

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL
S.A. ESP**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE
Bogotá, septiembre de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
TGI S.A. ESP**

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: KPMG ADVISORY SERVICES LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

TGI se constituyó en 2007 para desarrollar las actividades de transporte de gas natural. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$1.565 mil millones y tiene su sede principal en la ciudad de Bucaramanga. Su última actualización en RUPS fue el día 16 de abril de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anonima
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	2012	2011	Var
Activo	\$5.087.325.558.419	\$4.971.224.079.608	2,34%
Activo Corriente	\$413.913.866.518	\$533.801.651.125	-22,46%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.959.824.456.190	\$2.723.342.770.112	8,68%
Inversiones	\$62.682.199.733	\$77.433.200.821	-19,05%
Pasivo	\$2.467.176.596.464	\$2.594.881.292.543	-4,92%
Pasivo Corriente	\$120.516.038.234	\$148.444.454.765	-18,81%
Obligaciones Financieras	\$875.457.931.148	\$2.380.251.670.162	-63,22%
Patrimonio	\$2.620.148.961.955	\$2.376.342.787.065	10,26%
Capital Suscrito y Pagado	\$1.565.486.780.000	\$1.139.054.260.000	37,44%

Fuente: SUI

Los activos presentaron un incremento del 2,34% al cierre de 2012 pasando de \$4.971 mil millones en 2011 a \$5.087 mil millones en 2012, evidenciándose un crecimiento en los activos fijos del 8,68% representado en un aumento de \$236.481 millones, en donde ingresaron los bienes, plantas y ductos asociados a los proyectos de expansión del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y Cusiana fase II.

El activo corriente registró un descenso de 22,46%, ubicándose en \$413.914 millones, presentándose variaciones negativas en la cuenta de efectivo de \$57.447 millones, debido al requerimiento de recursos para el pago de la prima producto de la

reestructuración de la deuda. Las inversiones disminuyeron en \$14.751 millones, al recortarse las inversiones en renta fija y variable con respecto al año anterior.

Los deudores presentaron una disminución de \$24.365 millones, debido principalmente a la legalización de los avances y anticipos entregados a los contratistas de obra relacionados con los proyectos de expansión del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y Cusiana fase II, los cuales finalizaron en 2011 y agosto de 2012, respectivamente.

El pasivo descendió en 4,92% durante 2012, ubicándose en \$2.467 mil millones en el que se destaca la reducción de las cuentas por pagar a largo plazo que pasaron de \$33.427 a \$16.713 millones de pesos.

De acuerdo con el Auditor, otra situación que redujo el pasivo no corriente entre el 2011 y el 2012, fue la disminución de las obligaciones financieras que bajó \$195.406 millones de pesos producto de la revaluación de la TRM. Adicionalmente, en marzo de 2012 la empresa emitió bonos por \$750 millones de dólares bajo mejores condiciones y a su vez pre-pagó la misma cifra por bonos emitidos por su filial en Cayman en el año 2007.

El esquema de refinanciación de la deuda a largo plazo en el 2012 representa un beneficio económico de USD 83 millones en el valor presente y de USD 29 millones de pago de intereses anuales.

El patrimonio registró un incremento de 10,26% en el último año, ubicándose en \$2.620 mil millones al cierre de 2012. En cuanto al capital, que conforma el 60% del patrimonio, en diciembre de 2012 se emitieron 42.643.252 acciones por capitalización de la prima en colocación de acciones para un total de 156.548.678 en circulación al cierre del 31 de diciembre de 2012 (en marzo de 2011 se emitieron 36.355.426 acciones para un total de 113.905.426 en circulación al cierre del 31 de diciembre de 2011), todas se encuentran suscritas y pagadas. El capital autorizado se incrementó en 43.000.000 de acciones para un total de 158.100.000 al cierre de 31 de diciembre de 2012, de acuerdo con las explicaciones dadas por el Auditor.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 3. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$702.308.512.889	\$626.837.783.983	12,04%
COSTOS OPERACIONALES	\$252.521.198.022	\$208.905.341.717	20,88%
GASTOS OPERACIONALES	\$109.671.153.211	\$83.290.960.150	31,67%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$340.116.161.656	\$334.641.482.116	1,64%
OTROS INGRESOS	\$239.805.938.952	\$42.078.771.922	469,90%
OTROS GASTOS	\$332.241.855.255	\$351.105.976.939	-5,37%
GASTO DE INTERESES	\$131.706.036.450	\$191.166.272.139	-31,10%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$247.680.245.353	\$25.614.277.099	866,96%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales al cierre del año 2012 fueron \$702.309 millones de pesos, \$75.471 millones de peso más que en el año 2011, equivalente a un crecimiento de 12%. Los ingresos operacionales de TGI, se encuentran representados en un 81% por el servicio de transporte de gas natural, el cual aportó \$569.816 millones de pesos al ingreso operativo. Con respecto al año 2011 el crecimiento fue de 13,7%, ocasionado principalmente por la entrada en operación del proyecto Cusiana Fase II.

Dentro de las notas a los estados financieros se menciona que dado a la Resolución CREG 121 de 2012, se resolvió el recurso de reposición interpuesto por TGI contra la resolución CREG 110 de 2011, relacionada con la solicitud de cargos de transporte de gas natural. Como respuesta al recurso las inversiones reconocidas se incrementaron en 84 MUSD, este aumento implica en promedio un incremento en los ingresos por inversión de TGI en aproximadamente 26 MUSD por año, para el periodo 2013-2017. La nueva resolución tiene aplicación a partir del 20 de diciembre de 2012 una vez se surta el proceso de actualización contractual con los diferentes remitentes de TGI.

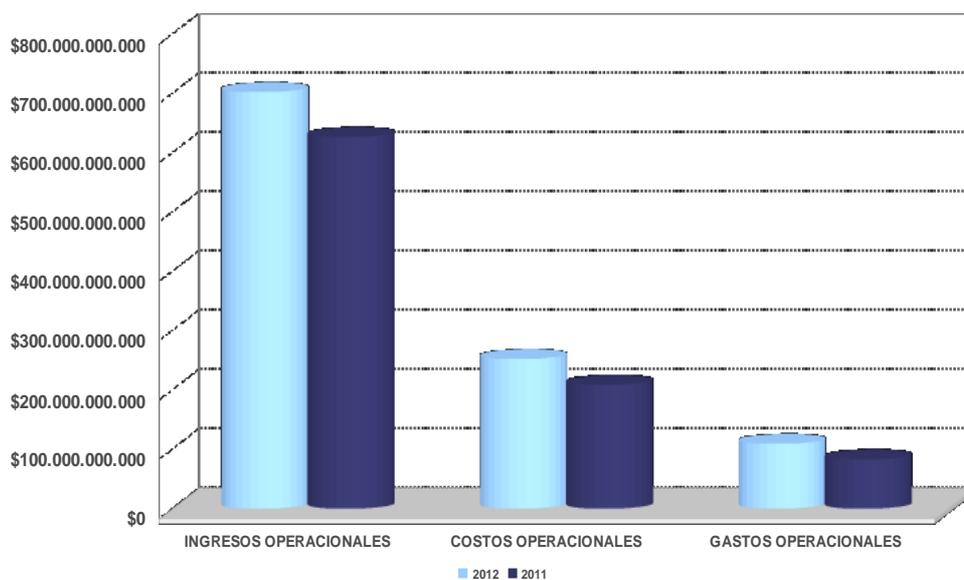
Los costos operacionales aumentaron en 20,88% ubicándose en \$252.521 millones, evidenciándose incrementos del 28,91% en servicios generales, 34,48% en generales y en 48,19% en el costo de bienes y servicios para la venta. Igualmente, los gastos operacionales aumentaron en el último año, al pasar de \$83.291 millones en el 2011 a \$109.671 millones, dentro de los cuales los generales ascendieron en \$6.148 millones, que de acuerdo con las notas a los estados financieros, el mayor crecimiento se dio en honorarios, rubro que cerró el año en \$18.397 millones.

Los ingresos no operacionales registraron un fuerte incremento al pasar de \$42.019 millones en el 2011 a \$239.806 millones en el 2012, principalmente por diferencia en cambio; el cual en el año 2011 no registró ningún valor y subió a \$194.278 millones de pesos en 2012. La empresa se ve favorecida al tener la deuda dolarizada como consecuencia de la revaluación.

Por su parte, los otros gastos disminuyeron en 5,37% en el año 2012, ubicándose en \$332.8 millones, en donde los gastos financieros influyeron en mayor medida a dicho comportamiento, al descender a \$332.242 millones producto de menores intereses causados por la revaluación de la TRM y la reestructuración de la deuda sobre las obligaciones financieras.

La utilidad operacional se vio beneficiada por el crecimiento en los ingresos del periodo, culminando el último año en \$340.116 millones, equivalentes a un ascenso de \$5.475 millones. Finalmente, la utilidad neta del año 2012 tuvo un incremento del 867% con respecto al año 2011, resultado de los mayores ingresos tanto operacionales por \$75.471 millones, como no operacionales por \$197.727 millones de pesos principalmente por las diferencias en cambio. Al igual que el control de los gastos no operacionales que bajaron en \$18.864 millones.

Gráfica 1. Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 4. Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	3,4	3,6
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	39,5	37,5
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	16,6	23,9
Activo Corriente Sobre Activo Total	8,14%	10,74%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	48,5%	52,2%
Patrimonio Sobre Activo	51,5%	47,8%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	4,9%	5,7%
Cobertura de Intereses – Veces	3,7	2,4
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	494.258.122.677	458.532.684.140
Margen Operacional	70,4%	73,2%
Rentabilidad de Activos	9,7%	9,2%
Rentabilidad de Patrimonio	20,1%	21,2%

Fuente: SUI

Liquidez:

La razón corriente bajó en el año 2012 a 3,4 veces, debido a la capitalización de anticipos a contratistas que pasaron a ser propiedad, planta y equipo en los proyectos de expansión y a los requerimientos de caja para cubrir la prima por la reestructuración de la deuda, lo que a su vez ocasionó una disminución en 100.734 millones de pesos.

La rotación de cuentas por cobrar es de 40 días para el 2012, la cual no presentó un cambio relevante, dado que en el 2011 se recuperaba los recursos provenientes de ventas a crédito en dos días menos. Por su parte, la rotación de cuentas por pagar fueron de 16 días para el último año, las cuales descendieron con respecto al año anterior, producto de la disminución de cuentas por pagar por el valor de \$8.615 millones.

Endeudamiento:

El endeudamiento del prestador se ubica en 48,5% en el último año, que de acuerdo con la opinión del Auditor, la empresa muestra un nivel de endeudamiento en el cual por cada peso que tiene invertido en activos, 49 centavos han sido financiados por los acreedores, y una buena relación entre el patrimonio y los compromisos con los acreedores.

La cobertura de intereses es de 3,7 veces, mayor a la registrada en el año anterior, como consecuencia del descenso de los gastos de intereses, aunque no es suficiente para cumplir con el referente de 5 veces ideal para asegurar el cubrimiento de los mismos.

Rentabilidad:

El Ebitda presentó un aumento del 7,79% pasando de \$458.533 millones en el 2011 a \$494.258 millones en el 2012, producto del incremento en los ingresos del periodo.

El margen operacional de la empresa en el año 2012 fue 70% disminuyendo en 2,77 puntos porcentuales con respecto al resultado del año 2011, debido a que si bien los ingresos operacionales aumentaron 12%, los costos de operación y los gastos de personal y generales aumentaron en 21%, pasando de 145.268 millones a 175.588 millones, como respuesta a los requerimientos en gastos de operación y mantenimiento para mantener la confiabilidad del sistema de transporte.

La rentabilidad de los activos subió 0,49 puntos porcentuales con respecto al año 2011 y ésta variación se debió principalmente al aumento del EBITDA en 35.725 millones, resultado a su vez del incremento de los ingresos operacionales por la entrada en funcionamiento de los proyectos de expansión en el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

La empresa Transportadora de Gas Internacional S.A E.S.P, actualmente es la mayor transportadora de gas en Colombia con 3 mil 774 kilómetros de gasoductos, con capacidades de transporte promedio de 420 Millones de Pies Cúbicos Día (MPCD).

La infraestructura de TGI S.A E.S.P se extiende desde el Departamento de la Guajira en el norte sobre la Costa Caribe hasta los Departamentos de Tolima y Huila en el

Centro y Sur del país. También lo hace desde los Departamentos de Casanare y Meta en el oriente hasta el Departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país.

Atiende el mercado más importante y de mayor crecimiento en Colombia. Por lo demás y dadas las características del negocio cuenta con ingresos estables mediante contratos a largo plazo y tarifas que combinan dólares estadounidenses y pesos colombianos.

Cabe mencionar que actualmente TGI S.A E.S.P se encuentra desarrollando tres proyectos de expansión, los cuales aumentarán su capacidad de transporte en más del 60% desde el norte de Colombia (Guajira) y desde el oriente (Cusiana – Casanare) por USD \$592 millones de dólares en total, así:

Proyecto de Expansión Gasoducto desde Ballena: Este proyecto consiste en la construcción de tres estaciones compresoras nuevas y la ampliación de cuatro estaciones existentes, lo cual aumentará la capacidad de transporte a 20 MPCD.

Proyecto de Expansión Gasoducto Cusiana: La ejecución de este proyecto permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 MPCD, pasando así de 210 MPCD a 390 MPCD.

Proyecto Construcción Estación Compresora de la Sabana: Con la ampliación del Gasoductos de la Sabana, se estaría aumentando la capacidad de transporte a 270 MPCD, cubriendo de esta forma las demandas de la Capital y de las poblaciones vecinas.

A continuación se mostraran las longitudes del sistema de transporte que opera TGI S.A E.S.P así:

Tabla 5. Longitudes del Sistema del Transporte Operado por TGI S.A E.S.P

Red Gasoductos	Longitud	Longitud Total
Operado directamente por TGI	3,047 Km	3,957 Km
Operados por terceros (La Sabana)	150 km	
Operados y Mantenimiento bajo contratos BOMT con TDO	760 km	

Fuente: TGI S.A E.S.P

De acuerdo con la tabla anterior, se puede evidenciar que 77% de longitud total del sistema de transporte es operado en su mayor proporción por TGI.

A continuación, se realizará una descripción de los tramos de los Gasoductos operados actualmente por TGI así:

Gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Longitud Total 578km Diámetro 18 Pulgadas Capacidad de Transporte 260 MPCD Poblaciones Conectadas 35 Departamentos Cesar, Magdalena y Santander y Guajira.

Gasoducto Centro – Oriente. 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.

Gasoducto Sur de Bolívar y Santander. Tiene una longitud aproximada de 308 km. y suministra gas a 40 localidades de los municipios de Boyacá y Santander.

Gasoducto Cusiana Apiay – Bogotá. Este gasoducto se encuentra conformado por los siguientes tramos:

- **Cusiana – Apiay:** Con una longitud de 149 kilómetros en tubería de 12" (65.9 kilómetros) y 10" (74.1 kilómetros) de diámetro.
- **Apiay – Termocoa:** Se localiza en el departamento del Meta con una longitud de 36.4 kilómetros en tubería de 6" de diámetro.
- **Apiay – Usme:** Con una longitud de 122 kilómetros en tubería de 6" de diámetro.

Gasoducto del Ariari: Tiene una longitud de 60.1 kilómetros en 3" de diámetro.

Gasoducto Mariquita – Cali. Este gasoducto cuenta con un diámetro de 20", y la extensión total es de 760 kilómetros, de los cuales 417 kilómetros corresponden a ramales y 343 kilómetros a la red troncal. Actualmente cuenta con facilidades para atender el suministro de 48 municipios de los departamentos del Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Tolima y las térmicas Termovalle y Termoemcali. Su capacidad máxima de transporte es de 168 MPCD.

Gasoducto Cusiana Porvenir – La Belleza. Este gasoducto es de propiedad de TGI S.A. E.S.P. y tiene una longitud total de 222.98 Km. en tubería de 20 pulgadas de diámetro. La capacidad máxima del gasoducto es de 390 MPCD. Se localiza en los departamentos de Casanare, Boyacá y Santander pasando por los municipios de Tauramena, Monterrey, Sabanalarga, Paez, Miraflores, Zetaquirá, Ramiriquí, Jenesano, Boyacá, Ventaquemada, Samacá, Sáchica, Villa de Leiva, Santa Sofía, Monquirá, Puente Nacional, Albania, Jesús María, Florián y La Belleza. Tiene una longitud total de 222.98 Km. en tubería de 20 pulgadas de diámetro. La capacidad máxima del gasoducto es de 390 MPCD.

Actualmente es el principal centro de suministro de gas de la capital del país y de los ramales de Boyacá y Santander.

Gasoducto Morichal – Yopal. Este gasoducto se encuentra localizado en el departamento de Casanare, tiene una longitud de 13.2 kilómetros y 4" de diámetro. Atiende el suministro de Gas Natural domiciliario del municipio de Yopal, en el departamento del Casanare, con gas del Campo Morichal. Tiene una longitud de 14 Km y su tubería un diámetro de 4 pulgadas. Su capacidad total de transporte es de 4 MPCD.

3.2 Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR-

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en cumplimiento de sus funciones de vigilancia y control, además de ejercer un control directo sobre sus empresas vigiladas, cuenta con las Auditorías Externas de Gestión y Resultados, las cuales se encuentran reguladas por la Ley 142 de 1994 con el fin de evaluar la gestión de las empresas prestadoras de servicios públicos en los aspectos financieros, técnico/operativos y de calidad del servicio. Esta figura se encuentra definida en el artículo 51 de la ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6° de la Ley 689 de 2001.

A continuación se transcriben, algunos de los aspectos importantes mencionados por la Auditoría, con relación a los aspectos técnico- operativos de TGI durante su gestión en el año 2012.

“(…)

Gestión Técnica y Operativa

TGI con la operación y el mantenimiento directo de las 12 estaciones compresoras a partir de julio de 2012, incrementa su conocimiento y experiencia en el servicio del transporte de gas natural y puede prestar este servicio a otras empresas del sector y desarrollar otras líneas de negocio.

En el año 2012 los índices de cumplimiento del Plan Detallado de Trabajo de Mantenimiento de gasoductos (87%) y de compresoras (90%), la Disponibilidad de la Infraestructura (99,96%) y la Continuidad del Servicio de Transporte de gas de TGI (99,91%), estuvieron en niveles muy satisfactorios.

El índice de coordinación del transporte de gas de TGI, estuvo por encima del límite o meta establecida de 1,0, demostrando un óptimo proceso programación del transporte y asignación de las estaciones compresoras.

TGI mantiene la estabilidad de su sistema de transporte de gas natural por medio un adecuado seguimiento y monitoreo tanto de la presión de operación normal (presión de contrato) como la presión mínima aceptable, garantizando así la calidad del servicio a los agentes.

TGI cuenta con los procedimientos, equipos y herramientas necesarias para garantizar que el gas que transporta cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Las suspensiones del sistema de transporte de gas de TGI se redujeron en un 57%, pasando de 60 en el año 2011 a 26 año 2012. En el total horas de suspensión hubo una reducción de 67%, de 2.467 horas en el año 2011 a 823 en el año 2012.

“(…)”

4. ASPECTOS COMERCIALES Y TARIFARIOS

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.

Durante el 2012, el volumen de gas natural transportado por la empresa TGI representó el 52,64% del total de gas transportado por ductos en el país, lo que la ubica en el primer lugar de participación en el transporte nacional de gas natural, como se indica en la Tabla 1.

Tabla 6. Volúmenes de Gas Natural Transportados en 2012*

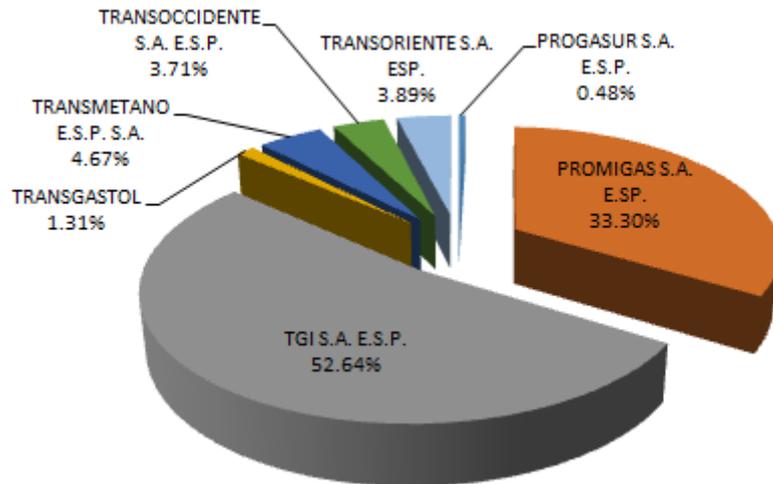
Transportador	MPC
TGI S.A. E.S.P.	186,333
PROMIGAS S.A. E.SP.	117,887
TRANSMETANO E.S.P. S.A.	16,536
TRANSORIENTE S.A. ESP.	13,777
TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	13,133
TRANGASTOL	4,654
PROGASUR S.A. E.S.P.	1,687

Fuente: SUI – Cálculos SSPD, * MPC millones de pies cúbicos

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

La zona de influencia de TGI es el centro, oriente y occidente del país y es allí donde se concentra la participación que tiene la empresa en el transporte nacional de gas natural.

Gráfica 2. Participación de las empresas Transportadoras de Gas Natural 2012 (Porcentaje de los Volumen Transportados)

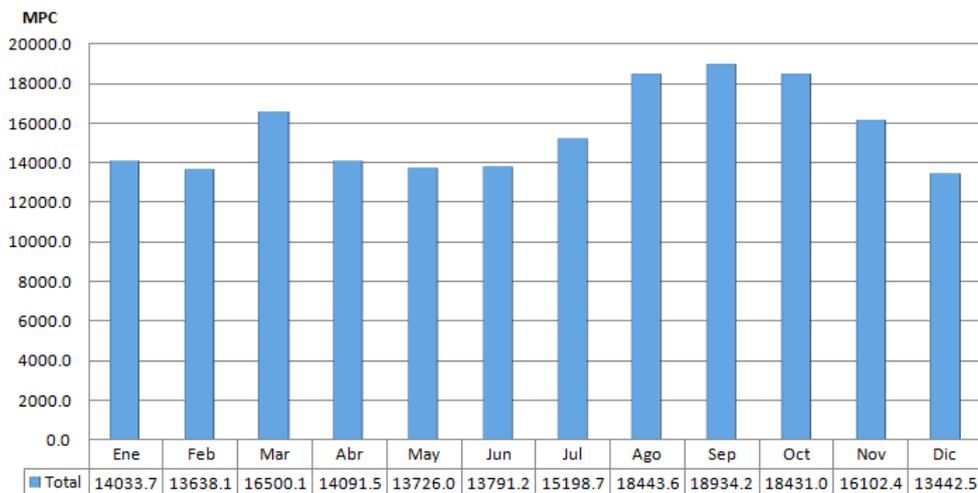


Fuente: SUI – Cálculos SSPD

De acuerdo con la información comercial reportada al SUI por la empresa, el comportamiento del volumen mensual transportado por TGI en 2012 es variable, oscilando entre los 13.400 y 18.940 MPC mensuales. El volumen transportado en 2012 con respecto al del 2011 fue ligeramente inferior en 0,5%.

En la siguiente gráfica se refleja el comportamiento de los volúmenes de gas transportados por TGI a lo largo del año 2012.

Gráfica 3. Volumen Transportado por TGI (Millones de Pies Cúbicos) 2012



Fuente: SUI – Cálculos SSPD

En cuanto a los costos del servicio de transporte de TGI, a continuación se exponen las parejas de cargos para el sistema de transporte de la empresa. (Resoluciones

CREG 110 de 2011 y 121 de 2012).

Tabla 7. Parejas de Cargos de Transporte Vigentes

% [1]		0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Gasoducto															
Cifras a diciembre 31 de 2009															
Barranca - Sebastopol	CF	-	13,393	26,786	33,482	40,178	46,875	53,571	56,919	60,268	61,607	62,946	64,286	65,625	66,964
	CV	0,486	0,389	0,292	0,243	0,194	0,146	0,097	0,073	0,049	0,039	0,029	0,019	0,010	-
Sebastopol - Vasconia	CF	-	5,530	11,061	13,826	16,591	19,356	22,121	23,504	24,886	25,439	25,992	26,545	27,098	27,651
	CV	0,271	0,217	0,162	0,135	0,108	0,081	0,054	0,041	0,027	0,022	0,016	0,011	0,005	-
Vasconia - Mariquita	CF	-	12,758	25,516	31,895	38,273	44,652	51,031	54,221	57,410	58,686	59,962	61,238	62,513	63,789
	CV	0,308	0,247	0,185	0,154	0,123	0,093	0,062	0,046	0,031	0,025	0,019	0,012	0,006	-
Mariquita - Gualanday	CF	-	46,260	92,519	115,649	138,779	161,909	185,038	196,603	208,168	212,794	217,420	222,046	226,672	231,298
	CV	0,774	0,619	0,464	0,387	0,309	0,232	0,155	0,116	0,077	0,062	0,046	0,031	0,015	-
Gualanday - Neiva	CF	-	85,840	171,681	214,601	257,521	300,441	343,361	364,821	386,281	394,865	403,449	412,034	420,618	429,202
	CV	1,505	1,204	0,903	0,753	0,602	0,452	0,301	0,226	0,151	0,120	0,090	0,060	0,030	-
Montañuelo - Gualanday	CF	-	1,718,961	3,437,921	4,297,401	5,156,882	6,016,362	6,875,842	7,305,582	7,735,323	7,907,219	8,079,115	8,251,011	8,422,907	8,594,803
	CV	27,126	21,701	16,275	13,563	10,850	8,138	5,425	4,069	2,713	2,170	1,628	1,085	0,543	-
Vasconia - La Belleza	CF	-	19,473	38,947	48,683	58,420	68,157	77,893	82,762	87,630	89,577	91,525	93,472	95,419	97,367
	CV	0,465	0,372	0,279	0,232	0,186	0,139	0,093	0,070	0,046	0,037	0,028	0,019	0,009	-
La Belleza - Cagua	CF	-	11,044	22,088	27,610	33,132	38,654	44,176	46,937	49,698	50,802	51,906	53,011	54,115	55,220
	CV	0,242	0,194	0,145	0,121	0,097	0,073	0,048	0,036	0,024	0,019	0,015	0,010	0,005	-
Cusiana - Apiay	CF	-	38,316	76,632	95,790	114,947	134,105	153,263	162,842	172,421	176,253	180,084	183,916	187,748	191,579
	CV	0,625	0,500	0,375	0,313	0,250	0,188	0,125	0,094	0,063	0,050	0,038	0,025	0,013	-
Apiay - Usme	CF	-	26,638	53,276	66,595	79,914	93,233	106,552	113,211	119,871	122,535	125,199	127,862	130,526	133,190
	CV	0,419	0,335	0,251	0,209	0,167	0,126	0,084	0,063	0,042	0,033	0,025	0,017	0,008	-
Apiay - Villavicencio - Ocoa	CF	-	16,229	32,457	40,571	48,686	56,800	64,914	68,971	73,029	74,651	76,274	77,897	79,520	81,143
	CV	0,278	0,222	0,167	0,139	0,111	0,083	0,056	0,042	0,028	0,022	0,017	0,011	0,006	-
El Porvenir - La Belleza	CF	-	28,874	57,749	72,186	86,623	101,061	115,498	122,717	129,935	132,823	135,710	138,598	141,485	144,372
	CV	0,644	0,515	0,386	0,322	0,258	0,193	0,129	0,097	0,064	0,052	0,039	0,026	0,013	-
Cusiana - El Porvenir	CF	-	3,871	7,743	9,678	11,614	13,550	15,485	16,453	17,421	17,808	18,195	18,582	18,970	19,357
	CV	0,085	0,068	0,051	0,043	0,034	0,026	0,017	0,013	0,009	0,007	0,005	0,003	0,002	-
Gasoducto de La Sabana	CF	-	18,664	37,327	46,659	55,991	65,323	74,655	79,321	83,987	85,853	87,719	89,586	91,452	93,319
	CV	0,392	0,314	0,235	0,196	0,157	0,118	0,078	0,059	0,039	0,031	0,024	0,016	0,008	-
Morichal - Yopal	CF	-	6,915	13,830	17,287	20,744	24,202	27,659	29,388	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	-	47,513	95,027	118,783	142,540	166,297	190,053	201,932	213,810	218,561	223,313	228,064	232,815	237,567
	CV	1,193	0,954	0,716	0,596	0,477	0,358	0,239	0,179	0,119	0,095	0,072	0,048	0,024	-
Mariquita - Pereira	CF	-	27,153	54,307	67,883	81,460	95,037	108,613	115,401	122,190	124,905	127,620	130,336	133,051	135,766
	CV	0,713	0,570	0,428	0,356	0,285	0,214	0,143	0,107	0,071	0,057	0,043	0,029	0,014	-
Pereira - Armenia	CF	-	9,542	19,084	23,855	28,626	33,397	38,168	40,553	42,939	43,893	44,847	45,801	46,755	47,710
	CV	0,266	0,213	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	-	21,931	43,863	54,828	65,794	76,760	87,725	93,208	98,691	100,884	103,077	105,271	107,464	109,657
	CV	0,640	0,512	0,384	0,320	0,256	0,192	0,128	0,096	0,064	0,051	0,038	0,026	0,013	-
Gasoducto Boyacá - Santander	CF	-	35,556	71,112	88,890	106,668	124,445	142,223	151,112	160,001	163,557	167,112	170,668	174,224	177,779
	CV	0,782	0,625	0,469	0,391	0,313	0,235	0,156	0,117	0,078	0,063	0,047	0,031	0,016	-
Estampilla ramales [2]	CF	-	4,621	9,242	11,552	13,862	16,173	18,483	19,638	20,793	21,256	21,718	22,180	22,642	23,104
	CV	0,106	0,085	0,063	0,053	0,042	0,032	0,021	0,016	0,011	0,008	0,006	0,004	0,002	-

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

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

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

[2] 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: CREG, resoluciones CREG 110 de 2011 y 121 de 2012

Tabla 8. Cargos Fijos de AOM

Gasoductos	C.F. AOM (Cifras a diciembre 31 de 2009)
Barranca - Sebastopol	96.724
Sebastopol - Vasconia	28.128
Vasconia - Mariquita	73.340
Mariquita - Gualanday	182.163
Gualanday - Neiva	428.979
Montañuelo - Gualanday	11.092.119
Vasconia - La Belleza	52.178
La Belleza - Cogua	36.640
Cusiana - Apiay	164.209
Apiay - Usme	231.506
Apiay - Villavicencio - Ocoa	68.819
El Porvenir - La Belleza	118.132
Cusiana - El Porvenir	8.108
Gasoducto de La Sabana	130.687
Morichal - Yopal	71.036
Ballena - Barrancabermeja	408.209
Mariquita - Pereira	248.791
Pereira - Armenia	84.924
Armenia - Cali	189.025
Gasoducto Boyacá - Santander	250.545
Estampilla ramales [1]	27.755

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: CREG, resoluciones CREG 110 de 2011 y 121 de 2012

Realizando un análisis comparativo de 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 4 y 5. 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 9. 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: Cálculos SSPD

Tabla 10. 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: Cálculos SSPD

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 11. Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	70%	70%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5	3,7	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	20	39,5	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	4	16,6	No cumple
Razón Corriente – Veces	2	3,4	Cumple

Fuente: SUI

TGI no cumple con los referentes de rotación de cuentas por cobrar, cuentas por pagar y cobertura de intereses, de acuerdo con la Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004.

Aunque los resultados de rotaciones por cobrar y por pagar no cumplen con el referente establecido para el año 2012, es importante anotar que estas se encuentran dentro de los periodos comercialmente aceptables.

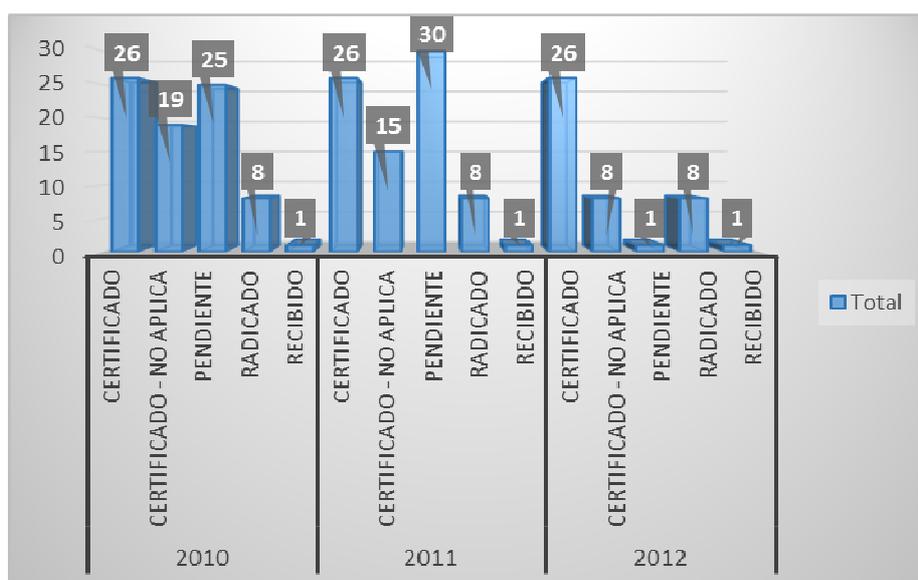
La cobertura de intereses es el indicador más débil de los cinco analizados, dado que la empresa cuenta con un alto apalancamiento crediticio, por lo que es importante fortalecer el resultado aún más, con el fin de brindar una mayor seguridad en el cubrimiento de intereses producto de su endeudamiento.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se describen los diferentes estados de cargue de los formatos a cargo de los prestadores:

- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Indica que el prestador cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Indica que el prestador certificó la información cargada.
- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Indica que el prestador certificó el formato sin información por cuanto éste no le aplica, o cuando efectuó el cargue de un formato cuyo contenido es un anexo en PDF.
- **PENDIENTE:** Indica que el prestador no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Indica que el prestador certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido y que se encuentra listo para validarse.

Gráfico 4. Estado de cargue al SUI 2010-2012



Fuente: SUI

De acuerdo al análisis del estado de cargue al SUI, para el año 2012 la empresa presenta un porcentaje de incumplimiento del 4,55% equivalente a 2 formatos pendientes.

Así mismo se halla que el porcentaje de certificados como “No Aplica” para el año 2012 es del 18,18% lo que corresponde a 8 formatos.

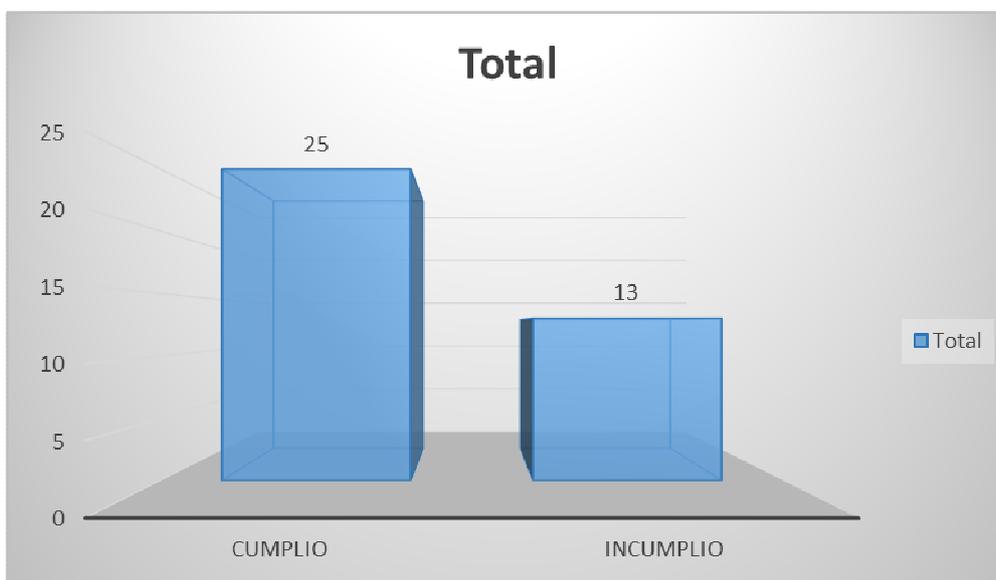
Tabla 12. Formatos Certificados como “No Aplica” para el año 2012

NOMBRE_FORMATO
CONCEPTOS FLUJO DE CAJA GAS RES 2395
CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
NOVEDADES PDF GAS NATURAL
ORGANIGRAMA PDF GAS NATURAL
VIABILIDAD FINANCIERA PDF GAS NATURAL
ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF GAS NATURAL
CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO GAS PDF NATURAL

Fuente: SUI

Como se puede observar en la tabla anterior, la empresa certificó en total 8 formatos como “No Aplica”, correspondiente a los tópicos financieros y de auditoría los cuales son aplicables a todas las empresas independientemente de su actividad.

Gráfico 5. Porcentaje de Oportunidad del cargue SUI 2012



Fuente: SUI

Como se indica en el Gráfico 5, la empresa tiene un porcentaje de cumplimiento de 66% equivalentes a 125 formatos cargados y un porcentaje de incumplimiento en la oportunidad del 34% correspondiente a 13 formatos cargados por fuera de la fecha límite de cargue.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2012 no se llevó a cabo acciones desde el punto de vista financiero, al no presentarse alertas que lo ameritarán, con relación a los resultados dados a cierre de 2011.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas, no realizó visitas de verificación de aspectos técnico-operativos y de seguridad al sistema de transporte de gas natural de propiedad de TGI S.A E.S.P.

En los aspectos comerciales, las acciones de la Dirección Técnica de Gas se encaminaron a vigilar el cumplimiento de la normatividad vigente, así como el reporte de información en el SUI en atención a las Circulares Conjuntas SSPD-CREG 006 de 2003 y 003 de 2005. No se adelantaron acciones de verificación de la aplicación de los cargos de transporte.

Al revisar el cumplimiento de reporte de información al SUI del año 2012, se encontró que la prestadora no había enviado los soportes necesarios para reportar la información relacionada con los proyectos de inversión, sin embargo no se han realizado requerimientos relacionados con el cargue SUI.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados presentados por el Auditor externo en cuanto a los referentes de gestión difieren a los calculados por la Superintendencia, específicamente en la rotación de cuentas por cobrar, por pagar, margen operacional y cobertura de intereses.

La situación de la empresa presenta condiciones que le permiten generar una continuidad en el largo plazo. Sin embargo se realizará en el segundo semestre del año un monitoreo sobre el endeudamiento en cuanto al correcto servicio de la deuda, teniendo en cuenta aquellas alteraciones que surjan con la fluctuación del dólar que puedan incrementar los recursos que se deban pagar por parte del prestador.

A partir del análisis por parte del Auditor Externo de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, no se evidencia la existencia de riesgos significativos 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.

En el aspecto técnico se recomienda realizar visitas de re-seguimiento periódicamente a la infraestructura de transporte así como de las estaciones compresoras, con el fin de verificar en campo el estado de las mismas, al igual que realizar un seguimiento a sus cronogramas de mantenimiento de los tramos que actualmente opera TGI.

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.

TGI tuvo una participación del 52,64% en el total del gas natural transportado por ductos durante 2012. Esta participación lo ubica en el primer lugar de las siete transportadoras para las cuales se tiene información comercial del año de análisis.

La reducción de los cargos de transporte en algunos de los tramos del sistema de gasoductos, beneficiará a los usuarios de los mercados que utilicen dichos tramos, al reflejarse en menores tarifas de transporte.

No se observan alertas que requieran acciones de tipo tarifario particulares frente a la Empresa.

En lo referente al reporte y calidad de información, TGI registra un incumplimiento en la certificación de 10 formatos, por lo cual la empresa debe tomar a la mayor brevedad las medidas que sean necesarias para superar la situación descrita.

De igual forma es recomendable solicitar y evaluar las razones por las cuales la empresa ha cargado formatos del tópico financiero como "No Aplica", pues como se señaló previamente, dichos formatos son aplicables a todos los agentes independientemente de la actividad que ejerzan.

Así mismo, como trabajo posterior se recomienda ajustar los actos administrativos referentes a cargue de información con el fin de limitar la certificación de información como "No Aplica" para ciertos formatos cuando se carece de información para el periodo correspondiente, de manera que se registre como cero (0) o se establezca un nuevo estado que permita diferenciar estos casos.