

FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN

MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN (MBA)

REPORTES FINANCIEROS

BURKENROAD LATINOAMÉRICA (COLOMBIA)



ANALISTA

PEDRO ALEXANDER TORRES PERILLA

TUTOR

JOSE MARIA DEL CASTILLO

JULIO 30 DE 2004

TABLA DE CONTENIDO

1. ANÁLISIS ESTRATÉGICO DEL SECTOR DE GAS PARA COMPAÑÍAS TRANSPORTADORAS.	2
1.1 ENTIDADES REGULADORAS	2
1.1.1 CREG	2
1.1.2 SSPD (SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS)	2
1.1.3 UPME (UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA)	2
1.2 ENTRADA POTENCIAL DE EMPRESAS	2
1.2.1 BARRERAS DE ENTRADA	3
1.2.2 ECONOMÍAS DE ESCALA	3
1.2.3 FUENTES DE LA VENTAJA DEL TITULAR.	3
1.3 PRODUCTOS SUSTITUTOS	5
1.4 PODER DEL COMPRADOR	7
1.5 PODER DEL PROVEEDOR.	10
1.6 COMPETENCIA	11
1.7 HOMOGENEIDAD.	11
1.8 CONDICIONES CAMBIANTES DE LA OFERTA Y LA DEMANDA.	12
1.9 PROBLEMÁTICA ACTUAL DEL SECTOR GASIFERO.	14
1.10 COMENTARIOS SOBRE ALGUNAS DECISIONES RECIENTES DE POLÍTICA.	16
1.11 PROYECCIONES DEL SECTOR.	18
2 TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A.	20
2.1 DATOS BÁSICOS	20
2.2 RESUMEN EMPRESARIAL	21
2.3 HISTORIA DE TRANSMETANO	21
2.3 INFRAESTRUCTURA	22
2.5 IMPACTO SOCIAL	24
2.6 RESUMEN ADMINISTRATIVO	25
2.7 PRODUCTOS	26
3. ANÁLISIS DE RIESGOS	30
4. PLAN FINANCIERO	31
4.1 SUPUESTOS GENERALES Y CONSTRUCCIÓN DE PROYECCIONES	31
4.2 SUPUESTOS DE PROYECCIÓN TRANSMETANO	33
4.3 VALORACIÓN DEL PATRIMONIO	35
4.4 INDICADORES FINANCIEROS	37
4.5 RESULTADOS DE LA VALORACION.	38
4.6 PERDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADAS	39

4.7 BALANCE GENERAL	39
5. PROMIGAS S.A. E.S.P.	40
5.1 DATOS BÁSICOS	40
5.2 RESUMEN EMPRESARIAL	42
5.2.1 HISTORIA DE PROMIGAS	42
5.2.2 INFRAESTRUCTURA DE LA COMPAÑÍA	42
5.2.2 GESTION ESTRATÉGICA.	44
5.2.3 ESTRATEGIA CORPORATIVA CADENA DE VALOR	44
5.2.5 FILOSOFIA CORPORTIVA	45
5.2.6 GESTIÓN SOCIAL	46
5.2.7 CERTIFICACIÓN ISO	46
5.2.8 PROMIGAS EN MERCADOS INTERNACIONALES Y PROYECTOS DE INVERSION	47
5.2.9 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	48
6. CLIENTES Y MERCADOS	49
6.1 CONOCIMIENTO DEL CLIENTE Y DEL MERCADO	49
6.2 SERVICIOS Y PRODUCTOS	50
6.3 SECTORES BENEFICIADOS.	52
6.4 USOS INDUSTRIALES.	52
7. PLAN FINANCIERO	55
7.1 SUPUESTOS GENERALES Y CONSTRUCCIÓN DE PROYECCIONES	55
7.2 SUPUESTOS DE PROYECCIÓN PROMIGAS	58
7.3 VALORACIÓN DEL PATRIMONIO	61
7.4 INDICADORES FINANCIEROS	62
7.5 RESULTADOS DE LA VALORACION	64
7.6 PERDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADAS	64
7.7 BALANCE GENERAL	64

1. ANÁLISIS ESTRATÉGICO DEL SECTOR DE GAS PARA COMPAÑÍAS TRANSPORTADORAS.

1.1 ENTIDADES REGULADORAS

1.1.1 CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- es una entidad independiente, de carácter técnico, que regula con el objeto de generar y mantener condiciones adecuadas para la prestación continua de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible; para así promover el desarrollo sostenido de estos sectores¹.

1.1.2 SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios)²

Es un organismo de carácter técnico. Creado por la Constitución de 1.991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

1.1.3 UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética)³

La función principal de este organismo es obtener información y procesarla, para ser utilizada en la planeación, la fijación de políticas y la toma de decisiones acertadas, garantizando el desarrollo de los sectores de minas y energía de Colombia. Dentro de sus principales funciones esta:

- Establecer los requerimientos energéticos de la población.
- Elaborar el Plan energético Nacional y Plan de expansión.
- Registrar proyectos de Generación y Transmisión.
- Elaborar balance energético.

1.2 ENTRADA POTENCIAL DE EMPRESAS

1.2.1 Barreras de entrada

¹ www.creg.gov.co

² <http://www.superservicios.gov.co>

³ www.upme.gov.co

Especificidad de los activos.

Buena parte de los activos fijos de las compañías del sector tienen una gran especificidad, con esto se quiere dejar claro que los activos no pueden ser usados en fines diferentes para lo que fueron diseñados, igualmente la infraestructura utilizada por estas compañías esta en su mayoría ubicada bajo tierra, lo que implicaría en caso de querer ser usada para fines diferentes, al desenterrarla se incurriría en un alto costo. El componente geográfico o capacidad de mover dichos activos para utilizarlos en otro lugar es nulo, por razones económicas no es posible efectuar ningún tipo de movilización, lo que implica a su vez grandes barreras de salida.

Entre los activos fijos específicos más representativos para estas compañías encontramos:

- Gasoductos
- Estaciones receptoras
- Maquinaria y equipo.

1.2.2 Economías de escala

Para iniciar un proyecto o una empresa de esta naturaleza es necesario tener una masa de clientes potenciales muy alta y un brazo financiero muy grande. A partir de del momento que se conozca la masa crítica de clientes, se evalúa si es viable o no la instalación de un gasoducto. Sus costos fijos, de hacerse viable el proyecto, se diluyen gracias al efecto de las economías de escala. Igualmente se requiere una escala de eficiencia mínima a fin de que el proyecto tenga una viabilidad sostenible. Por tal motivo esta industria presenta unas economías de escala muy grandes y difíciles de conseguir para nuevos competidores.

Para lograr dichos volúmenes se requiere un alto volumen de usuarios, el cual en la actualidad es grande pero no demasiado para lograr las economías de escala planeadas y necesarias, es por ello que muchos participantes de este mercado le han solicitado al gobierno que una de las maneras mas rápidas de fomentar el consumo seria una disminución en las tarifas vía subsidio.

Otra de las ventajas de las economías de escala, es la oportunidad de especializar cada vez más la mano de obra. Este conocimiento acumulado permite que el personal de las empresas que integran el sector este altamente calificado, lo que a su vez redundo en una planta de personal baja debido a que muy pocas personas pueden atender las demandas de sus clientes debido al mismo grado de especialización.

1.2.3 Fuentes de la ventaja del titular.

Las nuevas empresas que deseen entrar, están en desventaja respecto a los titulares de la industria, debido a la existencia de:

- Áreas de servicio exclusivo de gas natural. En estas áreas que abarcan una gran masa poblacional de Colombia ya existe una troncal integrada por varios gasoductos que la surten, la empresa a cargo de esta troncal es Ecogas, y su cubrimiento es bastante amplio.

A pesar de la importancia estratégica de Ecogas, en este momento existe una recomendación del gobierno para que esta empresa sea vendida al sector privado. Dentro de los compradores potenciales se encuentra Promigas S.A. ESP debido a su conocimiento del negocio, sin embargo los analistas consideran que esta compañía no tiene el brazo financiero suficiente para realizar dicha adquisición, a pesar de que podría ser tenida en cuenta como un socio estratégico para un tercer comprador. La posibilidad de venta de Ecogas por parte del gobierno nacional traería consigo nuevos dueños al sistema actual sin que agregase competidores a esta industria.

- Además de Ecogas, existen otras zonas del país en las cuales hacen presencia otros gasoductos, estos gasoductos trabajan la estrategia de nicho a fin de atender mercados muy específicos. Ver Mapa de Gasoductos. Estos gasoductos atienden zonas pobladas de la geografía nacional que no habían sido cubiertas por ECOPETROL antes de entregar sus gasoductos a Ecogas, esto dificulta aun más la entrada de nuevos competidores.
- En la geografía nacional no hay región con potencial de masificación que no pueda ser abastecida por los gasoductos actuales. Sin embargo la posibilidad de nuevos hallazgos gasíferos abre una serie de oportunidades para compañías que estén interesadas en conectar estos nuevos hallazgos a las principales redes de transporte.
- La región cubierta por las transportadoras actuales ha experimentado un aumento en servicios y redes que dificulta aun más la llegada de nuevos competidores.
- Las empresas Colombianas pertenecientes a este sector tienen varios años de experiencia a nivel local.



Base R00442 9-85

1.3 PRODUCTOS SUSTITUTOS

Principales usos del gas natural en Colombia.

El gas natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre. Sus principales usos por sector son los siguientes⁴:

Sector	Usos
Industrial	- Refinerías de petróleo
	- Industria del vidrio
	- Minas de ferroniquel
	- Industria alimenticia
	- Hierro y acero
	- Urea
Petroquímico	- Alcoholes
	- MTBE
	- Etileno
	- ETC
Termoeléctrico	Turbogeneradores
	- Calderas (turbinas a vapor)
	- Plantas de ciclo combinado
	- Cocinas
	- Secadoras de ropa
Doméstico y comercial	- Refrigeración y acondicionamiento de aire
	- GNV - Gas Natural Vehicular comprimido en reemplazo de gasolina motor.
Transporte	- Pulpa y papel
	- Industria del cemento
	- Cerámica
	- Industria textil
	- Nitrato de amonio
	- Aldehídos
- Acetileno	
Petroquímico	- Polietileno
	- Plantas de ciclo "STIG"
	- Plantas de cogeneración
	- Plantas de trigeneración
Termoeléctrico	Calentadores de agua
	- Calefacción
Doméstico y comercial	Restaurantes
	- Hoteles

El uso del gas natural como combustible en los anteriores sectores, sustituye otros energéticos como: electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el de transporte.

Estos Sustitutos del gas natural presentan ciertas Desventajas frente del gas natural.

Electricidad: tiene limitaciones de oferta del recurso hídrico

Fuel oil: es exportado y genera divisas.

Crudo de Castilla: causa contaminación y debe por regulaciones del gobierno salir de

⁴ <http://www.naturgas.com.co/>

circulación.

Gasolina: es importada y por lo tanto implica salida de capitales al exterior. La eliminación de subsidios por parte del gobierno ha incrementado el precio de este producto.

Leña: Conlleva a la deforestación y su uso es muy poco en las zonas de afluencia de las compañías de comercialización de gas.

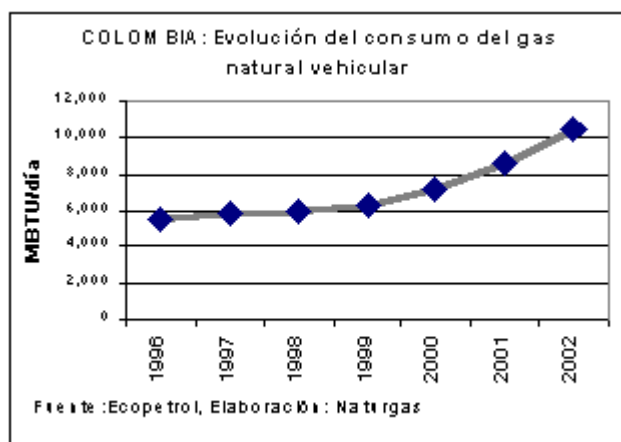
Cocinol: Es peligroso y altamente contaminante

Carbón: Es contaminante y su obtención se dificulta en muchas regiones del país.

ACPM: Es exportado y en el corto plazo los subsidios serán eliminados lo que incrementara su precio.

En el sector industrial se observa una alta elasticidad precio de la demanda. Dado que buena parte de los equipos pueden funcionar con más de un combustible, un incremento en el precio puede ocasionar una sustitución. El GLP (Gas Licuado del Petróleo) y el Fuel Oil por ejemplo, pueden usarse como combustibles en hornos, secadoras y calderas que funcionan también con gas natural. Cualquier problema de abastecimiento por parte de las transportadoras de gas origina la pérdida de volúmenes de compra por parte de los usuarios en periodos largos de tiempo.

Respecto al sector de transporte, existe un plan muy agresivo para convertir motores de gasolina y diesel a gas natural. Dado que el precio del gas es inferior, es posible cubrir sin mayor dificultad los costos de la conversión, sobre todo cuando se trata de vehículos de transporte público. Sin embargo, la sensibilidad al precio es muy alta, por lo que existe el riesgo de que un aumento de precios provoque una sustitución por el combustible anterior. Sin embargo las políticas de eliminación de subsidios a la gasolina y el desmonte gradual al ACPM hace mucho más interesante la opción de Gas Natural Vehicular. Ver grafico (Evolución del consumo de gas natural vehicular)



1.4 PODER DEL COMPRADOR

Las empresas que se surten del gas que transportan las compañías que hacen parte de este estudio, tienen muy poco poder de negociación, debido a que estas compañías son pocas y a la vez las únicas que proveen este servicio en el territorio nacional y en las zonas antes mencionadas.

Del mismo modo la cadena gasifera ha realizado alianzas entre todos sus miembros, para que a través de las tarifas se fomente el consumo, esto se ha logrado vía reducciones en los precios propuestos por la CREG.

Es importante anotar que una compañía que se dedica a transportar gas no puede tener más del 25% de propiedad de una compañía distribuidora⁵. Así mismo los compradores se encuentran protegidos por los márgenes regulatorios de la CREG y de la SSPD lo que les ha permitido acceder a determinada protección en caso de alguna arbitrariedad por parte de estas compañías. Las compañías que se surten de las empresas transportistas son las siguientes:

Compañías Comercializadoras de Gas⁶

Nombre	Ciudad	Área Exclusiva
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)	No
Gases Del Quindío S.A E.S.P	Armenia	Si
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.	Barrancabermeja	No
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Barranquilla	No
Gases De Antioquia S.A. E.S.P.	Bello-	N/A
Gas Natural S.A E.S.P	Antioquia	No
Dinagas S.A E.S.P	Bogota	N/A
Fideicomiso Fidugan	Bogotá	N/A
Termoeléctrica Las Flores	Bogotá	N/A
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	No
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	Bucaramanga	No
Termoemcali I S.C.A. E.S.P	Cali	N/A
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Cartagena	No
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	Chía	Si
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	Cúcuta	No
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	Floridablanca	No
Alcanos De Colombia Área Exclusiva Centro Y Tolima	Ibagué	Si
Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.	Manizales	Si
Isagen S.A. E.S.P.	Medellín	N/A
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	Medellín	No
Merilectrica S.A. Y C.I.A. S.C.A. E.S.P.	Medellín	N/A
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Neiva	No

⁵ www.creg.gov.co

⁶ Ibid.

<u>Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.</u>	Palmira Valle Pereira	No
<u>Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.</u>	Risaralda Riohacha	Si
<u>Gases De La Guajira S.A. E.S.P.</u>	Guajira	No
<u>Empresa De Gases De Occidente S.A. E.S.P.</u>	Santiago De Cali	No
<u>Gases Del Llano S.A. E.S.P.</u>	Villavicencio Yopal	No
<u>Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.</u>	Casanare	No

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Compañías Distribuidoras de Gas Natural⁷

<u>Nombre</u>	<u>Ciudad</u>	<u>Área Exclui va</u>
<u>Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.</u>	<u>Neiva</u>	<u>No</u>
<u>Empresa De Gases De Occidente S.A. E.S.P.</u>	<u>Santiago De Cali</u>	<u>No</u>
<u>Empresas Publicas De Medellín E.S.P.</u>	<u>Medellín</u>	<u>No</u>
<u>Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.</u>	<u>Pereira Risaralda</u>	<u>Si</u>
<u>Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.</u>	<u>Chía</u>	<u>Si</u>
<u>Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.</u>	<u>Bucaramanga</u>	<u>No</u>
<u>Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.</u>	<u>Manizales</u>	<u>Si</u>
<u>Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.</u>	<u>Bucaramanga</u>	<u>No</u>
<u>Gas Natural S.A E.S.P</u>	<u>Bogota</u>	<u>No</u>
<u>Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.</u>	<u>Barrancabermeja</u>	<u>No</u>
<u>Gases De La Guajira S.A. E.S.P.</u>	<u>Riohacha Guajira</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Caribe S.A. E.S.P.</u>	<u>Barranquilla</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Cusiana S.A. E.S.P</u>	<u>Yopal Casanare</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Llano S.A. E.S.P.</u>	<u>Villavicencio</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.</u>	<u>Palmira Valle</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Oriente S.A. E.S.P.</u>	<u>Cúcuta</u>	<u>No</u>
<u>Gases Del Quindío S.A E.S.P</u>	<u>Armenia</u>	<u>Si</u>
<u>Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.</u>	<u>Acacias (Meta)</u>	<u>No</u>
<u>Metrogas De Colombia S.A. E.S.P</u>	<u>Floridablanca</u>	<u>No</u>
<u>Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P</u>	<u>Cartagena</u>	<u>No</u>

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

⁷ www.Creg.gov.co

1.5 PODER DEL PROVEEDOR.

Los compradores con poder pueden obtener utilidades presionando al proveedor para que bajen los precios de sus productos o servicios. De la misma forma, los proveedores con poder pueden obtener utilidades al incrementar los costos de sus productos o servicios a los compradores.

En nuestro caso el poder del proveedor es bajo debido al papel que juega Transmetano dentro de la cadena, Transmetano no tiene que ver con los proveedores de gas como la BP o ECOPETROL. Sus principales proveedores son los proveedores de maquinaria y equipo. Dado estas circunstancias y el volumen tan alto de proveedores, Transmetano tiene acceso a un sin numero de alternativas al momento de acceder a algún producto lo que le da un nivel de negociación alto.

Proveedores de Gas en Colombia.

El número disponible de proveedores es bajo para los mismos bienes o servicios, por tal motivo el poder de negociación de las compañías comercializadoras frente a sus proveedores es bajo. Sin embargo es importante recordar que este sector es altamente regulado así que las compañías proveedoras tienen que regirse a las normas establecidas por la ley⁸.

Compañías productoras de Gas Natural		
Nombre	Sigla	Ciudad
B.P. Exploration Co. (Colombia) Ltd.		Bogota
B.P. Gas Colombia E.S.P.		Bogota
Chevron Texaco Petroleum Company	TEXACO	Bogota
Empresa Colombiana De Petróleos	ECOPETROL	Bogota
Hocol S.A		Bogotá
Mercantil Colombia Oil And Gas	MCOG	Bogota
Petrobras Colombia Limited	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Bogota
Shell Exploradora Y Productora De Colombia B.V		Bogota

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

⁸ www.creg.gov.co

1.6 COMPETENCIA

El número total de compañías que integran el sector de transportadores de gas natural son 8. Todas estas compañías generan un alto nivel de cooperación, debido en gran parte a que casi todas tienen inversiones permanentes en cada una de ellas. Es decir que muchas de ellas hacen parte del componente accionario de otras dentro del sector.

Numero de competidores dentro del concepto de Transportadoras.

Nombre	Sigla	Ciudad
Empresa Colombiana De Gas Gasoducto Del Tolima. S.A. E.S.P.	ECOGAS	Bucaramanga
Promigas S.A. E.S.P. Promotora De Gases Del Sur E.S.P.	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Ibagué Tolima Barranquilla
Sociedad Transportadora De Gas Del Oriente S.A. Esp	PROGASUR	Neiva
Transoccidente S.A E.S.P. Transportadora Colombiana De Gas S.A. E.S.P.	TRANSORIENTE S.A. E.S.P. TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	Bucaramanga
Transportadora De Metano Esp. S.A.	TRANSCOGAS S.A. TRANSMETANO E.S.P S.A.	Cali Santafe De Bogota D.C. Medellín

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Adicional a esto, las compañías transportadoras enfrentan competencia directa de otros proveedores de soluciones energéticas, sin embargo el precio de estos servicios ha sido la ventaja competitiva de las compañías del sector gasífero.

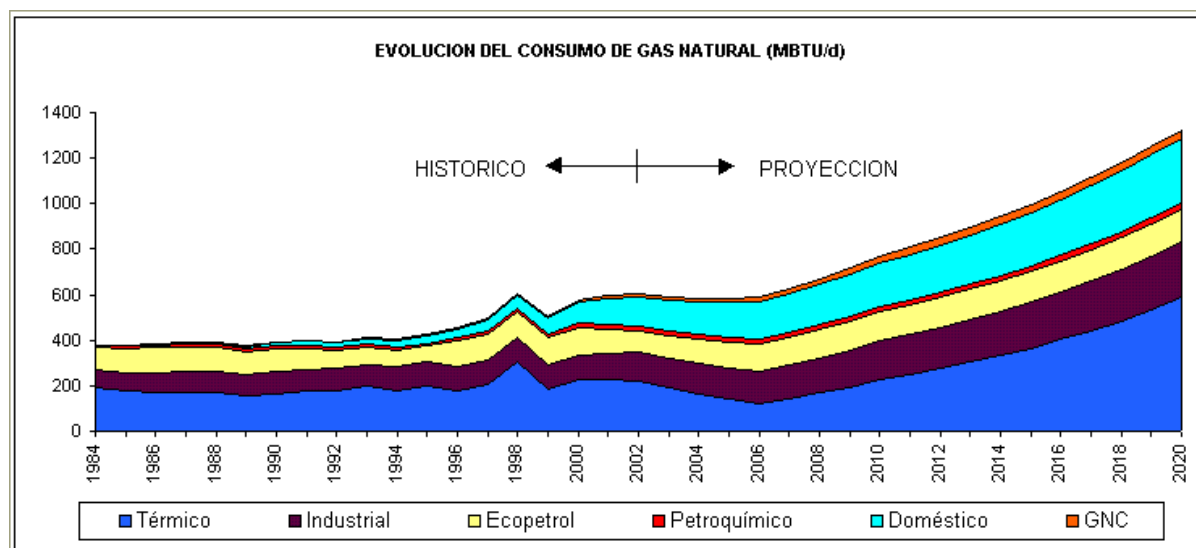
1.7 HOMOGENEIDAD.

Los niveles de homogeneidad en la industria son muy elevados como consecuencia de la alta regulación que este sector presenta. Igualmente dentro de este marco regulatorio las compañías deben tener determinados comportamientos en temas relacionados con calidad, seguridad, precios y políticas de propiedad entre otros, en muchos casos lo que les impide ser autónomas en muchas de sus decisiones. A pesar de la regulación, este sector es de los más dinámicos y rentables del país.

Para el caso de Antioquia y la Costa Atlántica se encuentran altos niveles de coordinación entre todos los miembros, como consecuencia de un acuerdo al que han llegado entre los miembros, “promoción del consumo”, uno de los puntos dentro de este macroacuerdo es la reducción de tarifas para que el usuario se vea estimulado a usar este producto, el mecanismo utilizado ha sido la reducción en las tarifas.

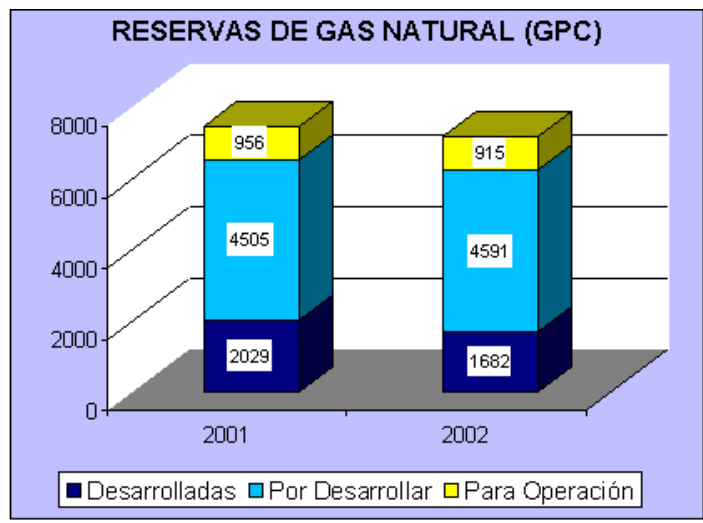
1.8 CONDICIONES CAMBIANTES DE LA OFERTA Y LA DEMANDA.

En la actualidad existen reservas probadas hasta el 2010⁹, lo cual asegura el suministro a los diversos sectores que utilizan esta clase de combustible en sus actividades diarias. La demanda de este combustible es alta en la medida que muchas zonas del país aun no tienen una cobertura total. Los yacimientos mas importantes y que sustentan las reservas son la Guajira (Ballenas) y Cusiana. A partir del 2010 se requerirá producción incremental proveniente del desarrollo de reservas probables, en la medida que estas se confirmen, o de nuevos descubrimientos o, eventualmente, de importaciones de Venezuela.

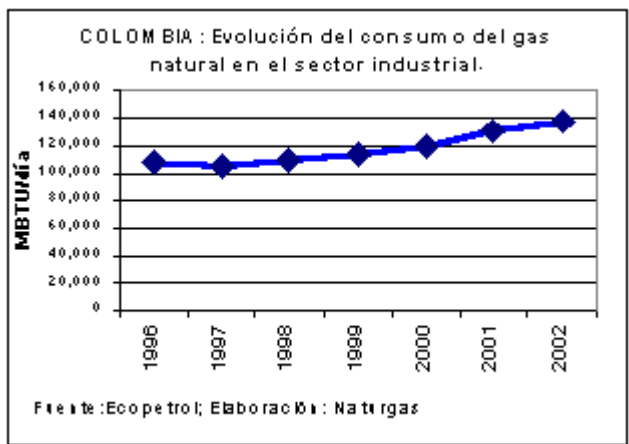
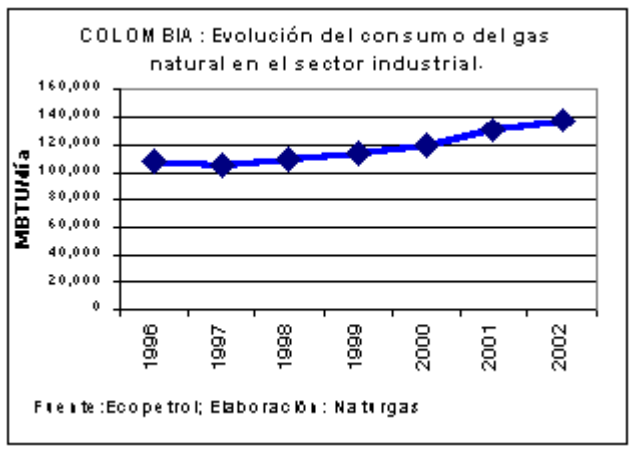


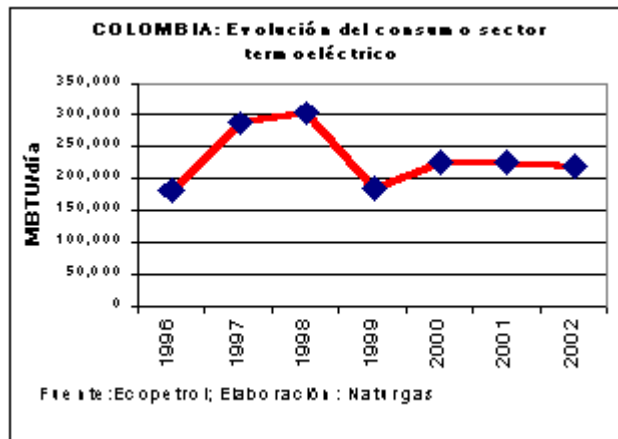
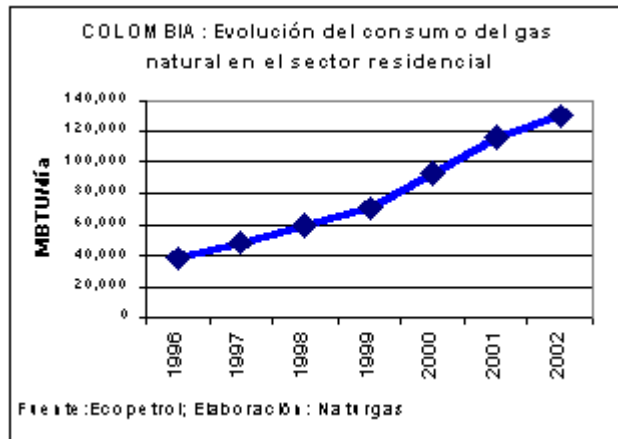
Fuente: NATURGAS

⁹ www.upme.gov.co



Fuente: Clasificación de Ecopetrol. Elaboración Naturgas





1.9 PROBLEMÁTICA ACTUAL DEL SECTOR GASIFERO.

Los principales problemas que enfrenta el sector se pueden resumir en: a) la falta de una política clara en materia de precios de la canasta de energéticos; b) la complejidad institucional; y c) la sostenibilidad financiera de Ecogas en el largo plazo como empresa administradora del transporte en el interior del país; d) El círculo vicioso de la oferta y la demanda; e) Concentración de la oferta y de la demanda

A. Falta de una política en materia de Precio de la canasta de energéticos.

Con el fin de promover la definición de una estructura de costos competitiva del lado de la demanda, se deberán corregir las inadecuadas señales de precios de los combustibles derivados del petróleo que han generado distorsiones en el mercado energético y dificultado la penetración del gas natural, principalmente en el sector industrial y de transporte. Para ello se deben homogenizar las metodologías de calculo, referentes de indexación, periodos de actualización y ámbitos de aplicación de los sistemas de libertad regulada y vigilada de

precios de los diferentes combustibles y los de gas natural, para que la adecuada interacción de estas variables le permitan al gas natural competir de manera sostenible, en igualdad de condiciones frente a sus sustitutos. Las señales de precios, también deben mostrar coherencia entre si para incentivar la mejor utilización de los diferentes energéticos que conforman la canasta.

B. Complejidad Institucional.

Es un hecho que el desarrollo del gas natural depende en gran medida de la inversión en las diferentes actividades de la cadena. Sin embargo, dicha inversión esta sujeta a la claridad, estabilidad y flexibilidad del marco regulatorio que defina el ente regulador. En la medida en que las decisiones toman mucho mas tiempo del requerido, o que no exista una esquema simple para el tramite de las reglamentaciones correspondientes, afectaran la ejecución de nuevos proyectos y la participación del capital privado.

Por otra parte, la diversidad de entidades del Estado que se ocupan de inspeccionar, vigilar, controlar y regular el sector del gas natural, y su falta de coordinación, están ocasionando una parálisis en la ejecución de la mayoría de los proyectos del sector.

Responsabilidades débiles e indefinidas. A tiempo con la complejidad institucional, hay un problema de indefiniciones y de responsabilidades débiles (No hay un organismo que supervisé la totalidad de las operaciones de las compañías transportadoras y si por el contrario hay muchas supervisando partes de la operación del gasoducto). En general no existen mecanismos claros de rendición de cuentas para las comisiones que tienen a su cargo la regulación de los servicios públicos domiciliarios (CREG, CRA y CRT). Los inversionistas y los consumidores están desprotegidos frente a la demora en la adopción de decisiones o a medidas regulatorias equivocadas.

C. Sostenibilidad financiera de Ecogas en el largo plazo como empresa administradora del transporte en el interior del país.

Las proyecciones financieras de Ecogas presentan una perspectiva muy desfavorable de evolución de la estructura financiera, en especial, el estado de resultados y el flujo de caja después de atender el servicio de la deuda con ECOPETROL por concepto de las obligaciones de los contratos de BOMT¹⁰, muestran déficit serios, aun sin inversiones. El valor presente neto del flujo libre de caja (FCL) de Ecogas tiene un valor negativo que alcanza los US\$114 millones¹¹.

Hay diferencias en el trato del transporte entre el gas natural y los combustibles sustitutos ("distancia" vs. "estampilla"). Además, la competencia entre las empresas públicas y las privadas no tiene lugar bajo las mismas condiciones; para ECOGAS, por tratarse de una

¹⁰ EL BOMT es un mecanismo ampliamente utilizado para el desarrollo de proyectos de infraestructura mediante el cual el sector privado construye, es propietario, opera y mantiene un activo durante un plazo determinado al final del cual transfiere el bien a una entidad estatal. El sistema requiere la intervención de varios organismos públicos, compañías privadas, inversionistas, bancos.

¹¹ Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia, Fedesarrollo, Carlos Caballero, 2003.

empresa estatal sujeta a los controles existentes para las empresas del sector público (Contraloría General de la Nación) no hay flexibilidad en el manejo de las tarifas de transporte, como si puede haberla para las empresas privadas que transportan el gas.

D. El círculo vicioso de la oferta y la demanda.

No hay oferta de gas porque la demanda es insuficiente y no se demanda más gas porque no hay disponibilidad. Hay que "jalonar" la demanda para ampliar la producción y buscar más gas. Explorar en búsqueda de gas vale lo mismo que explorar en búsqueda de petróleo por lo cual se requiere encontrar cantidades grandes y, consecuentemente, que exista una demanda que justifique tanto la búsqueda como el hallazgo.

E. Concentración de la oferta y de la demanda.

La concentración de la oferta en ECOPETROL no solamente inhibe la competencia sino que genera restricciones regulatorias que, a su turno, impiden la búsqueda de nuevas reservas por parte del sector privado. La política de ampliar la oferta en manos privadas no ha tenido éxito. El papel del Estado como administrador y operador de varias

1.10 COMENTARIOS SOBRE ALGUNAS DECISIONES RECIENTES DE POLÍTICA.

- La eliminación de los subsidios a los combustibles sustitutos. Para lograr la sostenibilidad del negocio del gas en el largo plazo es imprescindible enviar al consumidor -cualquiera que este sea -una señal clara en el sentido que los precios de los combustibles sustitutos reflejaran su verdadero costo de oportunidad. La eliminación de los subsidios que otorga el Estado a través de ECOPETROL, como se ha venido haciendo en el caso de la gasolina corriente y el Acpm, asegura la mayor demanda de gas natural, contribuye a mejorar el medio ambiente, y fortalece las finanzas de ECOPETROL.
- Tarifas de transporte de gas que incentiven la demanda del producto. La Resolución 13 de 2003 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, estableció un esquema de tarifas de transporte de gas que, como lo ha comentado en repetidas oportunidades NATURGAS, no estimula la demanda de gas en el interior del país, particularmente en el Occidente. La metodología utilizada por la Comisión permite en principio que ECOGAS recupere sus altos gastos de inversión (resultantes de la escisión de ECOPETROL) pero no tiene en cuenta que, al encarecerse excesivamente el precio del gas a los consumidores, la demanda se resiente y no existe atractivo para explotar el gas asociado de Cusiana. Es urgente, por lo tanto, redefinir el esquema de tarifas de transporte de gas, asunto que, sin embargo, debe tener en cuenta la reciente decisión del Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, de proceder a la capitalización de ECO GAS por parte de inversionistas privados.

- La venta de ECOGAS. En efecto, el documento 3244 del CONPES (septiembre 15 de 2003) autoriza la venta de ECOGAS, una medida en la dirección correcta por cuanto dentro del modelo actual de desarrollo de los negocios en el sector de energía no tiene cabida el Estado como "empresario" en el sector de transporte de gas. Sin embargo, el documento deja de lado la discusión acerca de la tarifa de transporte. Como quiera que ECO GAS mantiene un pasivo con ECO PETROL por concepto de los activos de transporte de gas que opera, una tarifa alta con una deuda elevada puede conducir a que el precio de la venta sea bajo para que el comprador se encargue del pago del pasivo, en un entorno de baja demanda. Una situación diferente podría ser la de que ECO PETROL asumiera la pérdida implícita por la practica imposibilidad de recuperar el costo de la inversión en la infraestructura de transporte de gas y que la CREG definiera unas tarifas más bajas para el transporte del gas por parte de ECO GAS que incentivaran la demanda y la utilización de los gasoductos.
- Si se quiere cumplir el mandato del CONPES de traspasar la propiedad de ECOGAS, el Estado debe reconocer un costo en el cual ya incurrió cuando invirtió en una infraestructura de transporte de gas, inversión que no ha recuperado, ni va a recuperar en el futuro. Si esto no ocurre y la venta de ECOGAS no llegare a concretarse, se afectaría el desarrollo del sector del gas natural, al no generarse la demanda requerida para explotar el gas de Cusiana. Es por eso fundamental la coordinación entre el regulador, en este caso la CREG, y el gobierno nacional, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda, para incorporar el elemento regulatorio y de expansión de la demanda de gas natural dentro del esquema de la venta de la empresa.
- Cambios institucionales: La nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos. La puesta en marcha de esta nueva entidad en enero de 2004 crea la oportunidad para definir en mejor forma el esquema institucional para regular la cadena del gas natural en el país. La Agencia, como responsable de la administración de las reservas de hidrocarburos de la Nación, debería centrarse en la definición de las reglas de juego contractuales para explorar y explotar el gas natural, lo mismo que para su comercialización. La política de precios de los combustibles quedaría bajo la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -que dependerá del primero lo cual permite introducir una mucha mayor consistencia. El precio del gas natural en boca de pozo sería fijado por la Agencia y no por la CREG. Ésta última correspondería la regulación del transporte y la distribución por "redes". Hay en la actualidad un cierto nivel de incertidumbre con respecto a esta división de funciones entre la Agencia y la CREG por cuanto no se conocen pronunciamientos oficiales al respecto.

1.11 PROYECCIONES DEL SECTOR¹².

Según datos de la Unidad de Plantación Minero Energética, los sectores con mayor dinamismo en los próximos años, serán transporte y residencial. El primero debido al gran impacto que ha tenido el gas natural en los usuarios de vehículos de transporte público, debido a los ahorros que ello les ha traído; y con respecto al sector residencial su potencial está determinado con que tanta cobertura tengan las ciudades con respecto al servicio de gas. Ello deja a zonas como el pacífico y el valle con los primeros lugares en necesidades y potencialidades de crecimiento.

El sector con menos potencial de crecimiento es el sector industrial, debido principalmente a dos razones, la primera es que este sector ya está llegando a un punto de madurez en muchas regiones del país y segundo debido al gran número de sustitutos que puede encontrar en todos los departamentos, entre los sustitutos más importantes están el carbón y el bagazo de caña.

Las mayores demandas de gas natural industrial se encuentran en la costa atlántica seguida de lejos por Bogotá y la región Oriental. Sin embargo las proyecciones indican que su posición en el ranking nacional seguirá siendo de primera jugadora, sin embargo esta región presenta un crecimiento bajo lo que fundamentalmente refleja la madurez del mercado y la pérdida de participación de la Costa Atlántica la tomarán principalmente Bogotá y la Región Oriental.

El sector identifica que las regiones en las cuales se produce el mayor ritmo de crecimiento son la Pacífica y la del Centro, simplemente porque no disponían de Gas. Continuarán siendo las de menor penetración del Gas y la de menor participación regional.

Las actividades que mayor consumo de Gas tendrán son las cementeras y la petroquímica. No obstante, ambas ramas perderán participación frente al crecimiento de las otras industrias. Las industrias de alimentos, química, siderurgia, vidrio y cerámica y textil tienen un mayor crecimiento en las proyecciones del 2005 en adelante, principalmente debido a la sustitución del crudo de Castilla a partir del año 2001, el cual se usa en estas ramas industriales.

En crecimiento de cantidad de gas demandado, las regiones más dinámicas son Bogotá y el Centro, en parte debido al mayor consumo por vivienda originado en el calentamiento de agua. Adicionalmente, en las regiones del Centro y Bogotá se asume una importante penetración del GN en la calefacción de las residencias de estrato alto.

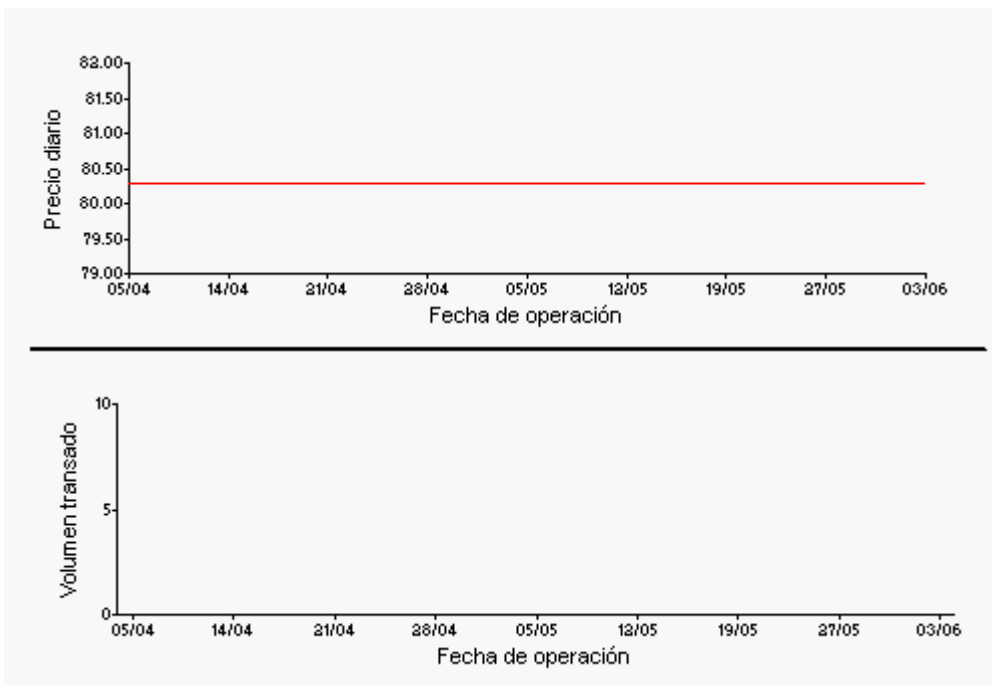
La Costa por tener un mercado maduro tiene un crecimiento más bajo. Sin embargo, en el 2010 se espera que todavía sea la región de mayor consumo (entre el 29% y 34%) La región Oriental (contiene el consumo de Barrancabermeja), también con mercados maduros, crecerá más lentamente y será rebasada por Bogotá en importancia.

¹² Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia, Fedesarrollo, Carlos Caballero, 2003.

2 TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A.

2.1 DATOS BÁSICOS

Nombre: TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A.
Nit: 8002153476
Sigla: TRANSMETANO
Dirección: CR 43A 23 SUR 15
Ciudad: ENVIGADO
Teléfono: (094)3327070
Dirección web: www.transmetano.com.co
Fax: (094)3317473
Representante Legal: RAFAEL YEPES ISAZA



PRECIOS

PROMEDIO PONDERADO	MAX	MIN	Vr. PATRIMONIAL
26/12/2003	03/06/2004	05/04/2004	31/12/2003
80.30	80.30	80.30	80.00

INDICADORES FINANCIEROS

Q-TOBIN	RPG	LIQ. BURSATIL	CAPITALIZACION	IBA
26/12/2003	26/12/2003	26/12/2003	31/12/2002	30/04/2004
1.00	10.04	0.0%	24.66	N.A

La participación accionaria de Transmetano S.A. tiene entre sus principales jugadores Transmetano S.A. y Empresas publicas de Medellín con una participación total del 96.99%. A continuación se ilustra los principales accionaria de Transmetano.

PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

PARTICIPACION ACCIONARIA		
DESCRIPCION	Participación	No. DE ACCIONES POSEIDAS
PROMIGAS S.A	58%	851,126,203.00
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	39%	570,875,110.00
TERPEL ANTIOQUIA S.A	2%	33,580,888.00

2.2 RESUMEN EMPRESARIAL

2.3 Historia de Transmetano

Transportadora de Metano E.S.P. S.A, TRANSMETANO E.S.P. S.A. es la empresa concesionaria de la Nación para la construcción y operación del Gasoducto Sebastopol - Medellín, fundada el 9 de diciembre de 1993 y constituida como una sociedad anónima de economía mixta, con participación privada mayoritaria.

En mayo de 1992, El Ministerio de Minas y Energía abrió una convocatoria pública, invitando a inversionistas potenciales a presentar propuestas para la construcción y operación de Gasoductos en algunas regiones del país, incluyendo el Gasoducto "Sebastopol - Medellín".

Los socios gestores de TRANSMETANO presentaron una propuesta conjunta para el Gasoducto Sebastopol - Medellín, y en 1993 se obtuvo de la Nación la concesión para construir y operar dicho Gasoducto, y prestar a través de éste, el servicio público de transporte de gas por un período de 50 años.

Una vez el contrato de concesión fue perfeccionado, se constituyó la Compañía TRANSMETANO con el objeto social de prestar el servicio público de transporte de gas natural, siendo su primer proyecto la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto que permitiría transportar gas natural desde la estación de recibo de gas denominada Sebastopol, localizada en el departamento de Santander punto de conexión con el Gasoducto "Centro-Oriente", hasta la estación de entrega localizada en el sitio denominado "Tasajera" en el Municipio de Girardota - Antioquia, que serviría como estación de "Puerta de Ciudad" para Medellín y otros 9 municipios del valle de Aburrá. (Caldas, Sabaneta, La Estrella, Itagüí, Envigado, Bello, Copacabana, Girardota y Barbosa).

Durante los años 1994, 1995 y 1996 se trabajó en la estructuración técnica y financiera del proyecto, proceso que culminó con la firma de un contrato de transporte en firme con ECOPETROL por un plazo de 15 años.

La construcción del Gasoducto se llevó a cabo durante 1997 por el consorcio constructor Norberto Odebrecht S.A. - Tipiel S.A. y el suministro y ensamble de los equipos fue subcontratado por dicho consorcio con la firma Petrogás de Holanda.

La compañía por desarrollar una actividad complementaria al servicio público de gas combustible, se encuentra vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ([SSPD](#)) y sus tarifas son fijadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas ([CREG](#)).

La compañía posee sus acciones inscritas en la Bolsa de Valores de Colombia y por tal razón se encuentra vigilada por la Superintendencia de Valores.

2.4 INFRAESTRUCTURA

GASODUCTO SEBASTOPOL MEDELLÍN

La **LINEA TRONCAL DEL GASODUCTO SEBASTOPOL MEDELLÍN** consiste en una línea de acero de 148 kilómetros de longitud en un diámetro de 12 y 14 pulgadas, cuyo sitio de partida es el centro operacional de **Sebastopol** perteneciente al Gasoducto Centro Oriente de propiedad de ECOGAS, localizado en la margen derecha del Río Magdalena en el Departamento de Santander y llega hasta la estación de entrega para los municipios del Valle de Aburrá, la cual está ubicada en cercanías del Parque de las Aguas en el municipio de Girardota - Antioquia.

En esta estación se entrega el gas natural a Empresas Públicas de Medellín entidad que tiene la concesión para la distribución urbana de gas natural para los municipios localizados en el Valle de Aburrá.

En el siguiente mapa se puede apreciar la ubicación del gasoducto dentro de la República de Colombia:



DESCRIPCION DEL GASODUCTO

Longitud de línea: 147,538 m

Presión de Diseño: 1,380 PSI

Presión máxima de operación: 1,200 PSI

Capacidad de transporte: 72.5 MPCD

Diámetro: K0 a K5, 14"; K5 a fin, 12"

Tubería: API-5L X60 ERW

Espesor Tubería: 0.219" a 0.500"

Revestimiento: FBE 16 mils

Normas: ANSI/ASME B31.8; API: 1104, 1102, 6D, 5L y 5L1; CAN/CSA Z245.20

Ancho de la servidumbre del derecho de vía: 15m

2.5 IMPACTO SOCIAL

Unos de los beneficios para esta región del país son el mejoramiento de la balanza comercial de la misma, unas industrias más competitivas, mayor recaudación de impuestos, más oportunidades de empleo y el fortalecimiento de la capacidad institucional del gobierno para supervisar y aplicar las regulaciones ambientales y para incrementar las inversiones sociales en forma permanente.

RELACIONES CON LA COMUNIDAD.

Desde sus inicios **TRANSMETANO** ha querido establecer unas relaciones positivas y sólidas con las comunidades vecinas a los gasoductos de su propiedad, y como muestra de ese deseo ha adelantado acciones que pretenden construir conjuntamente con las comunidades vecinas un referente de desarrollo integral, sostenible, proactivo y autogestionario, que contribuya al mejoramiento de la calidad de vida y a la convivencia pacífica de los individuos que componen las comunidades.

Del análisis de este conocimiento se han decidido concentrar en trabajar conjuntamente con las comunidades en cuatro campos de acompañamiento así:

- 1. Formativo - Cultural**
- 2. Comunicacional**
- 3. Desarrollo integral**
- 4. Ambiental**

Como resultado de la gestión realizada por Transmetano con las comunidades se ha logrado conjuntamente con ellos los siguientes resultados.

- Construcción de 12 viviendas que tuvieron que ser relocalizadas con la construcción del gasoducto Sebastopol - Medellín.
- Mejoramiento de 30 viviendas localizadas en cercanías del trazado del gasoducto Sebastopol - Medellín.
- Construcción de obras de equipamiento comunitario en 24 veredas localizadas en la zona de influencia del gasoducto Sebastopol - Medellín.
- Implementación de más de 40 proyectos económicos individuales para beneficio de familias residentes en las veredas influenciadas por el gasoducto Sebastopol - Medellín.
- Conformación de 5 comités de comunicación que participaron activamente en la divulgación de las actividades desarrolladas durante la construcción del gasoducto Sebastopol - Medellín.
- Reforestación de 35 hectáreas en las cercanías del trazado del gasoducto Sebastopol - Medellín.

- Promoción y apoyo a los comités locales de prevención y atención de desastres de los 7 municipios de la zona de influencia del gasoducto Sebastopol - Medellín
- Creación y capacitación de 20 comités veredales de prevención y atención de emergencias en el nordeste y Magdalena Medio Antioqueño
- Capacitación a los habitantes de 22 veredas del nordeste y Magdalena Medio Antioqueño en temas diversos tales como creación de microempresas agrícolas, huertas escolares, primeros auxilios, cultivo tecnificado de caña de azúcar, Piscicultura, Avicultura y Porcicultura.
- Atención sicosocial en el desastre natural ocurrido en Abril de 1999 en la Vereda la Floresta del municipio de Maceo.
- Instalación de teléfonos comunitarios en veredas que carecían de comunicación.
- Implementación y apoyo a más de 5 proyectos productivos comunitarios en el sector piscícola, porcícola, avícola y agrícola en el nordeste y Magdalena Medio Antioqueño.
- Patrocinio y realización de más de 20 programas formativos emitidos a través de una emisora municipal con cobertura en el Nordeste Antioqueño.
- Realización de la feria de la salud y la prevención, donde se beneficiaron más de 200 niños y 500 campesinos de los municipios de Cisneros y Santo Domingo, con el programa de vacunación, salud oral, evaluación médica y sensibilización en auto cuidado.
- Apoyo logístico y formativo en la implementación de los mercados campesinos en el Magdalena Medio Antioqueño, promoviendo la participación de más de 200 agricultores.
- Vinculación de mano de obra no calificada en los trabajos de mantenimiento del derecho de vía del Gasoducto Sebastopol - Medellín.

2.6 RESUMEN ADMINISTRATIVO

CARGO	PROFESION	POSTGRADO
Gerente General	Ingeniero Electricista	Análisis de Proyectos de Infraestructura
Gerente Técnico	Ingeniero Civil	Administración de Recursos Hidráulicos
Director Admón. y Financiero	Administrador de Empresas	Comercio Electrónico
Coord. Admón. y Financiero	Contador	
Tesorero	Administrador de Empresas	
Cargos Operativos	Tecnólogos	

Fuente: Gerente General, Rafael Yepes Izasa, Transmetano, 2004

La compañía tiene planes de contratación con terceros a fin de realizar las obras de mantenimiento y construcción de futuros gasoductos en el departamento de Antioquia. La planta actual no será incrementada ya que según Rafael Yepes Gerente General, el personal que labora en este momento podrá atender de manera efectiva cualquier incremento en las obras U operaciones que atiende.

Junta Directiva:

De acuerdo con el informe anual 2003, la siguiente es la lista de miembros de la junta Directiva, con sus respectivos suplentes:

JUNTA DIRECTIVA
PRINCIPALES
Alejandro Jaramillo Arango
Sonia Gonima López
Hernando Gutiérrez de Piñeres Abelló
Luis Fernando Pérez Cardona
Juan David Rico Restrepo
PRIMEROS SUPLENTES
Ángela María Moreno Maya
Juan Fernando Bermúdez Picón
Mario Cañas Grillo
Sergio Restrepo Isaza
Julio Hurtado Gamba

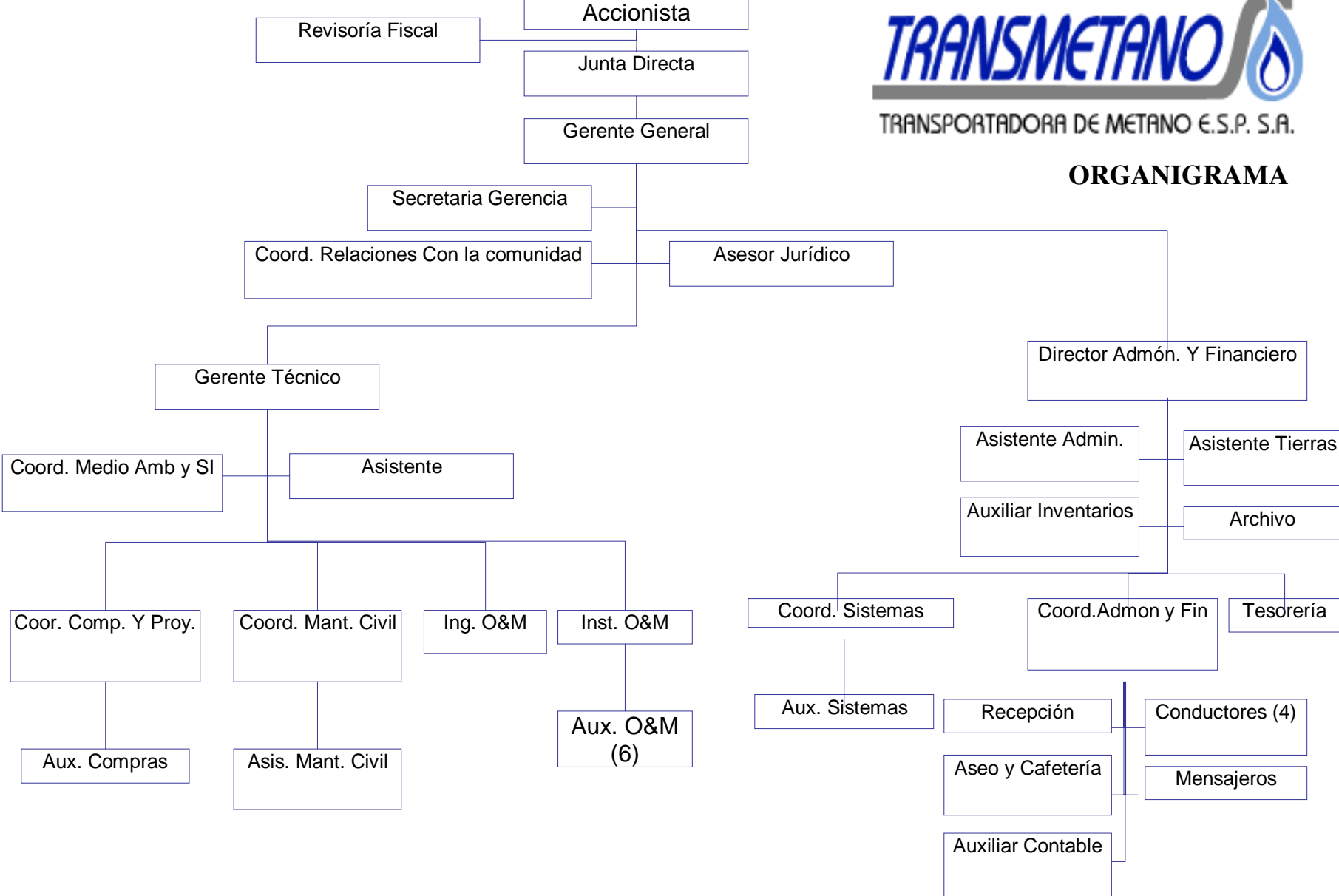
2.7 PRODUCTOS

La actividad principal de **TRANSMETANO** es la prestación del servicio público de transporte de gas natural por los gasoductos de su propiedad.

Consecuente con su actividad principal, la empresa está atenta a efectuar acciones para contribuir al desarrollo del mercado de gas natural en su área de influencia y por esto ofrece a los clientes industriales y comerciales asesorías para estudiar soluciones integrales para utilizar gas natural en proyectos tales como:

- Optimización energética
- Sustitución de combustible por gas natural
- Cogeneración
- Sistemas a gas natural para refrigeración y aire acondicionado
- Gas Natural Comprimido (GNC) para vehículos

ORGANIGRAMA



30/04/2004

3. ANÁLISIS DE RIESGOS

Situación sector

Los principales problemas que enfrenta el sector se pueden resumir en: a) la falta de una política clara en materia de precios de la canasta de energéticos; b) la complejidad institucional; y c) la sostenibilidad financiera de Ecogas en el largo plazo como empresa administradora del transporte en el interior del país; d) El círculo vicioso de la oferta y la demanda; e) Concentración de la oferta y de la demanda

Aspectos internos de la Empresa: La adaptación de culturas y estilos de dirección que se implantaran como consecuencia de la toma de control por parte de la compañía Promigas ESP pudieran afectar el clima organizacional de la compañía.

Tasa de interés: Transmetano enfrenta una situación muy inestable a futuro debido a que las tasas de interés a nivel mundial experimentan sus niveles mas bajos en años, y lo único que se espera es que estas suban aunque controladamente en los próximos meses, incrementado los costos asociados a su apalancamiento financiero. Las obligaciones financieras tanto de largo plazo como de corto plazo suman 14 mil millones de pesos, lo que hace que la tasa de interés (Libor) se convierta en un punto a tener muy en cuenta en momentos de incertidumbre financiera. Las obligaciones financieras están en moneda estadounidense y éstas fueron conseguidas de Libor + 1.25 a Libor + 3.5.

Devaluación: Este indicador jugara al igual que la tasa de interés un papel muy importante en los ingresos de la compañía. Se espera que en lo que resta del año la divisa se mantenga estable, sin embargo su inestabilidad podría generar disminuciones o aumentos en los recaudos que por concepto de inversión la compañía genera a través de su sistema tarifario.

Terrorismo: Como consecuencia de la política de seguridad democrática del presidente Álvaro Uribe Vélez, este riesgo se ha minimizado de manera considerable en esta región del país, sin embargo al Transmetano hacer parte de la infraestructura energética del país no es ajeno a posible atentados terroristas, sin embargo no se considera este un factor que pudiera generar traumatismos tanto en el suministro como en los ingresos de la compañía.

4. PLAN FINANCIERO

4.1 Supuestos generales y construcción de proyecciones

Supuestos Macroeconómicos¹³

Es necesario mencionar que las proyecciones se realizaron para el escenario más probable a partir de los siguientes supuestos, dichos datos fueron obtenidos a través del Departamento Nacional de Planeación, en su sección estadística.

Indicador	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Inflación Doméstica (IPC) Promedio	7.13	5.75	4.76	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Tasa de Cambio Nominal Promedio	\$ 2,876	\$ 2,704	\$ 2,760	\$ 3,044	\$ 3,356	\$ 3,701	\$ 4,082	\$ 4,501	\$ 4,964
Devaluación Promedio Año (%)	14.67	-5.98	2.08	10.28	10.28	10.28	10.28	10.28	10.28
Crecimiento PIB Real (%)	3.74	3.80	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Libor (6 meses)	1.19	1.64	4.31	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48
IPP US Fuente Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG).	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: www.DNP.gov.co

CONCEPTO	%
Crecimiento anual promedio de tarifa por MPCD ¹⁴ Inversión	-2.00%
Crecimiento anual promedio de tarifa por MPCD GOM	-2.00%
Crecimiento demanda anual (2001-2004) Upme	6.50%
Crecimiento demanda anual (2005-2010) Upme	4.70%
Gradiente para el proyecto.	1.00%

Fuente: Transmetano ESP S.A. www.upme.gov.co

Para los cuatro últimos años de proyección se tomaron los mismos valores que el año 2006, es decir que el comportamiento de variables como IPC, TRM y Devaluación se presumen constantes a partir de dicho año. Para la demanda de gas de los próximos años se utilizó la información suministrada por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia en su reporte de diciembre de 2003.

¹³ www.DNP.gov.co

¹⁴ Mega Pie Cúbico Diario.

Ingresos Operacionales: Los ingresos operacionales tienen una forma de obtención bastante interesante debido a que Transmetano es una compañía que recibe ingresos en dólares y pesos, los dólares provienen de los cargos que por inversión pagan sus clientes y pesos porque los gastos de operación y mantenimiento se cancelan en moneda local. Según fuentes de Transmetano pudimos conocer que el 70% de los ingresos operacionales provienen de Inversión y el restante 30% proviene de operación y mantenimiento.

Del mismo modo se conocieron las cifras de gas transportado en los últimos cinco años lo que permite conocer el comportamiento histórico de la demanda a fin de ser usado como herramienta de proyección¹⁵.

Año	1999	2000	2001	2002	2003
MPCD Transportado	735	1985	4230	4860	6017

A partir de los ingresos por transporte se determino el costo de cada MPC y de esta manera se le aplico la respectiva proporción de inversión y de gasto. Se evaluó el histórico y se le aplicaron las variables relacionadas a cada uno de los rubros.

El sistema tarifario que aplica para Transmetano tiene dos componentes importantes que remuneran la inversión: los cargos por distancia y los cargos por estampilla. Los cargos por distancia tienen que ver con el cobro del gas transportado a través del gasoducto troncal, y los cargos por estampilla tienen que ver con el transporte a través de ramales asociados al principal¹⁶.

Las tarifas estipuladas por la CREG son el resultado de un análisis de demanda vs. inversión. Es decir que la empresa en su momento determino cual seria la inversión total, y descontó dicha inversión a una tasa de oportunidad determinada, posteriormente este monto fue dividido por la demanda esperada que es el que se refleja en la tarifa, esto es a grandes rasgos la forma de obtención de dicho valor.

Las tarifas estipuladas por la CREG para inversión se ajustan por dos conceptos devaluación y IPP estadounidense, y los cargos de operación y mantenimiento se ajustan por IPC, esto también es establecido por la resolución antes mencionada.

Las proyecciones de demanda para la región según la Unidad de Planeación Minero Energética son de 6.5% para el periodo (2001-2004) y de 4.7% para el periodo (2005-2010)¹⁷. Sin embargo por fuentes de la compañía se conoció que muy probablemente el crecimiento tarifario para los próximos años sea del orden de -2%.

Inversiones: Transmetano debe cumplir con su plan de inversiones con el fin de ceñirse a los lineamientos estipulados en la reglamentación de la CREG, la cual ha establecido un plan de inversiones para los próximos años. Para los últimos cuatro años de proyección se toman

¹⁵ Transmetano, Informe Anual y Balance General 2003.

¹⁶ Resolución No 013 de 2003, Comisión de regulación de Energía y Gas.

¹⁷ Demanda de Gas (2003-2015), Unidad de Planeación Minero Energética, Bogota Enero 30 de 2003.

las inversiones como constantes, sin embargo sufren ajustes por la devaluación esperada para dichos periodos. Todas estas inversiones serán hechas vía deuda.

Año	Inversiones
2004	\$ 744
2005	\$ 759
2006	\$ 837
2007	\$ 923
2008	\$ 1,018
2009	\$ 1,122
2010	\$ 1,238
2011	\$ 1,365

Fuente: Transmetano S.A. ESP Cifras en millones de pesos

Liquidez: No se ve claridad en los manejos de caja que la compañía realiza, denota falta de manejo financiero a su interior, para este caso el autor toma la participación de cada rubro dentro de total de liquidez, es decir se suma la caja y las inversiones negociables y se halla la participación de cada una de las cuentas sobre el rubro total, a partir de allí se halla el promedio de los ultimo 4 años.

Obligaciones Financieras LP: El autor a estimado que la deuda en el largo plazo es amortiza a una tasa del 10% respecto al total del año inmediatamente anterior.

Plan de Amortizaciones Cifras en Millones de pesos	
Año	Amortizaciones
2004	1047
2005	1123
2006	1206
2007	1299
2008	1400
2009	1513
2010	1636
2011	1773

4.2 SUPUESTOS DE PROYECCIÓN TRANSMETANO

- **DEUDORES:** Para este caso se determino la participación de esta cuenta dentro de los ingresos totales percibidos por la compañía. A partir de allí se sacó un promedio de los últimos 5 años. El factor allí encontrado será utilizado durante todo el horizonte de planeación.

- **INVENTARIO NETO:** El inventario neto es ajustado al IPC proyectado para cada año. El inventario en cuestión esta compuesto por herramientas, tubos en preparación o reparación y partes de maquinaria que esta siendo reparada.
- **GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO:** Los Gastos Pagados por Anticipado se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **INVERSIONES PERMANENTES:** Las inversiones aquí referidas hacen referencia a una serie de bonos que la compañía tuvo que comprar en un momento determinado, su valor será constante en el tiempo.
- **PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO.** La propiedad planta y equipo se ajusta por inflación anualmente, su valor se incrementa por nuevas inversiones y se disminuye por la depreciación experimentada.
- **OTROS ACTIVOS:** Los otros activos se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **VALORIZACIÓN DE LOS ACTIVOS:** Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- **OBLIGACIONES FINANCIERAS:** Esta cuenta será mantenida constante en el tiempo y el rubro allí consignado será considerado como un crédito rotativo, de igual modo los intereses generados serán considerados como gastos financieros.
- **PROVEEDORES Y CUENTAS POR PAGAR:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los ultimo 4 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro del costo de ventas.
- **OBLIGACIONES LABORALES:** Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- **OBLIGACIONES FINANCIERAS LP:** Esta cuenta basa su aumento en las nuevas inversiones las cuales son financiadas vía deuda y su disminución por las amortizaciones realizadas.
- **OBLIGACIONES LABORALES:** Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- **INGRESOS DIFERIDOS:** Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- **PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:** El patrimonio de los accionistas se ajusta con el IPC del año en estudio, su valor decrece debido a que se descuenta la totalidad de la utilidad del año inmediatamente anterior y su valor se incrementa por la utilidad del ejercicio del año en cuestión.
- **DEPRECIACIÓN:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 5 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro de la propiedad planta y equipo, la tendencia muestra que esta compañía usa un horizonte de tiempo para su depreciación del orden de 10 años.

- **SEGUROS:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de propiedad planta y equipo.
- **GASTOS VENTAS Y GASTOS DE ADMINISTRACIÓN:** Estas cuentas se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **INGRESOS FINANCIEROS:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 3 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de inversiones permanentes del año inmediatamente anterior.
- **GASTOS FINANCIEROS:** Para esta cuenta se tuvo en cuenta la tasa Libor y se sumaron los puntos con los cuales se adquirió la deuda, en este caso en particular se tomo Libor + 3.5, a esta tasa se le indexo la devaluación para los próximos años, las deudas involucradas fueron las de obligaciones financieras LP y obligaciones financieras corto plazo del año inmediatamente anterior.
- **CORRECCIÓN MONETARIA:** Todas la cuenta que conforman esta partida se afectaron con el IPC correspondiente al año de la proyección.
- **PROVISIÓN PARA IMPUESTO DE RENTA:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 5 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta ganancias antes de la provisión para impuesto sobre la renta.
- **CAPITAL DE TRABAJO:** Se toma la variación de un año a otro teniendo en cuenta que el capital de trabajo es el producto de la interacción de las siguientes cuentas.

+Caja Mínima
 +Cuenta por Cobrar
 +Inventarios
-Cuentas por Pagar
CAPITAL DE TRABAJO

Para dar sentido a la ecuación contable del balance, se utilizara las cuenta de caja y inversiones negociables. El motivo de esta decisión es que no se cuenta con suficiente información acerca de los flujos de dinero de esta organización como para la realización de un flujo de caja. De darse el caso la compañía daría a conocer información privilegiada que para nada sería conveniente. Por lo tanto las proyecciones cuentan con el visto bueno de Transmetano y del respectivo asesor de proyecto para que el ajuste en el balance se haga mediante esta cuenta.

4.3 Valoración del patrimonio

La valoración del patrimonio de Transmetano se realizó a través del método de flujo de caja neto para el accionista (FCNA). Este método consiste en calcular el FCNA partiendo de la utilidad neta de la empresa y ajustándola con los rubros que representan y no representan salidas reales de dinero y que al mismo tiempo son relevantes para el accionista. A continuación se presenta el esquema que se debe aplicar para hallar el FCNA:

Utilidad Neta
+ Depreciación
- Inversiones en capital de trabajo
- Inversiones de reposición (capex)
+/- Corrección monetaria
- Amortización deuda
FCNA

En el momento en que se obtiene el FCNA para cada año se procede a traer esos rubros a valor presente que en el caso del reporte es diciembre 31 de 2003. Para lograr esto se halla una tasa de descuento a través del modelo CAPM (Capital Asset Price Model), los datos utilizados para el cálculo de esta tasa fueron:

Beta desapalancado: 0.39 - Este beta corresponde al sector de distribución de gas natural en Estados Unidos. Para el cálculo de este, se tuvieron en cuenta 31 empresas que conforman el sector.¹⁸

Beta apalancado: Para el cálculo de este beta se asumió una tasa impositiva de 35% y una razón de apalancamiento en la cual se utilizaron los pasivos a largo plazo sobre el total del patrimonio en cada año de la proyección. A continuación se presenta el beta apalancado para cada año de la proyección:

Beta Apalancado	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	0.41	0.41	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43

Tasa libre de riesgo: 5.31%¹⁹ - Corresponde a los bonos del tesoro a 30 años.

Prima de riesgo del mercado: 7.45%²⁰

CAPM: Es la tasa de descuento necesaria para calcular los valores del FCNA para cada año de la proyección. La fórmula utilizada para el cálculo de esta tasa fue:

$$\text{CAPM} = R_f + [\beta a \times (R_m - R_f)]$$

Donde:

Rf: Tasa libre de riesgo

b: Beta apalancado

Rm – Rf: Prima de riesgo del mercado

¹⁸ Fuente: Aswath Damodaran. Updated Data. Levered and Unlevered Betas by Industry. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹⁹ <http://bonds.yahoo.com/rates.html>

²⁰ Fuente: Aswath Damodaran. Updated Data. Levered and Unlevered Betas by Industry. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

La denominación de esta tasa es en dólares americanos, por lo tanto con la devaluación promedio para cada año se obtiene el CAPM en pesos. A continuación se presentan los valores de la tasa de descuento tanto para dólares como para pesos:

CAPM USD	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	8.38%	8.40%	8.41%	8.43%	8.45%	8.47%	8.50%	8.53%

CAPM COP	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	10.63%	19.54%	19.55%	19.57%	19.59%	19.62%	19.65%	19.68%

Las proyecciones de esta compañía no van únicamente hasta el octavo año, también hay que tener en cuenta que esta compañía no desaparecerá en dicho periodo sino que continuara, y por ello hubo que calcular un valor terminal para Transmetano que fue obtenido mediante el teorema de Gordón.

Para poder determinar este valor se deben hacer ciertas suposiciones como que debe existir un estado estable lo que implica que los márgenes y la rentabilidad de la firma permanezcan constantes y que la tasa de crecimiento sea constante, para efectos de este reporte la tasa de crecimiento será de 1% debido a que para el 2011 ya se debe haber cubierto en un 95% toda la demanda de gas de esta región del país. Ver anexo 1 Calculo de FCNA

4.4 INDICADORES FINANCIEROS

Transmetano durante sus cinco primeros años de operación ha mostrado un incremento constante en utilidades, apoyados en un incremento de demanda producto de una necesidad insatisfecha en esta región del país. Su estructura de costos se ha mantenido constante frente a los ingresos por transporte de Gas, este porcentaje a estado alrededor del 40% durante los últimos cinco años. Su estructura de ingresos y egresos no ha tenido mayor fluctuación lo que denota la estabilidad de esta clase de industrias. Por otro lado no se ve con claridad políticas de manejo de efectivo, ya que este fluctúa bastante en la cuenta de caja al igual que en la cuenta de inversiones negociables. Durante los últimos años la compañía a podido disminuir su apalancamiento financiero, debido principalmente a las utilidades que el negocio a producido. Es de anotar que su razón de deuda en el año 1999 era de 54% y que para finales del año 2003 esta era de 15%.

La proyección de los diferentes rubros han permitido identificar que esta compañía sigue manteniendo indicadores sólidos a través del tiempo. Para el presente análisis comenzaremos con la razón circulante, la cual demuestra que Transmetano cuenta durante el periodo de análisis de suficientes recursos para atender sus acreencias de corto plazo. El indicador en el transcurso del tiempo se incrementa como consecuencia de los excesos de liquidez que tiene la compañía. El indicador promedio para los ocho periodos de análisis es 1.50.

Basados en la razón circulante y sin tener en cuenta los inventarios llegamos a la prueba ácida, allí se nota que este indicador sigue siendo fuerte y a su vez demuestra que la incidencia de los inventarios dentro de los activos es mínima debido principalmente a que la razón de ser del negocio no implica niveles altos de inventario. El indicador promedio para los ocho periodos de análisis es 1.44.

El apalancamiento financiero que presenta la compañía aumenta a través de los ocho años de proyección de manera gradual llegando a un indicador mínimo en el año 2004 (18%) y máximo en el año 2011 (25%), este aumento se experimenta como consecuencia del aumento de las acreencias de año en año e igualmente del mantenimiento del nivel de liquidez vía caja e inversiones negociables.

La capacidad de pago de intereses es muy buena a través del tiempo y su indicador de cobertura mejora de año en año debido a que los intereses generados de las inversiones negociables aumentan como consecuencia del aumento de liquidez. El indicador promedio es de 11 veces los intereses, lo que demuestra solidez para el pago de los intereses de la deuda.

El margen de operación se mantiene estable a través del tiempo debido a la estabilidad de los flujos de efectivo los cuales reflejan la naturaleza del negocio la cual es vital para la cadena gasífera. El promedio experimentado durante los años de proyección es de 62%.

Ver Anexo 2 Indicadores Financieros.

4.5 RESULTADOS DE LA VALORACION.

Como resultado de la valoración encuentro un valor de patrimonio igual a \$100.382,00 millones y al dividir este valor por el número total de acciones en circulación encuentro un valor por acción equivalente a \$68.47 pesos el cual dista mucho del valor promedio de la acción en el mercado \$80.3 pesos.

Este resultado es bien distante posiblemente por dos razones básicas: La primera tiene que ver con la información utilizada para el reporte que a pesar de haber sido conseguida de primera mano a través de su gerente general, no fue suministrada al detalle, únicamente generalidades financieras y operacionales de la compañía.; y la segunda tiene que ver con la bursatilidad de la acción y el conocimiento de este sector en el mercado accionario.

El informe muestra una compañía con una liquidez excesiva que puede ser contraproducente, sin embargo los nuevos proyectos energéticos del país podrán ser el destino de dicha liquidez, igualmente estos excesos demuestran la naturaleza de un negocio que atiende una necesidad primaria de una sociedad. No hay que olvidar que en el largo plazo la demanda de este combustible se estabilizara, sin embargo los ingresos pueden tener variaciones por la devaluación o el IPC de dichos periodos.

Sin embargo el trabajo deja en el autor inquietudes que solo la experiencia en la banca de inversión solucionara y que lo estimulan a seguir de cerca los movimientos empresariales de compra y venta de compañías.

4.6 PERDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADAS

Ver anexo 3 Perdidas y ganancias.

Ver anexo 4 Perdidas y ganancias proyectadas.

4.7 BALANCE GENERAL

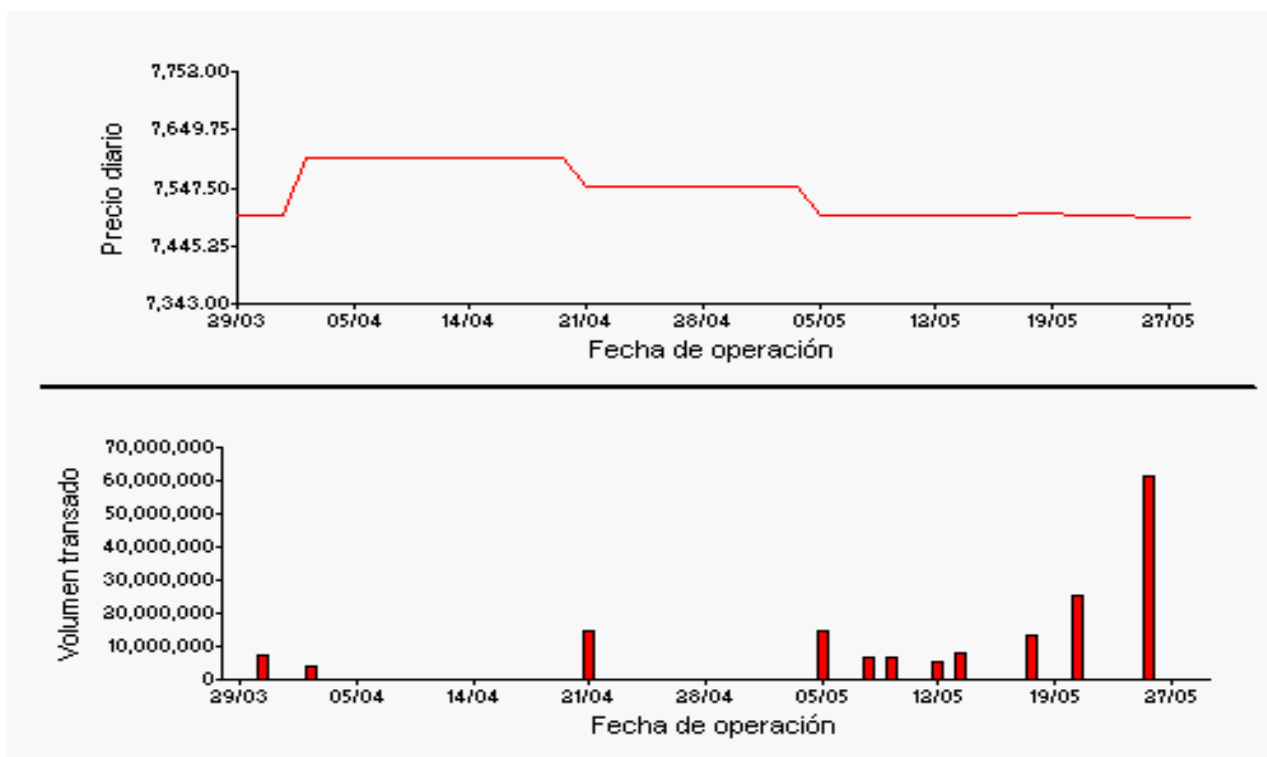
Ver anexo 5 Balance general

Ver anexo 6 Balance general Proyectado.

5. PROMIGAS S.A. E.S.P.

5.1 DATOS BÁSICOS

Nombre: PROMIGAS S.A. E.S.P.
Nit: 8901055263
Sigla: PROMIGAS S.A. E.S.P.
Dirección: CL 66 67-123
Ciudad: BARRANQUILLA
Teléfono: 3713444-3713555
Dirección web: www.promigas.com
Representante Legal: ANTONIO CELIA MARTINEZ APARICIO



PRECIOS

PROMEDIO PONDERADO	MAX	MIN	Vr. PATRIMONIAL
--------------------	-----	-----	-----------------

26/05/2004	20/04/2004	26/05/2004	31/12/2003
7,493.02	7,600.00	7,493.02	5,546.07

Fuente: Superintendencia de Valores

INDICADORES FINANCIEROS

Q-TOBIN	RPG	LIQ. BURSATIL	CAPITALIZACION	IBA
26/05/2004	26/05/2004	26/05/2004	31/12/2002	30/04/2004
1.35	8.50	0.0%	274.69	MED : 5.1060

Fuente: Superintendencia de Valores

La participación accionaria de Promigas S.A. tiene entre sus principales jugadores a TD ECT Colombia PiPeline Holdings y a Corfivalle con una participación total del 58.94%, a continuación se ilustra la participación accionaria de Promigas.

PARTICIPACION ACCIONARIA		
Descripción	Participación	No de acciones poseídas
TD ECT COLOMBIA PIPELINE HOLDINGS 2 L	42.92	57079586
CORP. FINANCIERA DEL VALLE S.A.	14.02	18645898
.A. CORPORACION FINANCIERA COLOMBIANAS	10.29	13689061
AMALFI S.A.	7.98	10618407
INTERNACIONAL FINANCE CORPORATION	6.66	8852836
INVERSIONES HARIVALLE S.A.	5.04	6697440
MARIO SCARPETTA GNECCO	2.49	3315377
GLORIA DE PIEDRAHITA SCARPETTA	2.25	2990710
LILLY SCARPETTA GNECCO	2.06	2738918

Fuente: Superintendencia de Valores

5.2 RESUMEN EMPRESARIAL

EL GAS NATURAL PARA PROMIGAS

Promigas transporta el 60% del gas natural en Colombia por su sistema de gasoductos en la costa atlántica.

El gas natural no contamina el medio ambiente ni afecta la salud humana. Por estas cualidades se le considera el combustible más apropiado para generar, a menores costos, electricidad en las industrias o para movilizar automotores en el transporte público. Así mismo, produce ahorros significativos a los usuarios y contribuye con el país en la balanza de pagos por su capacidad de sustituir la importación de gasolina.

5.2.1 Historia de Promigas

Durante 20 años, Gas Natural Colombiano S.A. explotó con Éxito técnico y financiero los yacimientos encontrados en el Departamento de Bolívar al norte de Colombia. Al comenzar a declinar éstos, la búsqueda de nuevas fuentes condujo al descubrimiento de los campos gasíferos de La Guajira. Como consecuencia, se creó en 1974 una nueva sociedad denominada Promotora de la Interconexión de los Gasoductos de la Costa Atlántica, Promigas Ltda., que se constituyó posteriormente, en 1976, como sociedad anónima. En 1990, se decidió simplificar la razón social, y se denominó solamente Promigas S.A.

El domicilio y sede principal de Promigas se encuentra en la ciudad de Barranquilla, Departamento del Atlántico. También cuenta con oficinas en Bogotá, Cartagena, Sincelejo y Riohacha.

La actividad principal de la empresa es el transporte de gas natural. También mantiene participación activa en la distribución de este combustible e invierte en negocios del sector del gas y en otras actividades sinérgicas.

5.2.2 INFRAESTRUCTURA DE LA COMPAÑÍA

OFICINA PRINCIPAL

Promigas tiene su domicilio social en la ciudad de Barranquilla, calle 66 No 67 123.

Tiene tres (3) estaciones para el recibo, regulación y envío de gas y, además, cuenta con oficinas en Riohacha, Cartagena, Sahagún y Bogotá.

ESTACION BALLENA

Ubicada en el corregimiento de El Pájaro (municipio de Manaure, Guajira), es el punto inicial del gasoducto, donde se recibe el gas de la asociación Texas-ECOPETROL para su transporte.

Es una estación modular, de compresión, tratamiento y medición del gas para entregarlo al gasoducto en dos sistemas de tuberías denominadas comúnmente como Línea principal y Loop.

El tratamiento del gas tiene como propósito asegurar que la calidad del gas natural recibido de los Remitentes cumpla con los requerimientos establecidos por la CREG en la Resolución 071 de diciembre de 1999. La planta de tratamiento consta de tres módulos (tren 1, tren 2 y tren 3) con capacidad para deshidratar 150 y 220 MPCD, respectivamente, para una capacidad máxima total de 520 MPCD. Así se mantiene la humedad del gas natural en los parámetros de calidad que los Remitentes contratan con el Productor. La deshidratación se realiza en una planta de glicol que está compuesta por una sección de filtración-separación, una sección de deshidratación mediante un proceso de absorción con glicol y una sección de regeneración del glicol empleado en la deshidratación.

A su vez, el sistema de medición consta de tres tubos de medición con platina de orificio y computador de flujo.

Conformada por tres turbocompresores marca Solar Turbines provistos de todos los equipos auxiliares requeridos para su normal operación. Este sistema está diseñado para comprimir el gas natural proveniente del Campo Ballena y tiene una capacidad máxima de compresión de 192 MPCD.

ESTACIÓN PALOMINO

Cuenta con dos turbocompresores Solar Turbines que ayudan a incrementar la máxima capacidad de transporte del sistema Ballena. Cartagena Jobo en momentos de alta demanda de gas natural en la Costa Atlántica.

ESTACIÓN ARENOSA

La estación Arenosa separa, filtra y regula el gas procedente de la Estación Ballena, y entrega gas a la Red de Distribución y al sector termoeléctrico de Barranquilla.

ESTACIÓN HEROICA

La estación Heroica separa, filtra y regula el gas procedente de la Estación Ballena, y entrega gas a la Red de Distribución y al sector termoeléctrico de Cartagena.

La Estación Compresora de Cartagena, ubicada en la Estación Heroica, se compone de dos unidades que constan de motor y compresor reciprocante marca Caterpillar, una de las cuales es de respaldo para mantener la continuidad del servicio. Estas unidades permiten enviar gas de La Guajira a través del gasoducto Cartagena-Jobo a las diferentes poblaciones e industrias de los Departamentos de Bolívar, Córdoba y Sucre. Desde el punto de vista técnico, estas unidades permiten elevar la presión de operación en el punto de salida del tramo Cartagena - Sahagún hasta 810 psig, pudiendo manejar con estas condiciones hasta 35 MPCD.

ESTACIÓN COMPRESORA SAHÚN

Ubicada en el Municipio de Sahagún, Departamento de Córdoba, tiene una configuración similar a la Estación Compresora de Cartagena con las dos unidades marca Caterpillar de iguales especificaciones técnicas. Estas unidades toman el gas producido por el campo Guepajé y el gas de La Guajira, enviado desde Cartagena, para ser transportado a las diversas poblaciones que atiende el gasoducto en el Departamento de Córdoba y a la planta de ferróniquel de Cerromatoso. La función principal de esta estación es elevar la presión de

operación en el punto de salida del tramo Sahagún - Jobo hasta 670 psig, y se maneja con estas condiciones hasta 21 MPCD.

5.2.2 GESTION ESTRATÉGICA.

Promigas es una empresa dedicada principalmente al negocio de transporte de gas natural. Sin embargo, en los últimos 20 años han diversificado su portafolio de inversiones en negocios de distribución de gas natural (Gases del Caribe y Surtigas entre otros), gas natural comprimido para vehículos (GNC), distribución de combustibles líquidos (Terpel) y telecomunicaciones (Promigas Telecomunicaciones).

5.2.3 ESTRATEGIA CORPORATIVA

Promigas es un monopolio natural en la Costa Atlántica. Es de resaltar la oferta para cada tipo de clientes en el siguiente cuadro:

Segmento	Necesidades	Productos / servicio Ofrecido	Beneficio Percibido
Generadores	Grandes volúmenes – fuente de energía confiable. Bajos costos del servicio.	Contratos de transporte de gas	Oportunidad,
Eléctricos	Flexibilidad en la modalidad de contratos Gas en las <i>city gates</i> .	Natural diseñados específicamente Para la necesidad del cliente	Confiability y Seguridad
Distribuidores de Gas	Confiability y continuidad del servicio Bajos costos del servicio	Servicio energético integrado y mejores y mayores servicios a nuestros clientes	Proceso limpio
Industriales	Fuente de energía para producción Confiability, seguridad y continuidad del servicio Bajos costos del servicio		Tecnificación del proceso.

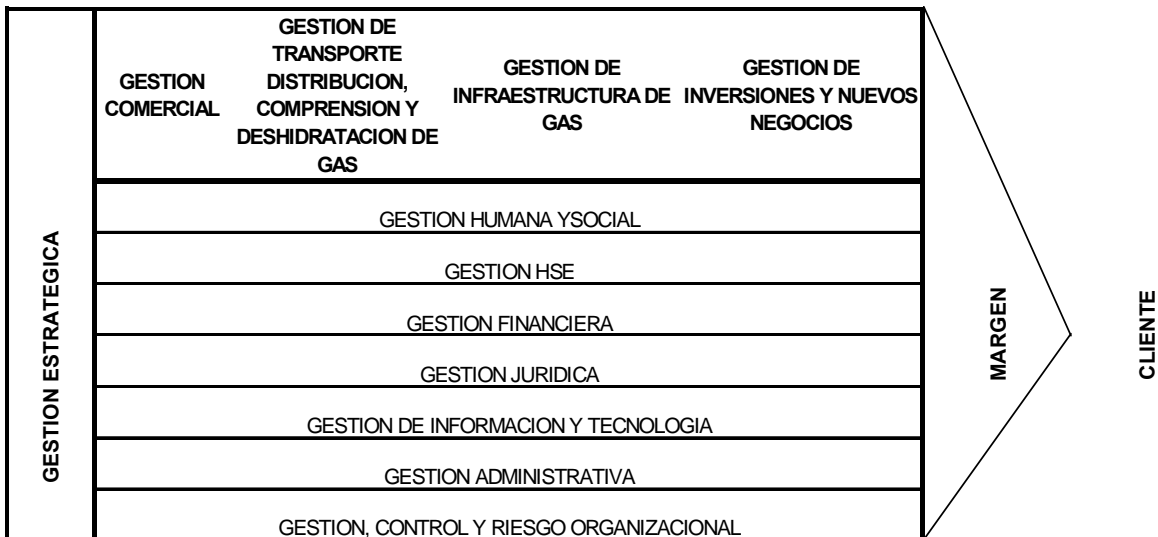
Los activos estratégicos y las capacidades distintivas que garantizan la entrega de la oferta y la consolidación de su ventaja competitiva son:

Activos Estratégicos Privilegiados	<ul style="list-style-type: none"> • Concesión en exclusividad a 50 años. • Único sistema troncal de gasoducto en la costa atlántica. • Proximidad a puntos de interconexión con otros países. • Cubrimiento del 100% de las principales ciudades de la Costa Atlántica. • Relaciones estables con empresas distribuidoras y potencializada con el “derecho adquirido” • Portafolio diversificado y rentable
------------------------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> • Certificación ISO 9001 • Calificación AAA de la emisión de bonos Promigas 2001
Capacidades Distintivas	<ul style="list-style-type: none"> • “Know how”. Mantenimiento y operación de gasoductos. • Habilidad en el gerenciamiento de proyectos (gestión financiera, subcontratación, interventoría, compras) • Capacidad para extraer valor de la tecnología de punta • Experiencia en el manejo Regulatorio

Para garantizar el cumplimiento de la oferta de valor a los clientes y accionistas (estructuración de los contratos, portafolio de inversiones y la generación de nuevos negocios) y garantizar la disponibilidad de los recursos que la soportan, soportan toda su estrategia a los procesos.

5.2.4 CADENA DE VALOR



5.2.5 FILOSOFIA CORPORATIVA

Misión Corporativa

Promigas es una empresa colombiana dedicada principalmente al transporte de gas natural, con intereses en otras actividades afines a su negocio.

Desarrolla su gestión utilizando tecnologías que garantizan niveles de calidad en los productos y servicios que ofrecen a sus clientes.

Visión Corporativa

Promigas se ha propuesto ser líder del sector de gas natural en Colombia y una de las primeras compañías privadas en esta actividad en América latina.

En los próximos 5 años quiere consolidar su liderazgo en el transporte de gas natural en Colombia, mantener una activa participación en su distribución, generar y posicionar negocios afines con sus recursos y competencias.

Valores

Promigas es una empresa que promueve según fuentes de la misma los siguientes valores corporativos:

- Respeto
- Integridad
- Excelencia
- Solidaridad
- Liderazgo

5.2.6 GESTIÓN SOCIAL

Promigas S.A. aspira ser un actor importante del desarrollo social y de los procesos de cambio que ésta actividad genera.

En el marco de esta filosofía, desarrolla su gestión social a través de la Fundación Promigas, basados en un modelo con énfasis en la generación de empleo, que se implementa en 75 localidades ubicadas a lo largo del gasoducto. En alianzas con organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, la Fundación Promigas también trabaja en programas de educación, salud y soluciones de vivienda en comunidades poco favorecidas en el área de influencia del gasoducto.

5.2.7 CERTIFICACIÓN ISO

Promigas esta acreditada en el país con la certificación ISO 9001/2000.

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Icontec, y The International Certification Network, Iqnet, otorgaron la certificación a su Sistema de Gestión de Calidad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de gas natural, después de cumplir con todos los requisitos de la Norma Internacional ISO 9001/2000.

5.2.8 PROMIGAS EN MERCADOS INTERNACIONALES Y PROYECTOS DE INVERSION

Las fortalezas y el conocimiento del esquema regulatorio, les dan una fuerte ventaja para entrar en mercados de otros países latinoamericanos. En la actualidad están calificados para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos por los gobiernos de Venezuela y Perú.

Recientemente la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó a la compañía Promigas S.A. E.S.P., una extensión al Programa de Gasoductos Regionales, permitiendo aumentar el número de poblaciones beneficiadas de la Costa Caribe colombiana de 130 a 170, al finalizar el año 2006.

El Programa se encuentra en ejecución con una inversión total establecida en 15 millones de dólares. La posibilidad de aumentar la cobertura se explica al solicitar Promigas, ante la Creg, un cambio de especificaciones en los materiales utilizados, pasando de redes de acero a las de polietileno, lo cual permitirá una mejor utilización de la inversión.

Igualmente el presidente de Promigas S.A. E.S.P., Antonio Celia Martínez-Aparicio, manifestó que los mercados externos, principalmente Venezuela y Centroamérica, son una opción muy interesante para aumentar la demanda de gas natural del país.

La opinión del empresario está respaldada con la visita del presidente Álvaro Uribe al vecino país, ya que uno de los temas de la agenda fue la construcción del gasoducto a Venezuela.

El gerente general también prevé poco aumento en el consumo de gas del país, teniendo en cuenta que el sector termoeléctrico no está produciendo a su máxima capacidad debido a que la generación hidroeléctrica está en niveles elevados. Además, las térmicas continúan significando casi el 60 por ciento del total del consumo de gas en el país.

Aumento de cobertura.

Promigas pretende extender los beneficios de gas natural al mayor número de poblaciones de la Costa Atlántica, agregando en los próximos dos años unas 30 poblaciones adicionales, lo que le permitirá alcanzar una cobertura en la Costa, al finalizar 2004, de 840.000 familias, adicionando 40.000 viviendas cada año, ubicadas en estratos socioeconómicos bajos.

El programa Gasoductos Regionales requiere una inversión total, en el lapso de cuatro años, de 15 millones de dólares, de los cuales se ha desarrollado cerca de 50 por ciento. La compañía mantiene hoy un cubrimiento de 58 por ciento del total del país, participando en 2003 con 63 por ciento del volumen de gas natural distribuido. A través de las compañías distribuidoras en las cuales Promigas tiene inversión atiende a 800.000 usuarios (4,2 millones de personas), 85 por ciento de los cuales corresponden a los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 de la Costa Atlántica.

5.2.9 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Durante los últimos años Promigas ha consolidado su estructura organizacional de manera tal que se ha estabilizado lo suficiente como para que su planta administrativa y operativa no tenga fluctuaciones muy relevantes. De hay que los vicepresidentes y directores actuales han permanecido en sus cargos por un lapso de tiempo no inferior a 4 años. Sus principales vicepresidencias están conformadas de la siguiente manera:

Cargo	Nombre
Presidente	Antonio Celia Martínez-Aparicio
Vicepresidente Comercial	Ricardo Hernández Malabet
Vicepresidente de Operaciones	Hernando Gutiérrez de Piñeres Abello
Vicepresidente Administrativo y Financiero	Amaury De la Espriella Martínez

Junta Directiva:

De acuerdo con el informe anual 2003, la siguiente es la lista de miembros de la junta Directiva, con sus respectivos suplentes:

JUNTA DIRECTIVA
PRINCIPALES
Lewis Max May
Meter E. Weidler
Mario Scarpetta Gnecco
Pedro Nel Ospina Santamaría
Alejandro Zaccour Urdinola
PRIMEROS SUPLENTES
Miguel A. Mendoza
Rafael Fraire Rangel
Lylli Scarptetta Gnecco
Juan María Robledo Uribe
Guido Alberto Nule Amín

6. CLIENTES Y MERCADOS

Hasta 1999 Promigas tenía un solo cliente y un solo contrato de transporte con ECOPETROL, principal accionista de la empresa en ese momento, cuando la empresa tenía un perfil mucho más técnico. Luego de la nueva regulación, los cambios del mercado del gas y del vencimiento del contrato con esa entidad del Estado; comenzaron a contratar directamente con los usuarios del sistema y pasaron de tener un solo cliente a una relación con 13 clientes en la Costa Atlántica en diciembre del mismo año.

Promigas suministra los servicios de transporte de gas, operación y mantenimiento de gasoductos a terceros, distribución de gas y servicios de compresión y deshidratación.

6.1 CONOCIMIENTO DEL CLIENTE Y DEL MERCADO

El sistema de gasoductos de Promigas transportó en 2003 el 54,4% del total del gas transportado en Colombia. Esta actividad es un monopolio natural que atiende el 100% de los clientes de la Costa Atlántica que pudieran requerir este servicio en los sectores: eléctrico (56%), industrial (34%), residencial (8%) y gas natural comprimido vehicular, GNV (gas natural vehicular), (2%). Los volúmenes transportados en los últimos cinco años fueron:

Consumos de gas natural por sectores					
Cifras en MPCD					
Promedio/año					
Sector	1999	2000	2001	2002	2003
Eléctrico	178.2	215.37	206.51	191.57	168.9
Industrial	107	110.5	110.25	117.72	115.47
Residencial	25.53	26.3	26.57	27.44	28.24
GNV	5.73	6.46	7.21	7.49	8.47
Total	316.46	358.63	350.54	344.22	321.08

Fuente: Promigas ESP S.A.

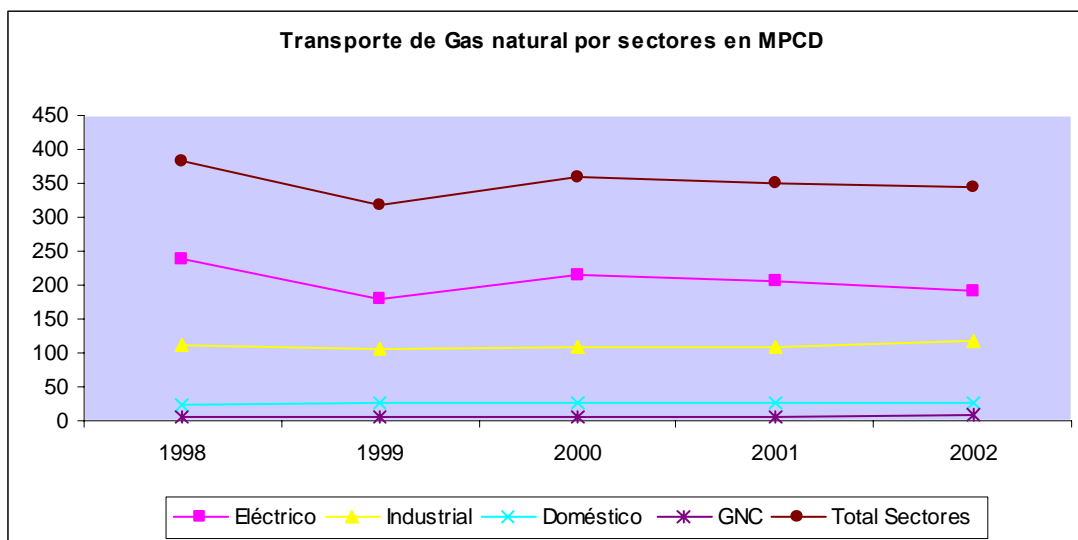
Los clientes por sector son:

Eléctrico: Corporación Eléctrica de la Costa SA E.S.P., Termoeléctrica Las Flores S.A, E.S.P.

Industrial: ECOPETROL SA , Petroquímica Colombiana SA, Cerromatoso SA, Cabot Colombiana SA, Malterías Tropical S.A, Abonos Colombianos SA

Distribución de Gas Natural: Gases del Caribe SA ES.P y Surtigas SA ES.P., quienes a su vez atienden los sectores residencial, comercial y de GNV.

A continuación se presenta un resumen del volumen promedio día transportado por Promigas durante los últimos cuatro años.



6.2 SERVICIOS Y PRODUCTOS

Transporte de Gas Natural

El transporte de gas natural se lleva a cabo a través de un sistema de gasoductos de propiedad de Promigas, desde los yacimientos de la guajira hasta la estación terminal jobo en el departamento de sucre, con una capacidad máxima de transporte por el gasoducto de 480 mpcd.

Diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos

Los clientes son entidades transportadoras de gas natural estatales y privadas con gasoductos propios.

Características de los Gasoductos Operados²¹

Cliente	Capacidad de Gasoducto (MPCD)	Longitud (KM)	Zona de Influencia
---------	-------------------------------	---------------	--------------------

²¹ Promigas E.S.P.

Centragas	200	772.3	La Guajira, Cesar & Santander
GBS	64	303	Boyacá & Santander
Transoccidente	73	11	Valle del Cauca

Distribución de gas natural

Por medio de diferentes canales atienden el servicio de distribución de gas natural. A nivel industrial en Barranquilla prestan el servicio a través de redes extendidas en el corredor industrial que incluye las flores, calle 30 y barranquillita. Este servicio consiste en la recepción del gas en puertas de ciudad "city gate" y su correspondiente entrega a cada industria ubicada en el sector mencionado.

El otro canal empleado para la prestación del servicio de distribución comercial y domiciliaria es a través de las compañías distribuidoras. En la Costa Caribe el gas domiciliario llega a más de 750.000 viviendas, de las cuales el 60% corresponde a los estratos 1 y 2.

Asesorías integrales

Asesorías mediante la transferencia de información, conocimientos y tecnología.

Servicios integrados

Promigas desarrolla proyectos que permitan un uso adecuado de los recursos existentes, protejan el medio ambiente y ofrezcan beneficios para los clientes.

Energía

Diagnostico Energético

A partir de un diagnostico energético en las empresas se determina el grado de eficiencia en el manejo de la energía, se identifican oportunidades de mejora y se implementan soluciones.

Sistema de Gestión Energética.

Promigas ESP construye sistemas de solución energética para el monitoreo, manejo y control de la energía utilizada.

Sistemas de iluminación eficiente.

Ofrece el desarrollo de sistemas de iluminación que brinde a las empresas ambientes productivos y confortables.

Generación de Energía en Sitio.

Promigas diseña, implementa y opera soluciones de generación de energía eléctrica y térmicas en forma de calor y frío. Mediante proyectos de autogeneración, coogeneración o trigeneración que permiten atender las necesidades de los clientes.

6.3 SECTORES BENEFICIADOS.

Domiciliario

Promigas transporta gas natural y participa en su distribución, lo que genera beneficio económico, social y ambiental.

Industrial

Numerosas conversiones se han dado con la masificación del uso del gas natural. La introducción de tecnologías que aprovechan el gas como combustible han hecho que las empresas mejoren sus procesos productivos, incrementando su eficiencia en el uso de combustibles.

Empresas cementeras, petroquímicas, de textiles y bebidas, entre otras, hoy en día mueven sus calderas, turbinas de generación y hornos a gas, beneficiándose de los consecuentes ahorro de costos, aprovechamiento del proceso, limpieza y confiabilidad.

Transporte Público

En Colombia, los beneficios del gas natural se han trasladado también al sector de transporte público de pasajeros.

Para los vehículos a gas natural, la conversión representa un 50% de ahorro en relación con la gasolina. Adicionalmente, debido a que el gas natural es un combustible limpio, la vida del motor se aumenta a casi el doble y los gastos de mantenimiento también se reducen en 50%.

6.4 USOS INDUSTRIALES.

Generación de energía

Generación térmica

El gas natural como combustible ha contribuido significativamente a este proceso al ser empleado para mover turbinas en ciclo simple y en ciclo combinado, aportando eficiencia, confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico nacional.

Generación en sitio

A los grandes consumidores en el sector industrial, la generación de energía en sitio, con el gas natural como combustible, les permite trabajar con sistemas que ofrecen alta confiabilidad. Al ser 100% redundantes, se mitiga el riesgo de interrupción en el suministro de energía eléctrica por factores externos y, por lo tanto, se disminuyen las pérdidas y sobrecostos en los procesos productivos. Además, se logra mayor control y estabilidad en el precio de la energía.

7. PLAN FINANCIERO

7.1 Supuestos generales y construcción de proyecciones

Supuestos Macroeconómicos²²

Es necesario mencionar que las proyecciones se realizaron para el escenario más probable a partir de los siguientes supuestos, dichos datos fueron obtenidos a través del Departamento Nacional de Planeación, en su sección estadística.

Indicador	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Inflación Doméstica (IPC) Promedio	7.13	5.75	4.76	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Tasa de Cambio Nominal Promedio	\$ 2,876	\$ 2,704	\$ 2,760	\$ 3,044	\$ 3,356	\$ 3,701	\$ 4,082	\$ 4,501	\$ 4,964
Devaluación Promedio Año (%)	14.67	-5.98	2.08	10.28	10.28	10.28	10.28	10.28	10.28
Crecimiento PIB Real (%)	3.74	3.80	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
DTF	7.49%	8.3%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
IPP Comisión de Regulación de Energía y Gas.	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: www.DNP.gov.co

CONCEPTO	%
Crecimiento anual promedio de tarifa por MPCD ²³ Inversión	-3.00%
Crecimiento anual promedio de tarifa por MPCD GOM	-3.00%
Decrecimiento esperado por los empresarios	-2.00%
Crecimiento demanda Proyección para el proyecto.	1.00%

Fuente: Promigas ESP S.A. www.upme.gov.co

Para los cuatro últimos años de proyección se tomaron los mismos valores que el año 2006, es decir que el comportamiento de variables como IPC, TRM y Devaluación se presumen constantes a partir de dicho año. Para la demanda de gas de los próximos años se utilizó la información suministrada por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia en su reporte de diciembre de 2003.

Ingresos Operacionales: Los ingresos operacionales tienen una forma de obtención bastante interesante debido a que Promigas es una compañía que recibe ingresos en dólares y pesos, los dólares provienen de los cargos que por inversión pagan sus clientes y pesos porque los gastos de operación y mantenimiento se cancelan en moneda local. A través de lo investigado en Promigas pudimos conocer que el 70% de los ingresos operacionales provienen de Inversión y el restante 30% proviene de operación y mantenimiento.

²² www.DNP.gov.co

²³ Mega Pie Cúbico Diario

Del mismo modo se conocieron las cifras de gas transportado en los últimos cinco años lo que permite conocer el comportamiento histórico de la demanda a fin de ser usado como herramienta de proyección²⁴.

Consumos de gas natural por sectores²⁵
Cifras en MPCD
Promedio / año

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Eléctrico	238.19	178.2	215.37	206.51	191.57	168.9
Industrial	112.71	107	110.5	110.25	117.72	115.47
Residencial	24.93	25.53	26.3	26.57	27.44	28.24
GNV	5.67	5.73	6.46	7.21	7.49	8.47
Total	137340	113926	129106.8	126194.4	123919	115589

A partir de los ingresos por transporte se determino el costo de cada MPC y de esta manera se le aplico la respectiva proporción de inversión y de gasto. Se evaluó el histórico y se le aplicaron las variables relacionadas a cada uno de los rubros.

Las tarifas estipuladas por la CREG son el resultado de un análisis de demanda vs. Inversión. Es decir que la empresa en su momento determino cual seria la inversión total, y descontó dicha inversión a una tasa de oportunidad determinada, posteriormente este monto fue dividido por la demanda esperada que es el que se refleja en la tarifa, esto es a grandes rasgos la forma de obtención de dicho valor.

El sistema tarifario que aplica para Promigas tiene dos componentes importantes que remuneran la inversión: los cargos por distancia y los cargos por estampilla. Los cargos por distancia tienen que ver con el cobro del gas transportado a través del gasoducto troncal, y los cargos por estampilla tienen que ver con el transporte a través de ramales asociados al principal²⁶

Las tarifas muestran un incremento en cargos por distancia del orden del 200% para el primer año y disminuyen hasta llegar al 75% en el ultimo año con respecto al año anterior, sin embargo la cuantía dentro de la tarifa total por distancia es mínima. Para el caso de los cargos por estampilla su disminución es del 15% anual compensando con creces las disminuciones por distancia. En el caso de los cargos por operación y mantenimiento estos experimentan una disminución del 7% promedio a partir del año 2003. Los datos anteriores fueron obtenidos de la resolución No 070 de 2003 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas ,CREG.

Las tarifas estipuladas por la CREG para inversión se ajustan por dos conceptos devaluación y IPP estadounidense, y los cargos de operación y mantenimiento se ajustan por IPC, esto también es establecido por la resolución antes mencionada.

²⁴ Promigas, Informe Anual y Balance General 2003.

²⁵ Promigas, Informe Anual y Balance General 2003.

²⁶ Resolución No 070 de 2003, Comisión de regulación de Energía y Gas.

Las proyecciones de demanda para la región según la Unidad de Planeación Mineroenergética son de 4.1% para el periodo (2001-2004) y de 3.4% para el periodo (2005-2010).²⁷ Sin embargo por fuentes de la compañía se conoció que muy probablemente el crecimiento de la demanda de gas para el año 2004 sea del orden de -2%, adicionalmente se conoció que el crecimiento de la demanda para los próximos años no superara el 1% debido a que la compañía ya ha llegado a la mayoría de municipio de la región. Es importante recalcar que lo que permite la sostenibilidad de esta compañía no es el gas domiciliario sino el gas que consumen las termoeléctricas de la costa y el sector petroquímico. Por tal motivo a pesar de que se llegue al 100% de masificación de gas domiciliario la incidencia sobre el ingreso total o la demanda total será mínima.

Inversiones: Promigas ha solicitado a la Creg que permita, en aquellos casos en que sea posible, construir gasoductos con tubería de polietileno, a fin de utilizar parte de la inversión aprobada para llevar el gas natural a poblaciones adicionales a las inicialmente previstas. En la tabla podemos observar las inversiones aprobadas por la Creg para los próximos cuatro años. Dichas inversiones a serán financiadas vía deuda. El autor supone que para los cuatro último años las inversiones permanecerán constantes por concepto de reposición de activos.

Transporte de gas Plan de Inversiones (Miles de pesos)			
2004	7,293,000 USD	\$ 2,704	\$ 19,719,939
2005	7,570,000 USD	\$ 2,760	\$ 20,893,767
2006	3,371,000 USD	\$ 3,044	\$ 10,260,296
2007	3,371,000 USD	\$ 3,356	\$ 11,314,624
2008	3,371,000 USD	\$ 3,701	\$ 12,477,293
2009	3,371,000 USD	\$ 4,082	\$ 13,759,435
2010	3,371,000 USD	\$ 4,501	\$ 15,173,328
2011	3,371,000 USD	\$ 4,964	\$ 16,732,510

Fuente: Promigas S.A. ESP

Liquidez: Según fuentes de Promigas los excesos de liquidez que ellos alcancen en los próximos años tendrán un balance entre caja e inversiones negociables, la participación de cada una de estas cuentas será de 10% para la caja y de 90% para las inversiones negociables. Esta tendencia puede ser observada a través de los datos históricos de la compañía los cuales demuestran este comportamiento.

Bonos: La compañía emitió en el año 2001 bonos por un valor de 100 mil millones de pesos y en el año 2002 emitió otro tramo por el mismo valor, la tasa de colocación de estos bonos fue: plazo a cinco, siete y diez años, y tasa de IPC+6.5 y DTF+4.0. El autor considera que tan pronto la compañía pague el primer tramo de 100 mil millones emitirá bonos por el mismo valor en el año que corresponda a fin de continuar con su estructura de deuda.

²⁷ Demanda de Gas (2003-2015), Unidad de Planeación Minero Energética, Bogota Enero 30 de 2003.

Plan de Desembolsos Bonos	
Año	Monto
2006	\$ 33,333,333
2007	\$ 33,333,333
2008	\$ 33,333,333
2009	\$ 33,333,333
2011	\$ 33,333,333

Fuente: Promigas S.A. ESP

Obligaciones Financieras LP: El autor a estimado que la deuda en el largo plazo es amortizada a una tasa del 10% sobre el total de obligaciones de largo plazo que la compañía presenta. Este estimativo parte de un análisis horizontal de la evolución de las obligaciones financieras las cuales muestran una tendencia de pago del 10% sobre el valor de capital. Las tasas a las cuales la compañía consigue deuda son DTF+4.5. Se asumen todas las obligaciones en pesos.

7.2 SUPUESTOS DE PROYECCIÓN PROMIGAS

- **DEUDORES:** La compañía pretende mantener este indicador en 18% como una política de crédito, esto es simplemente una interpretación de las políticas de crédito que Promigas tiene para sus clientes. El monto de deudores se obtiene como una participación dentro de los ingresos operacionales.
- **INVENTARIO NETO:** El inventario neto es ajustado al IPC proyectado para cada año. El inventario en cuestión esta compuesto por herramientas, tubos en preparación o reparación y partes de maquinaria que esta siendo reparada.
- **GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO:** Los Gastos Pagados por Anticipado se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **DEUDORES LP:** El comportamiento histórico de la compañía muestra que este indicador en promedio es un 12% sobre los ingresos operacionales.
- **INVERSIONES PERMANENTES:** Las inversiones permanentes se ajustan de acuerdo al IPC proyectado. Del mismo modo por fuentes Promigas se conoció que su crecimiento en el sector esta limitado por las regulaciones impuestas la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- **PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO.** La propiedad planta y equipo se ajusta por inflación anualmente, su valor se incrementa por nuevas inversiones y se disminuye por la depreciación experimentada.
- **OTROS ACTIVOS:** Los otros activos se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **VALORIZACIÓN DE LOS ACTIVOS:** Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.

- OBLIGACIONES FINANCIERAS: Esta cuenta será mantenida constante en el tiempo y el rubro allí consignado será considerado como un crédito rotativo.
- PROVEEDORES Y CUENTAS POR PAGAR: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro del costo de ventas.
- OBLIGACIONES LABORALES: Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- IMPUESTOS GRAVÁMENES Y TASAS: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 5 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro de la provisión de impuestos.
- OBLIGACIONES FINANCIERAS LP: Esta cuenta basa su aumento en las nuevas inversiones las cuales son financiadas vía deuda y su disminución por las amortizaciones realizadas.
- BONOS: Esta cuenta disminuye a medida que los tramos van llegando a su vencimiento. Tan pronto se pagan los primeros 100 mil millones se estima que la compañía emite títulos por el mismo valor.
- OBLIGACIONES LABORALES: Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO Y CRÉDITO POR CORRECCIÓN MONETARIA: Esta cuenta se ajusta de acuerdo al IPC proyectado.
- PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: El patrimonio de los accionistas se ajusta con el IPC del año en estudio, su valor decrece debido a que se descuenta la totalidad de la utilidad del año inmediatamente anterior y su valor se incrementa por la utilidad del ejercicio del año en cuestión.
- DEPRECIACIÓN: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 5 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro de la propiedad planta y equipo, la tendencia muestra que esta compañía usa un horizonte de tiempo para su depreciación del orden de 10 años.
- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación de este rubro dentro del rubro de Propiedad planta y equipo.
- INSTALACION A CLIENTES: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de transporte de gas.
- SEGUROS: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de propiedad planta y equipo.
- DISPONIBILIDAD CAPACIDAD DEL GASODUCTO: Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de transporte de gas.

- **COSTOS DIRECTOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 2 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de transporte de gas.
- **GASTOS VENTAS Y GASTOS DE ADMINISTRACIÓN:** Estas cuentas se ajustan de acuerdo al IPC proyectado.
- **PARTICIPACIONES CAUSADAS Y DIVIDENDOS RECIBIDOS:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 4 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de inversiones permanentes del año inmediatamente anterior.
- **INGRESOS FINANCIEROS:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 3 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta de inversiones permanentes del año inmediatamente anterior.
- **GASTOS FINANCIEROS:** Para esta cuenta se tuvo en cuenta la tasa DTF y se sumaron los puntos con los cuales se adquirió la deuda, en este caso en particular se tomo DTF + 4.5, las deudas involucradas fueron las de obligaciones financieras LP y las obligaciones financieras de corto plazo del año inmediatamente anterior.
- **CORRECCIÓN MONETARIA:** Todas la cuenta que conforman esta partida se afectaron con el IPC correspondiente al año de la proyección.
- **PROVISIÓN PARA IMPUESTO DE RENTA:** Para esta cuenta se obtuvo un promedio de los últimos 5 años y su fuente fue la participación dentro de la cuenta ganancias antes de la provisión para impuesto sobre la renta. Esta compañía tiene un sinnúmero de exenciones tributarias que le otorga el gobierno, por tal motivo el porcentaje resultante es inferior a los que usualmente conocemos (23.3%).
- **CAPITAL DE TRABAJO:** Se toma la variación de un año a otro teniendo en cuenta que el capital de trabajo es el producto de la interacción de las siguientes cuentas.

+Caja Mínima
 +Cuenta por Cobrar
 +Inventarios
-Cuentas por Pagar
CAPITAL DE TRABAJO

Para dar sentido a la ecuación contable del balance, se utilizara las cuenta de caja y inversiones negociables. El motivo de esta decisión es que no se cuenta con suficiente información acerca de los flujos de dinero de esta organización como para la realización de un flujo de caja. De darse el caso la compañía daría a conocer información privilegiada que para nada seria conveniente. Por lo tanto las proyecciones cuentan con el visto bueno de Transmetano y del respectivo asesor de proyecto para que el ajuste en el balance se haga mediante esta cuenta.

7.3 Valoración del patrimonio

La valoración del patrimonio de Promigas se realizó a través del método de flujo de caja neto para el accionista (FCNA). Este método consiste en calcular el FCNA partiendo de la utilidad neta de la empresa y ajustándola con los rubros que representan y no representan salidas reales de dinero y que al mismo tiempo son relevantes para el accionista. A continuación se presenta el esquema que se debe aplicar para hallar el FCNA:

Utilidad Neta
+ Depreciación
- Inversiones en capital de trabajo
- Inversiones de reposición (capex)
+/- Corrección monetaria
- Amortización deuda
FCNA

En el momento en que se obtiene el FCNA para cada año se procede a traer esos rubros a valor presente que en el caso del reporte es diciembre 31 de 2003. Para lograr esto se halla una tasa de descuento a través del modelo CAPM (Capital Asset Price Model), los datos utilizados para el cálculo de esta tasa fueron:

Beta desapalancado: 0.39 - Este beta corresponde al sector de distribución de gas natural en Estados Unidos. Para el cálculo de este, se tuvieron en cuenta 31 empresas que conforman el sector.²⁸

Beta apalancado: Para el cálculo de este beta se asumió una tasa impositiva de 23.28% y una razón de apalancamiento en la cual se utilizaron los pasivos a largo plazo sobre el total del patrimonio en cada año de la proyección. A continuación se presenta el beta apalancado para cada año de la proyección:

Beta Apalancado	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	0.52	0.51	0.49	0.48	0.50	0.48	0.48	0.47

Tasa libre de riesgo: 5.31%²⁹ - Corresponde a los bonos del tesoro a 30 años.

Prima de riesgo del mercado: 7.45%³⁰

CAPM: Es la tasa de descuento necesaria para calcular los valores del FCNA para cada año de la proyección. La fórmula utilizada para el cálculo de esta tasa fue:

$$\text{CAPM} = R_f + [\beta a \times (R_m - R_f)]$$

Donde:

²⁸ Fuente: Aswath Damodaran. Updated Data. Levered and Unlevered Betas by Industry. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁹ <http://bonds.yahoo.com/rates.html>

³⁰ Fuente: Aswath Damodaran. Updated Data. Levered and Unlevered Betas by Industry. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Rf: Tasa libre de riesgo
b: Beta apalancado
 Rm – Rf: Prima de riesgo del mercado

La denominación de esta tasa es en dólares americanos, por lo tanto con la devaluación promedio para cada año se obtiene el CAPM en pesos. A continuación se presentan los valores de la tasa de descuento tanto para dólares como para pesos:

CAPM USD	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
		9.19%	9.13%	8.98%	8.88%	9.02%	8.90%	8.88%

CAPM COP	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
		11.46%	20.35%	20.18%	20.06%	20.22%	20.09%	20.07%

Las proyecciones de esta compañía no van únicamente hasta el octavo año, también hay que tener en cuenta que esta compañía no desaparecerá en dicho periodo sino que continuara, y por ello hubo que calcular un valor terminal para Promigas que fue obtenido mediante el teorema de Gordón.

Para poder determinar este valor se deben hacer ciertas suposiciones como que debe existir un estado estable lo que implica que los márgenes y la rentabilidad de la firma permanezcan constantes y que la tasa de crecimiento sea constante, para efectos de este reporte la tasa de crecimiento será de 0% debido a que para el 2011 ya se debe haber cubierto en un 100% toda la demanda de gas de esta región del país. Ver anexo 7 Calcula de FCNA

7.4 INDICADORES FINANCIEROS

Los resultados financieros de los últimos años de Promigas han sido muy sólidos y contundentes, sus ingresos por transporte de gas han venido en aumento durante los últimos años a una tasa promedio del 9%. De igual manera su utilidad bruta y operacional aumenta de manera constante durante los cinco primeros años, y su participación dentro de los ingresos totales se mantiene en promedio en 59% y 43% respectivamente.

Los gastos financieros se han mantenido a pesar de la reducción constante en los niveles de deuda, debido principalmente a que Promigas mantenía créditos en moneda extranjera que debido a la devaluación se hacían demasiado costosos, sin embargo durante el ultimo año realizo una reestructuración para cancelar estos pasivos en moneda extranjera y reemplazarlos por obligaciones en moneda local.

En el ultimo año la cuenta de participaciones causadas y dividendos tuvo un incremento considerable debido a la coyuntura del sector gasífero, no hay que olvidar que esta compañía mantiene inversiones permanentes en muchas compañías vinculadas a este sector. Dicho

aumento se refleja en las utilidades netas de la compañía las cuales a 2003 son del orden de 85 mil millones de pesos.

Como consecuencia de los resultados financieros esta compañía presenta altos niveles de liquidez que se reflejan en sus cuentas de Caja e Inversiones permanentes. De igual forma la compañía ha trabajado durante los últimos tres años en mejorar sus políticas de deudores de corto y largo plazo a fin de afinar aun mas sus flujos de caja.

La proyección de los diferentes rubros nos han permitido identificar que esta compañía sigue manteniendo indicadores sólidos a través del tiempo. Para el presente análisis comenzaremos con la razón circulante, la cual demuestra que Promigas cuenta durante el periodo de análisis de suficientes recursos para atender sus acreencias de corto plazo. El indicador en el transcurso del tiempo se incrementa como consecuencia de los excesos de liquidez que tiene la compañía. El indicador promedio para los ocho periodos de análisis es 1.56.

Basados en la razón circulante y sin tener en cuenta los inventarios llegamos a la prueba ácida, allí se nota que este indicador sigue siendo fuerte y a su vez demuestra que la incidencia de los inventarios dentro de los activos es mínima debido principalmente a que la razón de ser del negocio no implica niveles altos de inventario. El indicador promedio para los ocho periodos de análisis es 1.49.

El apalancamiento financiero que presenta la compañía disminuye a través de los ocho años de proyección de manera gradual llegando a un indicador mínimo en el año 2011 y máximo en el año 2004, esta disminución se experimenta como consecuencia del pago de las acreencias de año en año e igualmente del incremento del activo vía caja e inversiones negociables.

La capacidad de pago de intereses es muy buena a través del tiempo y su indicador de cobertura mejora de año en año debido a que el nivel de endeudamiento total disminuye mientras que los intereses generados de las inversiones negociables aumentan como consecuencia del aumento de liquidez. El indicador promedio es de 4 veces los intereses, lo que demuestra solidez para el pago de los intereses de la deuda.

El margen de operación se mantiene estable a través del tiempo debido a la estabilidad de los flujos de efectivo los cuales reflejan la naturaleza del negocio la cual es vital para la cadena gasífera. El promedio experimentado durante los años de proyección es de 44%.

Ver Anexo 8 Indicadores Financieros.

7.5 RESULTADOS DE LA VALORACION

Como resultado de la valoración encuentro un valor de patrimonio igual a \$590.524.532 millones y al dividir este valor por el numero total de acciones en circulación encuentro un valor por acción equivalente a \$4.441 pesos el cual dista mucho del valor promedio de la acción en el mercado \$7.493 pesos.

Este resultado es bien distante posiblemente por dos razones básicas: La primera tiene que ver con la información utilizada para el reporte que a pesar de haber sido conseguida de primera mano a través de su gerente general, no fue suministrada al detalle, únicamente generalidades financieras y operacionales de la compañía.; y la segunda tiene que ver con la bursatilidad de la acción y el conocimiento de este sector en el mercado accionario.

El informe muestra una compañía con una liquidez excesiva que es contraproducente, sin embargo los nuevos proyectos energéticos del país podrán ser el destino de dicha liquidez. Para efectos de esta valoración no se tuvieron en cuenta estos proyectos por lo cual la compañía esta perdiendo valor en la medida que sus excesos de liquidez pesan demasiado dentro de sus activos.

Sin embargo el trabajo deja en el autor inquietudes que solo la experiencia en la banca de inversión solucionara y que lo estimulan a seguir de cerca los movimientos empresariales de compra y venta de compañías.

7.6 PERDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADAS

Ver anexo 9 Perdidas y ganancias.

Ver anexo 10 Perdidas y ganancias proyectadas.

7.7 BALANCE GENERAL

Ver anexo 11 Balance general

Ver anexo 12 Balance general Proyectado.

Anexo 1

Calculo de flujos de caja.

Años	Utilidad Neta	Variacion de capital de trabajo	CAPEX	Depreciación	Correccion Monetaria	Amortizacion de deuda	FCNA	VPN FCNA
2004 \$	16.266	\$ -3.448	\$ 744	\$ 6.267	\$ 1.251	\$ 1.047	\$ 22.940	\$ 20.735
2005 \$	15.031	\$ 444	\$ 759	\$ 5.833	\$ 1.311	\$ 1.123	\$ 17.228	\$ 12.057
2006 \$	15.898	\$ 1.444	\$ 837	\$ 5.376	\$ 1.363	\$ 1.206	\$ 16.423	\$ 9.611
2007 \$	16.998	\$ 872	\$ 923	\$ 4.939	\$ 1.417	\$ 1.299	\$ 17.426	\$ 8.525
2008 \$	18.035	\$ 311	\$ 1.018	\$ 4.521	\$ 1.474	\$ 1.400	\$ 18.353	\$ 7.502
2009 \$	19.011	\$ -55	\$ 1.122	\$ 4.120	\$ 1.533	\$ 1.513	\$ 19.017	\$ 6.492
2010 \$	19.945	\$ -276	\$ 1.238	\$ 3.732	\$ 1.594	\$ 1.636	\$ 19.484	\$ 5.551
2011 \$	20.853	\$ -400	\$ 1.365	\$ 3.357	\$ 1.658	\$ 1.773	\$ 19.814	\$ 4.708
Valor Terminal	\$	25.202						
Valor del Patrimonio (Millones)	\$	100.382						
Valor de la accion con Valoración	\$	68						
Número de acciones (millones)	\$	1.466						

Anexo 2
INDICADORES FINANCIEROS

Razones Financieras	Promedio	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999
Razon Circulante	1,57	1,59	1,64	1,67	1,68	1,65	1,56	1,40	1,35	1,56	0,57	0,43	1,40	0,79
Prueba Acida	1,50	1,53	1,57	1,61	1,62	1,59	1,50	1,35	1,30	1,48	0,53	0,42	1,27	0,76
Rotacion de Activos Totales	29%	32%	31%	30%	29%	28%	28%	27%	26%	26%	29%	26%	25%	24%
Razon de Deuda	20%	25%	23%	22%	21%	20%	19%	19%	18%	15%	27%	35%	36%	54%
Razon de Capacidad de pago de intereses.	20,03	18,01	18,28	18,44	18,49	18,38	18,09	21,57	35,28	13,74	2,47	4,65	1,66	1,15
Margen de utilidad bruta.	68%	75%	73%	71%	69%	67%	65%	62%	70%	60%	62%	61%	62%	60%
Margen de Utilidad Operativa	62%	68%	67%	65%	63%	61%	59%	56%	64%	54%	55%	56%	58%	54%
Margen de Utilidad Neta	42%	46%	46%	45%	43%	42%	40%	39%	43%	34%	24%	33%	20%	8%
Rendimiento sobre Activos	12%	15%	14%	13%	13%	12%	11%	11%	11%	9%	7%	8%	5%	2%
Rendimiento sobre Capital	15%	20%	19%	17%	16%	15%	14%	13%	14%	10%	10%	13%	8%	4%
Financiacion a largo plazo	89%	88%	88%	88%	89%	89%	89%	89%	90%	93%	80%	68%	95%	83%
Concentración	53%	49%	51%	52%	53%	55%	56%	57%	58%	48%	73%	93%	14%	31%
UPA	\$ 12	\$ 14	\$ 14	\$ 13	\$ 12	\$ 12	\$ 11	\$ 10	\$ 11	\$ 8	\$ 5	\$ 6	\$ 3	1

Anexo 3.
TRANSPORTADORA DE METANO SA ESP
ESTADO DE RESULTADOS
(Cifras en Millones de pesos)

	2003	2002	2001	2000	1999
Ingresos operacionales	\$ 35.970	\$ 31.593	\$ 28.180	\$ 25.851	\$ 23.624
Transporte de gas natural	\$ 35.970	\$ 31.593	\$ 28.180	\$ 25.851	\$ 23.624
Recompresion de gas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Venta de gas natural comprimido y equipos de conversión.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Operación de gasoductos y servicios técnicos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ajustes por inflación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de ventas	\$ 14.530	\$ 11.900	\$ 10.990	\$ 9.708	\$ 9.454
Depreciaciones de gasoductos y equipo	\$ 8.749	\$ 8.074	\$ 7.575	\$ 6.857	\$ 6.754
Servicios personales	\$ 958	\$ 876	\$ 786	\$ 709	\$ 671
Seguros	\$ 1.044	\$ 762	\$ 613	\$ 483	\$ 358
Mantenimiento y reparaciones	\$ 1.798	\$ 601	\$ 628	\$ 381	\$ 348
Amortización de cargos diferidos	\$ 428	\$ 400	\$ 387	\$ 350	\$ 343
Honorarios	\$ 260	\$ 317	\$ 165	\$ 304	\$ 242
Arrendamientos	\$ 220	\$ 213	\$ 203	\$ 191	\$ 254
Servicios públicos	\$ 528	\$ 196	\$ 263	\$ 142	\$ 77
Materiales y suministros	\$ 229	\$ 154	\$ 128	\$ 77	\$ 134
Órdenes y contratos por otros servicios	\$ 127	\$ 141	\$ 118	\$ 75	\$ 78
Contribuciones y regalías	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 15	\$ 16
Impuestos diferentes a renta.	\$ 6	\$ 5	\$ 2	\$ 6	\$ 38
Otros costos de operación y mantenimiento	\$ 183	\$ 161	\$ 122	\$ 118	\$ 141
Ganancia Bruta	\$ 21.440	\$ 19.693	\$ 17.190	\$ 16.143	\$ 14.170
Gastos operacionales	\$ 2.061	\$ 2.388	\$ 1.456	\$ 1.211	\$ 1.348
Gastos de Administración	\$ 1.805	\$ 1.488	\$ 1.233	\$ 1.015	\$ 1.117
Gastos de Venta	\$ 256	\$ 900	\$ 223	\$ 192	\$ 229
Impuesto da la Seguridad democratica	\$ -	\$ 649	\$ -	\$ -	\$ -
Servicios personales	\$ 584	\$ 519	\$ 489	\$ 387	\$ 505
Impuesto de industria y comercio	\$ 315	\$ 265	\$ 232	\$ 198	\$ 172
Honorarios	\$ 226	\$ 271	\$ 210	\$ 184	\$ 237
Arrendamientos	\$ 105	\$ 88	\$ 89	\$ 89	\$ 97
Contribuciones en transacciones financieras	\$ 115	\$ 71	\$ 81	\$ 72	\$ 70
Depreciaciones de propiedades y equipo	\$ 143	\$ 108	\$ 87	\$ 60	\$ 62
Suscripciones y afiliaciones.	\$ 90	\$ 85	\$ 14	\$ 41	\$ 38
Fotocopias y papalería.	\$ 30	\$ 25	\$ 23	\$ 30	\$ 23
Gastos de viaje.	\$ 31	\$ 29	\$ 34	\$ 28	\$ 28
Servicios Públicos	\$ 36	\$ 41	\$ 27	\$ 26	\$ 29
Mantenimiento.	\$ 83	\$ 55	\$ 21	\$ 17	\$ 37
Amortización de cargos diferidos.	\$ 51	\$ 45	\$ 19	\$ 7	\$ 3
Otros gastos operacionales	\$ 252	\$ 137	\$ 160	\$ 88	\$ 45
Ganancia Operacional	\$ 19.379	\$ 17.305	\$ 15.734	\$ 14.932	\$ 12.822
Otros ingresos (gastos) no operacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Participaciones causadas y dividendos recibidos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos financieros	\$ 844	\$ 1.244	\$ 476	\$ 1.759	\$ 4.431
Gastos financieros	\$ -1.558	\$ -8.234	\$ -3.938	\$ -11.877	\$ -18.273
Ingreso por liquidación anticipada de contrato	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Corrección monetaria	\$ 1.183	\$ 1.607	\$ 2.446	\$ 3.052	\$ 3.886
Otros Ingresos	\$ 79	\$ 207	\$ 52	\$ 55	\$ 186
Otros Egresos	\$ -80	\$ -43	\$ -404	\$ -50	\$ -337
	\$ 468	\$ -5.219	\$ -1.368	\$ -7.061	\$ -10.107
Ganancias antes de la provision para impuesto sobre la renta	\$ 19.847	\$ 12.086	\$ 14.366	\$ 7.871	\$ 2.715
Provision para impuesto sobre la renta	\$ 7.775	\$ 4.500	\$ 5.178	\$ 2.782	\$ 819
Ganancia neta	\$ 12.072	\$ 7.586	\$ 9.188	\$ 5.089	\$ 1.896

Anexo 4.
TRANSPORTADORA DE METANO SA ESP
ESTADO DE RESULTADOS
(Cifras en Millones de pesos)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Ingresos operacionales	\$ 44.950	\$ 43.808	\$ 42.695	\$ 41.611	\$ 40.554	\$ 39.524	\$ 38.520	\$ 37.542
Transporte de gas natural	\$ 44.950	\$ 43.808	\$ 42.695	\$ 41.611	\$ 40.554	\$ 39.524	\$ 38.520	\$ 37.542
Recompresion de gas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Venta de gas natural comprimido y equipos de conversión.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Operación de gasoductos y servicios técnicos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ajustes por inflación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de ventas	\$ 11.358	\$ 11.802	\$ 12.271	\$ 12.770	\$ 13.302	\$ 13.870	\$ 14.478	\$ 11.368
Depreciaciones de gasoductos y equipo	\$ 3.357	\$ 3.732	\$ 4.120	\$ 4.521	\$ 4.939	\$ 5.376	\$ 5.833	\$ 6.267
Servicios personales	\$ 1.343	\$ 1.291	\$ 1.242	\$ 1.194	\$ 1.148	\$ 1.104	\$ 1.061	\$ 1.013
Seguros	\$ 310	\$ 345	\$ 380	\$ 417	\$ 456	\$ 496	\$ 539	\$ 579
Mantenimiento y reparaciones	\$ 1.931	\$ 2.147	\$ 2.370	\$ 2.601	\$ 2.841	\$ 3.092	\$ 3.355	\$ 1.901
Amortización de cargos diferidos	\$ 364	\$ 350	\$ 337	\$ 324	\$ 312	\$ 300	\$ 288	\$ 275
Arrendamientos	\$ 308	\$ 297	\$ 285	\$ 274	\$ 264	\$ 253	\$ 244	\$ 233
Servicios públicos	\$ 740	\$ 712	\$ 684	\$ 658	\$ 633	\$ 608	\$ 585	\$ 558
Materiales y suministros	\$ 220	\$ 214	\$ 209	\$ 203	\$ 198	\$ 193	\$ 188	\$ 183
Órdenes y contratos por otros servicios	\$ 191	\$ 186	\$ 181	\$ 176	\$ 172	\$ 167	\$ 163	\$ 159
Contribuciones y regalías	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 7	\$ 7	\$ 7	\$ 7	\$ 6
Impuestos diferentes a renta.	\$ 2.585	\$ 2.520	\$ 2.456	\$ 2.393	\$ 2.333	\$ 2.273	\$ 2.216	\$ 194
Otros costos de operación y mantenimiento	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ganancia Bruta	\$ 33.591	\$ 32.006	\$ 30.424	\$ 28.841	\$ 27.252	\$ 25.654	\$ 24.043	\$ 26.174
Gastos operacionales	\$ 2.889	\$ 2.778	\$ 2.671	\$ 2.568	\$ 2.470	\$ 2.375	\$ 2.283	\$ 2.180
Gastos de Administración	\$ 2.530	\$ 2.433	\$ 2.339	\$ 2.249	\$ 2.163	\$ 2.080	\$ 2.000	\$ 1.909
Gastos de Venta	\$ 359	\$ 345	\$ 332	\$ 319	\$ 307	\$ 295	\$ 284	\$ 271
Impuesto da la Seguridad democratica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Servicios personales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Impuesto de industria y comercio	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Honorarios	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Arrendamientos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Contribuciones en transacciones financieras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciaciones de propiedades y equipo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Suscripciones y afiliaciones.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Fotocopias y papalería.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gastos de viaje.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Servicios Públicos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización de cargos diferidos.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros gastos operacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ganancia Operacional	\$ 30.702	\$ 29.228	\$ 27.753	\$ 26.272	\$ 24.783	\$ 23.280	\$ 21.759	\$ 23.994
Otros ingresos (gastos) no operacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Participaciones causadas y dividendos recibidos	\$ 1.815	\$ 1.834	\$ 1.822	\$ 1.759	\$ 0	\$ 1.616	\$ 1.392	\$ 1.312
Ingresos financieros	\$ -1.903	\$ -1.792	\$ -1.692	\$ -1.601	\$ 0	\$ -1.519	\$ -1.444	\$ -1.134
Gastos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingreso por liquidación anticipada de contrato	\$ 1.658	\$ 1.594	\$ 1.533	\$ 1.474	\$ 0	\$ 1.417	\$ 1.363	\$ 1.311
Corrección monetaria	\$ 185	\$ 180	\$ 176	\$ 171	\$ 0	\$ 167	\$ 163	\$ 159
Otros Ingresos	\$ -81	\$ -79	\$ -77	\$ -75	\$ -0	\$ -73	\$ -71	\$ -69
Otros Egresos	\$ 1.675	\$ 1.738	\$ 1.763	\$ 1.729	\$ 1.609	\$ 1.403	\$ 1.578	\$ 1.261
Ganancias antes de la provision para impuesto sobre la renta	\$ 32.377	\$ 30.967	\$ 29.516	\$ 28.001	\$ 26.392	\$ 24.683	\$ 23.338	\$ 25.255
Provision para impuesto sobre la renta	\$ 11.524	\$ 11.022	\$ 10.505	\$ 9.966	\$ 0	\$ 9.394	\$ 8.785	\$ 8.306
Ganancia neta	\$ 20.853	\$ 19.945	\$ 19.011	\$ 18.035	\$ 16.998	\$ 15.898	\$ 15.031	\$ 16.266

Anexo 5.
TRANSPORTADORA DE METANO SA ESP
BALANCES GENERALES
(Cifras en Millones de pesos)

	2003	2002	2001	2000	1999
ACTIVOS					
Activos Corrientes					
Efectivo	\$ 7.888	\$ 3.306	\$ 3.086	\$ 1.631	\$ 2.620
Inversiones Negociables	\$ 2.635	\$ 3.220	\$ 8.282	\$ 2.049	\$ 6.127
Deudores Neto	\$ 3.466	\$ 3.987	\$ 2.543	\$ 2.380	\$ 3.263
Inventarios Neto	\$ 774	\$ 807	\$ 631	\$ 662	\$ 630
Gastos Pagados por anticipado	\$ 921	\$ 858	\$ 584	\$ 496	\$ 362
Bienes inmuebles entregados en fideicomisos					
Total de los activos corrientes	\$ 15.684	\$ 12.178	\$ 15.126	\$ 7.218	\$ 13.002
Activos no corrientes					
Deudores Largo Plazo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 55
Inversiones permanentes en bonos de paz	\$ 454	\$ 454	\$ 530	\$ 293	\$ 153
Propiedad, gasoductos y equipo, neto.	\$ 66.627	\$ 69.708	\$ 71.806	\$ 74.073	\$ 79.477
Otros activos, neto.	\$ 3.277	\$ 3.521	\$ 3.677	\$ 3.740	\$ 4.052
Valorizaciones de activos.	\$ 52.593	\$ 22.492	\$ 17.434	\$ 17.434	\$ -
Total activos no corrientes	\$ -	\$ -	\$ 93.447	\$ 95.540	\$ 83.737
Total de los activos	\$ 138.635	\$ 108.353	\$ 108.573	\$ 102.758	\$ 96.739
Pasivos y patrimonio de los accionistas					
PASIVOS CORRIENTES					
Obligaciones por compras futuras de moneda extranjera, neto	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 453
Obligaciones financieras	\$ 4.445	\$ 19.146	\$ 30.740	\$ 2.043	\$ 14.474
Proveedores y cuentas por pagar	\$ 5.399	\$ 1.999	\$ 3.946	\$ 3.012	\$ 1.353
Obligaciones laborales	\$ 178	\$ 146	\$ 121	\$ 98	\$ 76
Impuestos, gravámenes y tasas.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros pasivos	\$ 54	\$ 44	\$ 29	\$ 19	\$ 7
Total Pasivos corrientes	\$ 10.076	\$ 21.335	\$ 34.836	\$ 5.172	\$ 16.363
Pasivos a largo plazo					
Obligaciones financieras	\$ 9.724	\$ 6.732	\$ 2.100	\$ 31.952	\$ 35.808
Obligaciones financieras en moneda extranjera			\$ 2.100		\$ 39.781
Obligaciones financieras en moneda nacional			\$ -		\$ -3.973
Obligaciones Laborales			\$ -		\$ -
Impuesto de renta diferido y credito por correccion monetaria diferida			\$ 562	\$ -	\$ -
Ingresos diferidos	\$ 1.101	\$ 1.142			\$ -
Total pasivos a largo Plazo	\$ 10.825	\$ 7.874	\$ 2.662	\$ 31.952	\$ 35.808
Total Pasivos	\$ 20.901	\$ 29.209	\$ 37.498	\$ 37.124	\$ 52.171
Patrimonio de los accionistas	\$ 117.734	\$ 79.144	\$ 71.075	\$ 65.634	\$ 44.568
Total de los pasivos y del patrimonio de los accionistas	\$ 138.635	\$ 108.353	\$ 108.573	\$ 102.758	\$ 96.739

Anexo 6.
TRANSPORTADORA DE METANO SA ESP
BALANCES GENERALES
(Cifras en Millones de pesos)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
ACTIVOS								
Activos Corrientes								
Efectivo	\$ 11.809	\$ 12.066	\$ 12.202	\$ 12.120	\$ 11.675	\$ 10.672	\$ 9.100	\$ 8.537
Inversiones Negociables	\$ 7.872	\$ 8.044	\$ 8.135	\$ 8.080	\$ 7.783	\$ 7.114	\$ 6.066	\$ 5.691
Deudores Neto	\$ 4.881	\$ 4.757	\$ 4.637	\$ 4.519	\$ 4.404	\$ 4.292	\$ 4.183	\$ 4.077
Inventarios Neto	\$ 1.085	\$ 1.043	\$ 1.003	\$ 965	\$ 927	\$ 892	\$ 857	\$ 819
Gastos Pagados por anticipado	\$ 1.291	\$ 1.241	\$ 1.194	\$ 1.148	\$ 1.104	\$ 1.061	\$ 1.020	\$ 974
Bienes inmuebles entregados en fideicomisos								
Total de los activos corrientes	\$ 26.938	\$ 27.152	\$ 27.170	\$ 26.831	\$ 25.893	\$ 24.031	\$ 21.227	\$ 20.097
Activos no corrientes								
Deudores Largo Plazo	\$ 454	\$ 454	\$ 454	\$ 454	\$ 454	\$ 454	\$ 454	\$ 454
Inversiones permanentes en bonos de paz	\$ 33.570	\$ 37.324	\$ 41.198	\$ 45.214	\$ 49.393	\$ 53.757	\$ 58.327	\$ 62.670
Propiedad, gasoductos y equipo, neto.	\$ 4.594	\$ 4.417	\$ 4.247	\$ 4.084	\$ 3.927	\$ 3.776	\$ 3.630	\$ 3.465
Otros activos, neto.	\$ 73.722	\$ 70.887	\$ 68.160	\$ 65.539	\$ 63.018	\$ 60.594	\$ 58.264	\$ 55.618
Valorizaciones de activos.	\$ 112.340	\$ 113.081	\$ 114.060	\$ 115.291	\$ 116.792	\$ 118.581	\$ 120.675	\$ 122.207
Total activos no corrientes	\$ 139.278	\$ 140.233	\$ 141.229	\$ 142.122	\$ 142.685	\$ 142.612	\$ 141.902	\$ 142.304
Total de los activos	\$ 139.278	\$ 140.233	\$ 141.229	\$ 142.122	\$ 142.685	\$ 142.612	\$ 141.902	\$ 142.304
Pasivos y patrimonio de los accionistas								
Pasivos Corrientes								
Obligaciones por compras futuras de moneda extranjera, neto	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445	\$ 4.445
Obligaciones financieras	\$ 12.154	\$ 11.846	\$ 11.545	\$ 11.251	\$ 10.966	\$ 10.687	\$ 10.416	\$ 10.151
Proveedores y cuentas por pagar	\$ 250	\$ 240	\$ 231	\$ 222	\$ 213	\$ 205	\$ 197	\$ 188
Obligaciones laborales	\$ 76	\$ 73	\$ 70	\$ 67	\$ 65	\$ 62	\$ 60	\$ 57
Impuestos, gravámenes y tasas.								
Otros pasivos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Pasivos corrientes	\$ 16.924	\$ 16.603	\$ 16.290	\$ 15.986	\$ 15.689	\$ 15.399	\$ 15.118	\$ 14.842
Pasivos a largo plazo								
Obligaciones financieras	\$ 15.957	\$ 14.728	\$ 13.614	\$ 12.604	\$ 11.688	\$ 10.857	\$ 10.104	\$ 9.421
Obligaciones financieras en moneda extranjera								
Obligaciones financieras en moneda nacional								
Obligaciones Laborales								
Impuesto de renta diferido y credito por correccion monetaria diferida								
Ingresos diferidos	\$ 1.543	\$ 1.484	\$ 1.427	\$ 1.372	\$ 1.319	\$ 1.269	\$ 1.220	\$ 1.164
Total pasivos a largo Plazo	\$ 17.500	\$ 16.212	\$ 15.041	\$ 13.976	\$ 13.007	\$ 12.126	\$ 11.324	\$ 10.585
Total Pasivos	\$ 34.425	\$ 32.816	\$ 31.332	\$ 29.962	\$ 28.696	\$ 27.525	\$ 26.441	\$ 25.427
Patrimonio de los accionistas	\$ 104.854	\$ 107.418	\$ 109.898	\$ 112.160	\$ 113.989	\$ 115.087	\$ 115.460	\$ 116.878
Total de los pasivos y del patrimonio de los accionistas	\$ 139.278	\$ 140.233	\$ 141.229	\$ 142.122	\$ 142.685	\$ 142.612	\$ 141.902	\$ 142.304

Anexo 7

Calculo de flujos de caja.

Años	Utilidad Neta	Variacion de capital de trabajo	Depreciación	CAPEX	Correccion Monetaria	Amortizacion de deuda	FCNA	VPN FCNA
2004	\$ 91.986.122	\$ 22.395.870	\$ 38.025.129	\$ 19.719.939	\$ 12.179.019		\$ 75.716.422	\$ 67.934.423
2005	\$ 98.445.775	\$ -13.400.865	\$ 38.652.720	\$ 20.893.767	\$ 12.758.363	\$ 7.299.364	\$ 109.547.866	\$ 75.634.301
2006	\$ 116.408.008	\$ 1.538.807	\$ 37.916.797	\$ 10.260.296	\$ 13.268.698	\$ 40.020.144	\$ 89.236.860	\$ 51.410.605
2007	\$ 128.020.477	\$ 1.821.753	\$ 37.352.750	\$ 11.314.624	\$ 13.799.446	\$ 39.018.052	\$ 99.419.352	\$ 47.842.606
2008	\$ 130.321.685	\$ 10.451.925	\$ 36.961.993	\$ 12.477.293	\$ 14.351.423	\$ 39.223.694	\$ 90.779.342	\$ 36.145.380
2009	\$ 161.120.497	\$ 3.625.279	\$ 36.747.003	\$ 13.759.435	\$ 14.925.480	\$ 39.319.397	\$ 126.237.908	\$ 42.073.861
2010	\$ 175.408.623	\$ 4.887.612	\$ 36.711.373	\$ 15.173.328	\$ 15.522.499	\$ 6.104.708	\$ 170.431.849	\$ 47.363.999
2011	\$ 196.487.773	\$ 2.205.068	\$ 36.859.873	\$ 16.732.510	\$ 16.143.399	\$ 39.567.566	\$ 158.699.103	\$ 36.976.929
Valor Terminal	\$ 185.142.428							
Valor del Patrimonio (Miles)	\$ 590.524.532							
Valor de la accion con Valoracion	\$ 4.441							
Número de acciones (miles)	\$ 132.984							

Anexo 8
INDICADORES FINANCIEROS

Razones Financieras	Promedio	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Razon Circulante	1,60	1,83	1,94	1,81	1,82	1,17	1,27	1,42	1,51	1,15	1,14	1,25	1,16	1,44	1,13
Prueba Acida	1,53	1,76	1,87	1,74	1,75	1,10	1,21	1,35	1,44	1,10	1,10	1,21	1,10	1,34	1,05
Rotacion de Activos Totales	15%	17%	16%	15%	15%	15%	14%	13%	14%	15%	14%	15%	17%	14%	14%
Razon de Deuda	32%	27%	29%	30%	33%	30%	32%	35%	36%	38%	40%	39%	36%	36%	32%
Razon de Capacidad de pago de intereses.	3,67	6,39	4,85	4,40	2,92	3,91	2,96	2,05	1,86	1,95	0,78	2,09	0,70	0,29	1,51
Margen de utilidad bruta.	67%	74%	72%	70%	68%	66%	63%	59%	59%	57%	59%	60%	61%	60%	51%
Margen de Utilidad Operativa	48%	57%	55%	53%	50%	47%	44%	40%	40%	40%	41%	45%	48%	43%	36%
Margen de Utilidad Neta	66%	77%	74%	73%	63%	66%	64%	58%	55%	48%	31%	49%	46%	38%	29%
Rendimiento sobre Activos	10%	13%	12%	11%	9%	10%	9%	8%	8%	7%	4%	7%	8%	5%	4%
Rendimiento sobre Capital	14%	18%	17%	16%	14%	14%	13%	12%	12%	12%	7%	12%	12%	8%	6%
Financiacion a largo plazo	91%	92%	92%	92%	92%	91%	91%	91%	92%	89%	88%	87%	89%	91%	90%
Concentración	27%	31%	28%	28%	26%	30%	28%	25%	22%	29%	31%	34%	32%	25%	31%
UPA	\$ 1.032	\$ 1.478	\$ 1.319	\$ 1.212	\$ 980	\$ 963	\$ 875	\$ 740	\$ 692	\$ 644					

Anexo 10.**ESTADO DE RESULTADOS PROMIGAS S.A E S P
(Cifras en Miles de Pesos)**

	2011
Ingresos operacionales	\$ 254.218.114
Transporte de gas natural	\$ 220.354.971
Recompresion de gas	\$ 17.118.788
Operacion de gasoductos y servicios tecnicos	\$ 16.744.355
Costo de ventas	\$ 65.911.142
Depreciacion de propiedades, planta y equipo y amortizacion de activos.	\$ 29.809.384
Operación y mantenimiento de gasoductos.	\$ 23.029.767
Instalacion a clientes, servicios y asesorias.	\$ 3.158.137
Seguros.	\$ 2.865.060
Tasa de transporte de gas.	
Impuestos	\$ 402.944
Disponibilidad capacidad de gasoducto	\$ 5.705.303
Costos directos de distribucion de gas.	\$ 940.547
Otros	
Ganancia Bruta	\$ 188.306.972
Gastos operacionales	\$ 42.135.199
Gastos de administracion	\$ 36.611.759
Gastos de Ventas	\$ 5.523.439
Gastos de personal	\$ 17.098.830
Honorarios	\$ 4.374.479
Depreciacion y amortizacion de activos.	\$ 7.050.488
Mantenimiento y reparaciones	\$ 2.133.295
Servicios	\$ 2.440.158
Contribuciones y afiliaciones	\$ 1.301.925
Contribuciones sobre transacciones financieras	\$ 223.544
Gastos de viaje	\$ 974.771
Provisiones de deudores de dudoso recaudo	\$ 1.117.509
Impuestos distintos de renta	\$ 812.972
Propaganda y publicidad	\$ 1.033.823
Diversos	\$ 3.573.403
Ajustes por Inflacion	
Ganancia Operacional	\$ 146.171.774
Otros ingresos (gastos) no operacionales	
Participaciones causadas y dividendos recibidos	\$ 90.627.560
Ingresos financieros	\$ 47.976.113
Gastos financieros	\$ -34.655.695
Correccion monetaria	\$ 16.143.399
otros Neto.	\$ -10.168.724
	\$ 109.922.653
Ganancias antes de la provision para impuesto sobre la renta	\$ 256.094.427
Provision para impuesto sobre la renta	\$ 59.606.654
Ganancia neta	\$ 196.487.773
UPA	\$ 1.478

2010	2009	2008	2007	2006	2005
\$ 236.996.604	\$ 221.139.551	\$ 206.534.326	\$ 193.077.686	\$ 180.674.988	\$ 169.239.474
\$ 205.427.454	\$ 191.682.641	\$ 179.022.906	\$ 167.358.758	\$ 156.608.163	\$ 146.695.917
\$ 15.959.109	\$ 14.891.311	\$ 13.907.810	\$ 13.001.654	\$ 12.166.469	\$ 11.396.413
\$ 15.610.041	\$ 14.565.599	\$ 13.603.610	\$ 12.717.274	\$ 11.900.356	\$ 11.147.144
\$ 65.448.929	\$ 65.366.090	\$ 65.649.939	\$ 66.290.336	\$ 67.279.547	\$ 68.612.112
\$ 29.932.057	\$ 30.228.430	\$ 30.694.134	\$ 31.325.963	\$ 32.121.809	\$ 33.080.617
\$ 23.124.540	\$ 23.353.508	\$ 23.713.296	\$ 24.201.427	\$ 24.816.272	\$ 25.557.015
\$ 2.944.196	\$ 2.747.204	\$ 2.565.764	\$ 2.398.593	\$ 2.244.515	\$ 2.102.453
\$ 2.876.850	\$ 2.905.335	\$ 2.950.095	\$ 3.010.822	\$ 3.087.313	\$ 3.179.467
\$ 375.647	\$ 350.513	\$ 327.363	\$ 306.034	\$ 286.376	\$ 268.250
\$ 5.318.808	\$ 4.962.935	\$ 4.635.157	\$ 4.333.156	\$ 4.054.807	\$ 3.798.165
\$ 876.831	\$ 818.164	\$ 764.128	\$ 714.342	\$ 668.454	\$ 626.146
\$ 171.547.676	\$ 155.773.461	\$ 140.884.388	\$ 126.787.349	\$ 113.395.441	\$ 100.627.362
\$ 40.514.614	\$ 38.956.360	\$ 37.458.038	\$ 36.017.345	\$ 34.632.062	\$ 33.300.060
\$ 35.203.615	\$ 33.849.630	\$ 32.547.721	\$ 31.295.885	\$ 30.092.198	\$ 28.934.805
\$ 5.310.999	\$ 5.106.730	\$ 4.910.317	\$ 4.721.459	\$ 4.539.865	\$ 4.365.254
\$ 16.441.183	\$ 15.808.829	\$ 15.200.798	\$ 14.616.152	\$ 14.053.992	\$ 13.513.454
\$ 4.206.230	\$ 4.044.452	\$ 3.888.896	\$ 3.739.323	\$ 3.595.503	\$ 3.457.214
\$ 6.779.316	\$ 6.518.573	\$ 6.267.859	\$ 6.026.787	\$ 5.794.988	\$ 5.572.103
\$ 2.051.245	\$ 1.972.351	\$ 1.896.492	\$ 1.823.550	\$ 1.753.413	\$ 1.685.974
\$ 2.346.306	\$ 2.256.063	\$ 2.169.292	\$ 2.085.857	\$ 2.005.632	\$ 1.928.492
\$ 1.251.851	\$ 1.203.703	\$ 1.157.407	\$ 1.112.891	\$ 1.070.088	\$ 1.028.930
\$ 214.946	\$ 206.679	\$ 198.730	\$ 191.087	\$ 183.737	\$ 176.670
\$ 937.279	\$ 901.230	\$ 866.567	\$ 833.238	\$ 801.190	\$ 770.375
\$ 1.074.528	\$ 1.033.200	\$ 993.462	\$ 955.252	\$ 918.511	\$ 883.184
\$ 781.704	\$ 751.638	\$ 722.729	\$ 694.932	\$ 668.204	\$ 642.504
\$ 994.061	\$ 955.828	\$ 919.065	\$ 883.717	\$ 849.728	\$ 817.046
\$ 3.435.965	\$ 3.303.812	\$ 3.176.743	\$ 3.054.560	\$ 2.937.077	\$ 2.824.113
\$ 131.033.061	\$ 116.817.102	\$ 103.426.349	\$ 90.770.005	\$ 78.763.379	\$ 67.327.302
\$ 87.141.884	\$ 83.790.274	\$ 80.567.571	\$ 77.468.818	\$ 74.489.248	\$ 71.106.766
\$ 43.467.895	\$ 42.196.617	\$ 23.100.662	\$ 26.524.574	\$ 30.732.644	\$ 27.210.011
\$ -39.064.783	\$ -38.885.780	\$ -43.328.480	\$ -33.982.886	\$ -38.305.355	\$ -42.053.220
\$ 15.522.499	\$ 14.925.480	\$ 14.351.423	\$ 13.799.446	\$ 13.268.698	\$ 12.758.363
\$ -9.479.864	\$ -8.845.582	\$ -8.261.373	\$ -7.723.107	\$ -7.226.999	\$ -8.038.875
\$ 97.587.632	\$ 93.181.010	\$ 66.429.803	\$ 76.086.844	\$ 72.958.235	\$ 60.983.045
\$ 228.620.693	\$ 209.998.111	\$ 169.856.152	\$ 166.856.849	\$ 151.721.614	\$ 128.310.347
\$ 53.212.070	\$ 48.877.615	\$ 39.534.468	\$ 38.836.372	\$ 35.313.606	\$ 29.864.572
\$ 175.408.623	\$ 161.120.497	\$ 130.321.685	\$ 128.020.477	\$ 116.408.008	\$ 98.445.775
\$ 1.319	\$ 1.212	\$ 980	\$ 963	\$ 875	\$ 740

Anexo 9.
ESTADO DE RESULTADOS PROMIGAS S.A E S P
(Cifras en Miles de Pesos)

2004

\$ 166.694.354	
\$ 144.489.820	Ingresos operacionales
\$ 11.225.027	Transporte de gas natural
\$ 10.979.507	Recompresion de gas
	Operacion de gasoductos y servicios tecnicos
\$ 67.809.977	
\$ 32.706.049	Costo de ventas
\$ 25.267.636	Depreciacion de propiedades, planta y equipo y amortizacion de activos.
\$ 2.070.835	Operación y mantenimiento de gasoductos.
\$ 3.143.466	Instalacion a clientes, servicios y asesorias.
	Seguros.
\$ 264.216	Tasa de transporte de gas.
\$ 3.741.046	Impuestos
\$ 616.729	Disponibilidad capacidad de gasoducto
	Costos directos de distribucion de gas.
\$ 98.884.377	Otros
	Ganancia Bruta
\$ 31.787.937	
\$ 27.620.905	Gastos operacionales
\$ 4.167.033	Gastos de administracion
\$ 12.899.821	Gastos de Ventas
\$ 3.300.226	Gastos de personal
\$ 5.319.080	Honorarios
\$ 1.609.416	Depreciacion y amortizacion de activos.
\$ 1.840.921	Mantenimiento y reparaciones
\$ 982.208	Servicios
\$ 168.648	Contribuciones y afiliaciones
\$ 735.393	Contribuciones sobre transacciones financieras
\$ 843.079	Gastos de viaje
\$ 613.328	Provisiones de deudores de dudoso recaudo
\$ 779.944	Impuestos distintos de renta
\$ 2.695.873	Propaganda y publicidad
	Diversos
\$ 67.096.439	Ajustes por Inflacion
	Ganancia Operacional
\$ 67.239.241	Otros ingresos (gastos) no operacionales
\$ 24.841.391	Participaciones causadas y dividendos recibidos
\$ -41.876.931	Ingresos financieros
\$ 12.179.019	Gastos financieros
\$ -9.588.071	Correccion monetaria
\$ 52.794.650	otros Neto.
\$ 119.891.089	
\$ 27.904.967	Ganancias antes de la provision para impuesto sobre la renta
\$ 91.986.122	Provision para impuesto sobre la renta
	Ganancia neta
\$ 692	
	UPA

2003	2002	2001	2000	1999	1998
\$ 177.913.444	\$ 150.308.753	\$ 138.994.556	\$ 128.280.261	\$ 105.821.210	\$ 92.373.692
\$ 154.790.945	\$ 133.914.204	\$ 121.961.402	\$ 112.461.147	\$ 86.654.268	\$ 80.310.254
\$ 12.094.267	\$ 9.606.364	\$ 9.426.198	\$ 8.703.871	\$ 7.316.285	\$ 5.950.703
\$ 11.028.232	\$ 6.788.185	\$ 7.606.956	\$ 7.115.243	\$ 11.850.657	\$ 6.112.735
\$ 77.247.422	\$ 61.200.680	\$ 55.688.889	\$ 49.416.202	\$ 42.768.598	\$ 45.618.440
\$ 33.065.684	\$ 32.564.855	\$ 30.084.962	\$ 24.427.100	\$ 25.078.824	\$ 18.461.694
\$ 31.011.779	\$ 22.634.966	\$ 20.912.628	\$ 18.887.261	\$ 10.911.841	\$ 11.767.742
\$ 2.615.544	\$ 1.128.499	\$ 2.019.170	\$ 1.737.308	\$ 3.845.343	\$ 9.705.547
\$ 4.919.017	\$ 3.202.600	\$ 2.185.255	\$ 1.577.810	\$ 1.178.453	\$ 994.517
	\$ 80.942	\$ 118.512	\$ 119.895	\$ 117.171	\$ 1.887.081
\$ 306.245	\$ 150.027	\$ 282.945	\$ 2.462.947	\$ 1.244.064	\$ 117.862
\$ 4.007.757	\$ 1.028.879	\$ -	\$ 203.881	\$ 392.902	\$ 803.761
\$ 1.321.396	\$ 371.005	\$ -			\$ 1.880.236
	\$ 38.907	\$ 85.417			
\$ 100.666.022	\$ 89.108.073	\$ 83.305.667	\$ 78.864.059	\$ 63.052.612	\$ 46.755.252
\$ 30.058.979	\$ 26.734.081	\$ 20.399.652	\$ 17.761.769	\$ 17.143.719	\$ 13.785.276
\$ 26.118.593	\$ 23.464.438	\$ 17.580.684	\$ 15.366.542	\$ 15.104.501	\$ 11.274.859
\$ 3.940.386	\$ 3.269.643	\$ 2.818.968	\$ 2.395.227	\$ 2.039.218	\$ 1.943.669
\$ 12.198.195	\$ 11.103.239	\$ 9.759.747	\$ 8.248.752	\$ 7.382.919	\$ 6.521.077
\$ 3.120.725	\$ 1.917.860	\$ 1.468.303	\$ 1.874.096	\$ 1.042.768	\$ 785.308
\$ 5.029.773	\$ 2.739.513	\$ 2.124.016	\$ 1.685.544	\$ 1.643.716	\$ 963.933
\$ 1.521.879	\$ 1.452.688	\$ 1.345.546	\$ 1.154.780	\$ 1.289.119	\$ 872.781
\$ 1.740.793	\$ 1.279.450	\$ 1.053.469	\$ 971.956	\$ 1.033.950	\$ 1.084.994
\$ 928.785	\$ 892.978	\$ 840.578	\$ 607.356	\$ 857.492	\$ 753.667
\$ 159.475	\$ 221.158	\$ 221.158	\$ 592.221	\$ 785.032	\$ 118.216
\$ 695.395	\$ 679.723	\$ 623.404	\$ 523.101	\$ 442.106	\$ 339.827
\$ 797.224	\$ 202.082	\$ 231.194	\$ 442.464	\$ 310.503	\$ 292.213
\$ 579.969	\$ 3.933.624	\$ 767.145	\$ 345.472	\$ 1.431.374	\$ 550.293
\$ 737.523	\$ 529.479	\$ 448.677	\$ 266.037	\$ 265.659	\$ 414.427
\$ 2.549.243	\$ 1.782.287	\$ 1.516.415	\$ 1.049.990	\$ 659.081	\$ 521.792
					\$ 566.748
\$ 70.607.043	\$ 62.373.992	\$ 62.906.015	\$ 61.102.290	\$ 45.908.893	\$ 32.969.976
	\$ 338.021	\$ 18.947.421	\$ 6.343.552	\$ 5.783.642	\$ 11.944.480
\$ 62.050.595	\$ 30.256.030	\$ 35.994.437	\$ 32.563.277	\$ 26.697.295	\$ 10.274.216
\$ 13.624.985	\$ 7.867.322	\$ 6.079.816	\$ 8.560.171	\$ 8.222.911	\$ 8.928.308
\$ -37.546.463	\$ -35.190.979	\$ -26.477.834	\$ -39.740.574	\$ -40.186.230	\$ -17.871.752
\$ 11.516.597	\$ 8.011.985	\$ 8.791.607	\$ 10.313.593	\$ 10.955.694	\$ 4.762.553
\$ -9.612.151	\$ -10.606.337	\$ -5.440.605	\$ -5.352.915	\$ 93.972	\$ 5.851.155
\$ 40.033.563					
\$ 110.640.606	\$ 62.712.013	\$ 81.853.436	\$ 67.445.842	\$ 51.692.535	\$ 44.914.456
\$ 25.040.717	\$ 15.907.751	\$ 14.382.024	\$ 8.282.729	\$ 11.489.149	\$ 17.775.251
\$ 85.599.889	\$ 46.804.262	\$ 67.471.412	\$ 59.163.113	\$ 40.203.386	\$ 27.139.205
\$ 644	\$ 616		\$ 591	\$ 443	\$ 610

Anexo 12.
PROMIGAS S.A E S P
BALANCES GENERALES
(Cifras en Miles de Pesos)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
ACTIVOS								
Activos Corrientes								
Efectivo	\$ 17.407.674	\$ 18.396.020	\$ 16.667.383	\$ 16.179.923	\$ 8.857.746	\$ 10.170.615	\$ 11.784.163	\$ 10.433.440
Inversiones Negociables	\$ 156.669.062	\$ 165.564.179	\$ 150.006.447	\$ 145.619.306	\$ 79.719.717	\$ 91.535.536	\$ 106.057.465	\$ 93.300.960
Deudores Neto	\$ 45.759.260	\$ 42.659.389	\$ 39.805.119	\$ 37.176.179	\$ 34.753.983	\$ 32.521.698	\$ 30.463.105	\$ 30.004.984
Inventarios Neto	\$ 9.569.604	\$ 9.201.543	\$ 8.847.637	\$ 8.507.343	\$ 8.180.138	\$ 7.865.517	\$ 7.562.997	\$ 7.219.569
Gastos Pagados por anticipado	\$ 5.714.101	\$ 5.494.328	\$ 5.283.008	\$ 5.079.815	\$ 4.884.438	\$ 4.696.575	\$ 4.515.937	\$ 4.310.873
Total de los activos corrientes	\$ 235.119.702	\$ 241.315.459	\$ 220.609.595	\$ 212.562.566	\$ 136.396.022	\$ 146.789.741	\$ 160.383.667	\$ 145.869.826
Activos no corrientes								
Deudores a largo Plazo	\$ 30.506.174	\$ 28.439.592	\$ 26.536.746	\$ 24.784.119	\$ 23.169.322	\$ 21.680.999	\$ 20.308.737	\$ 20.003.322
Inversiones permanentes, neto.	\$ 419.185.714	\$ 403.063.187	\$ 387.560.757	\$ 372.654.575	\$ 358.321.707	\$ 344.540.103	\$ 331.288.561	\$ 316.245.080
Propiedades, gasoductos, planta y equipo, neto.	\$ 298.093.844	\$ 299.320.569	\$ 302.284.298	\$ 306.941.344	\$ 313.259.630	\$ 321.218.092	\$ 330.806.167	\$ 327.060.488
Otros activos, neto.	\$ 42.668.838	\$ 41.027.729	\$ 39.449.740	\$ 37.932.442	\$ 36.473.502	\$ 35.070.675	\$ 33.721.803	\$ 32.190.530
Valorizaciones de activos.	\$ 500.490.946	\$ 481.241.295	\$ 462.732.015	\$ 444.934.630	\$ 427.821.760	\$ 411.367.077	\$ 395.545.267	\$ 377.583.953
Total activos no corrientes	\$ 1.290.945.517	\$ 1.253.092.372	\$ 1.218.563.556	\$ 1.187.247.110	\$ 1.159.045.921	\$ 1.133.876.946	\$ 1.111.670.535	\$ 1.073.083.373
Total de los activos	\$ 1.526.065.219	\$ 1.494.407.831	\$ 1.439.173.151	\$ 1.399.809.676	\$ 1.295.441.943	\$ 1.280.666.687	\$ 1.272.054.202	\$ 1.218.953.198
Pasivos y patrimonio de los accionistas								
Pasivos corrientes								
Obligaciones financieras	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482	\$ 53.659.482
Proveedores y cuentas por pagar	\$ 39.146.209	\$ 38.871.889	\$ 38.822.489	\$ 38.991.074	\$ 39.371.421	\$ 39.958.937	\$ 40.750.380	\$ 25.197.242
Obligaciones laborales	\$ 3.102.212	\$ 2.982.896	\$ 2.868.169	\$ 2.757.855	\$ 2.651.784	\$ 2.549.792	\$ 2.451.723	\$ 2.340.393
Impuestos, gravámenes y tasas.	\$ 32.262.203	\$ 28.801.124	\$ 26.455.092	\$ 21.398.098	\$ 21.020.253	\$ 19.113.550	\$ 16.164.251	\$ 15.103.611
Ingresos diferidos								
Total Pasivos corrientes	\$ 128.170.106	\$ 124.315.191	\$ 121.805.233	\$ 116.806.509	\$ 116.702.940	\$ 115.281.761	\$ 113.025.836	\$ 96.300.728
Pasivos a largo plazo								
Obligaciones financieras	\$ 63.771.983	\$ 62.342.326	\$ 61.047.077	\$ 59.860.637	\$ 58.903.610	\$ 56.847.190	\$ 66.868.108	\$ 72.993.644
Obligaciones financieras en moneda extranjera Libor + 2,1a								
Obligaciones financieras en moneda nacional DTF + 4,5a								
Bonos en circulación	\$ 133.333.333	\$ 166.666.666	\$ 166.666.666	\$ 200.000.000	\$ 133.333.333	\$ 166.666.667	\$ 200.000.000	\$ 200.000.000
Obligaciones Laborales	\$ 408.130	\$ 392.432	\$ 377.339	\$ 362.826	\$ 348.871	\$ 335.453	\$ 322.551	\$ 307.904
Cesantías consolidadas								
Intereses sobre cesantías								
Vacaciones								
Pension de Jubilacion								
Prestaciones extralegales								
Impuesto de renta diferido y credito por correccion monetaria diferida	\$ 90.036.508	\$ 86.573.565	\$ 83.243.813	\$ 80.042.128	\$ 76.963.585	\$ 74.003.447	\$ 71.157.160	\$ 67.925.985
Ingresos Diferidos	\$ 287.549.953	\$ 315.974.990	\$ 311.334.895	\$ 340.265.590	\$ 269.549.399	\$ 297.852.756	\$ 338.347.819	\$ 341.227.533
Total pasivos a largo Plazo	\$ 415.720.059	\$ 440.290.180	\$ 433.140.127	\$ 457.072.099	\$ 386.252.338	\$ 413.134.517	\$ 451.373.654	\$ 437.528.262
Total Pasivos	\$ 1.110.345.160	\$ 1.054.117.650	\$ 1.006.033.024	\$ 942.737.577	\$ 909.189.605	\$ 867.532.170	\$ 820.680.547	\$ 781.424.937
Patrimonio de los accionistas	\$ 1.110.345.160	\$ 1.054.117.650	\$ 1.006.033.024	\$ 942.737.577	\$ 909.189.605	\$ 867.532.170	\$ 820.680.547	\$ 781.424.937
Total de los pasivos y del patrimonio de los accionistas	\$ 1.526.065.219	\$ 1.494.407.831	\$ 1.439.173.151	\$ 1.399.809.676	\$ 1.295.441.943	\$ 1.280.666.687	\$ 1.272.054.202	\$ 1.218.953.198

Anexo 11.

Cuentas	PROMIGAS S.A. E. S. P.					
	BALANCES GENERALES					
	(Cifras en Miles de Pesos)					
	2003	2002	2001	2000	1999	1998
CUENTAS						
ACTIVOS						
Activos Corrientes						
Efectivo	\$ 15.635.254	\$ 4.900.412	\$ 906.234	\$ 664.241	\$ 2.926.841	\$ 7.882.759
Inversiones Negociables	\$ 85.726.923	\$ 44.502.321	\$ 28.642.432	\$ 21.075.099	\$ 19.051.340	\$ 22.803.299
Deudores Neto	\$ 37.739.975	\$ 88.007.934	\$ 114.843.399	\$ 73.272.998	\$ 66.246.312	\$ 38.487.136
Inventarios Neto	\$ 6.826.894	\$ 5.502.443	\$ 5.631.100	\$ 5.496.045	\$ 6.758.312	\$ 5.637.483
Gastos Pagados por anticipado	\$ 4.076.403	\$ 2.132.590	\$ 1.552.023	\$ 2.031.594	\$ 1.912.112	\$ 576.233
Total de los activos corrientes	\$ 150.065.449	\$ 145.045.700	\$ 151.575.188	\$ 102.539.977	\$ 96.894.917	\$ 75.386.910
Activos no corrientes						
Deudores a largo Plazo	\$ 27.801.929	\$ 51.705.007	\$ 3.833.878	\$ 1.263.178	\$ 1.012.312	\$ 983.191
Inversiones permanentes, neto.	\$ 299.044.385	\$ 211.849.584	\$ 195.717.870	\$ 164.073.107	\$ 140.046.078	\$ 98.993.338
Propiedades, gasoductos, planta y equipo, neto.	\$ 320.975.971	\$ 337.919.651	\$ 293.381.877	\$ 254.732.726	\$ 254.275.933	\$ 242.629.065
Otros activos, neto.	\$ 30.439.674	\$ 15.383.841	\$ 16.098.682	\$ 13.385.022	\$ 11.153.211	\$ 9.241.260
Valorizaciones de activos.	\$ 357.047.013	\$ 283.747.346	\$ 257.171.619	\$ 235.891.888	\$ 246.578.737	\$ 245.015.002
Total activos no corrientes	\$ 1.035.308.972	\$ 900.605.429	\$ 766.203.926	\$ 669.345.921	\$ 653.066.271	\$ 596.861.856
Total de los activos	\$ 1.185.374.421	\$ 1.045.651.129	\$ 917.779.114	\$ 771.885.898	\$ 749.961.188	\$ 672.248.766
Pasivos y patrimonio de los accionistas						
CUENTAS						
Pasivos corrientes						
Obligaciones financieras	\$ 53.659.482	\$ 89.146.651	\$ 90.622.769	\$ 63.362.529	\$ 50.173.872	\$ 43.626.441
Proveedores y cuentas por pagar	\$ 60.197.242	\$ 25.004.741	\$ 20.368.327	\$ 17.422.353	\$ 10.009.421	\$ 17.396.019
Obligaciones laborales	\$ 2.213.098	\$ 2.018.845	\$ 1.802.721	\$ 1.300.652	\$ 1.408.161	\$ 948.552
Impuestos, gravámenes y tasas.	\$ 13.968.418	\$ 11.239.097	\$ 6.985.063	\$ 4.537.661	\$ 4.692.020	\$ 4.452.314
Ingresos diferidos			\$ 1.044.559	\$ 1.616.726	\$ 1.198.734	\$ 13.929
Total Pasivos corrientes	\$ 130.038.240	\$ 127.409.334	\$ 120.823.439	\$ 88.239.921	\$ 67.482.208	\$ 66.437.255
Pasivos a largo plazo						
Obligaciones financieras	\$ 53.273.705	\$ 39.032.348	\$ 66.348.454	\$ 129.190.580	\$ 142.703.442	\$ 97.110.319
Obligaciones financieras en moneda extranjera Libor + 2,1a	\$ -56	\$ 32.675.390	\$ 43.200.100	\$ 67.688.572	\$ 100.997.128	\$ 130.218.134
Obligaciones financieras en moneda nacional DTF + 4,5a	\$ 53.273.761	\$ 6.356.959	\$ 23.148.355	\$ 41.502.009	\$ 91.880.186	\$ 10.518.626
Bonos en circulación	\$ 200.000.000	\$ 200.000.000	\$ 100.000.000	\$ -	\$ -	\$ -
Obligaciones Laborales	\$ 291.157	\$ 289.988	\$ 230.423	\$ 490.092	\$ 463.159	\$ 383.345
Cesantías consolidadas	\$ 855.122	\$ 830.842	\$ 754.295	\$ 709.607	\$ 764.291	\$ 493.246
Intereses sobre cesantías	\$ 102.043	\$ 652.422	\$ 546.754	\$ 84.106	\$ 90.682	\$ 53.324
Vacaciones	\$ 750.795	\$ 593.227	\$ 520.019	\$ 440.526	\$ 456.572	\$ 344.985
Pension de Jubilacion	\$ 139.651	\$ 132.671	\$ 122.407	\$ 113.973	\$ 110.634	\$ 95.523
Prestaciones extralegales	\$ 656.644	\$ 99.671	\$ 89.669	\$ 442.532	\$ 449.141	\$ 339.819
Impuesto de renta diferido y credito por correccion monetaria diferida	\$ 64.231.464	\$ 49.566.135	\$ 68.472.932	\$ 38.606.517	\$ 39.114.935	\$ 34.478.306
Ingresos Diferidos				\$ 19.767.396	\$ 19.143.893	\$ 16.103.119
Total pasivos a largo Plazo	\$ 317.796.326	\$ 288.888.471	\$ 235.051.809	\$ 188.074.585	\$ 201.425.429	\$ 148.075.089
Total Pasivos	\$ 447.834.566	\$ 416.297.805	\$ 355.875.248	\$ 276.314.506	\$ 268.907.637	\$ 214.512.344
Patrimonio de los accionistas	\$ 737.539.855	\$ 629.353.324	\$ 561.903.866	\$ 495.571.392	\$ 481.894.034	\$ 457.736.422
Total de los pasivos y del patrimonio de los accionistas	\$ 1.185.374.421	\$ 1.045.651.129	\$ 917.779.114	\$ 771.885.898	\$ 750.801.671	\$ 672.248.766