de 2010													
Sistema Regional Cundi Suroccidental	CF	-	280,665	561,331	701,663	841,996	982,328	1.122,661	1.192,827	1.262,994	1.291,060	1.319,127	1.347,193	1.375,260	1.403,326
	CV	4,534	3,628	2,721	2,267	1,814	1,360	0,907	0,680	0,453	0,363	0,272	0,181	0,091	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2010 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Nota: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: Resolución CREG 142 de 2012

Finalmente en el artículo 9 de la presente resolución, la Comisión reconoce los cargos para Remunerar los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM.

TABLA 21

Sistema Regional	Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
Cundi Suroccidental	256.026

Notas: 1. Cifra en pesos del 31 de diciembre de 2010.

2. Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Fuente: Resolución CREG 142 de 2012

8. ACCIONES DE LA SSPD

Mediante radicado 20142300274921 del 22 de mayo de 2014 la SSPD se solicita a la empresa TGI S.A. ESP el cargue el sistema SUI de los anexos al Plan Contable, en cumplimiento al artículo 4 de la Resolución SSPD 20061300025985.

La empresa se encuentra al día con los formatos correspondientes al año 2013, sin embargo La SSPD realizará un requerimiento a la empresa solicitando ponerse al día con los formatos que se encuentran pendientes para lo que lleva del año 2014, esperando que para el último periodo de este último ya se encuentre al día en lo que respecta al cargue de información.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Antes de realizar la evaluación financiera resulta importante mencionar que para la realización del presente informe se tomó el plan contable del servicio público de gas natural del año 2013, certificado en SUI el día 02 de abril de 2014.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el año 2013 la gestión financiera de TGI S.A E.S.P se caracterizó por un crecimiento en el indicador Ebitda, un crecimiento en los ingresos en mayor proporción al incremento en los costos y gastos operacionales debido al nuevo el esquema tarifario, y al crecimiento de la utilidad operacional en un 12.83%; Sin embargo la Utilidad neta del ejercicio se vio afectada por la disminución de los otros ingresos en un 69.45% con respecto al año anterior, debido a que para el año 2013 no se presentaron ingresos financieros por deuda pública externa a largo plazo ni ingresos por obligaciones financieras de Créditos obtenidos en el año 2012.

Según el informe de viabilidad financiera del auditor se explica que *“(...) Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de TGI S.A. ESP, mientras la compañía continúe realizando los pagos a la deuda y ejecutando los proyectos de inversión de capital en el tiempo proyectado. La entrada constante y sólida de Ingresos operacionales proyectados, se debe a la firma de contratos de transporte de gas a largo plazo (mínimo de 7 - 10 años) de TGI con los actuales clientes, brindando estabilidad en el negocio durante toda la proyección.(...)”*

Si bien la empresa TGI evidencia el cumplimiento de las disposiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT, en lo relacionado con la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones – BEO, es claro que no publica la totalidad de la información establecida en el mencionado reglamento, por ello es necesario requerir a la empresa para que explique las razones por las cuales cumple parcialmente con la regulación sobre la materia.

Como se observa la empresa para el año 2013 se encuentra con 16 formatos pendientes del cargue de información al SUI, por lo tanto se recomienda requerir el cumplimiento oportuno. Para el año corrido del año 2014 aún tiene pendiente 5 formatos y se espera que antes de terminar el año realice el respectivo cargue.

Por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos se pueden tener acciones tales como comunicaciones a la empresa recordando la fecha de cumplimiento para el cargue oportuno de la información al SUI.

Así mismo y como trabajo posterior se recomienda revisar la redacción de las circulares y de las resoluciones de cargue de información ya que estas dan pie a que las empresas certifiquen como no aplica ciertos formatos cuando no tienen

información en ese periodo, por lo cual sería mejor que este se llenara en ceros y cargaran o buscar un nuevo estado para estos casos.

Revisó: Luis Alberto Esguerra Amaya- Asesor
Aprobó: Jorge Eliecer Ortiz Fernández