

H7822-2

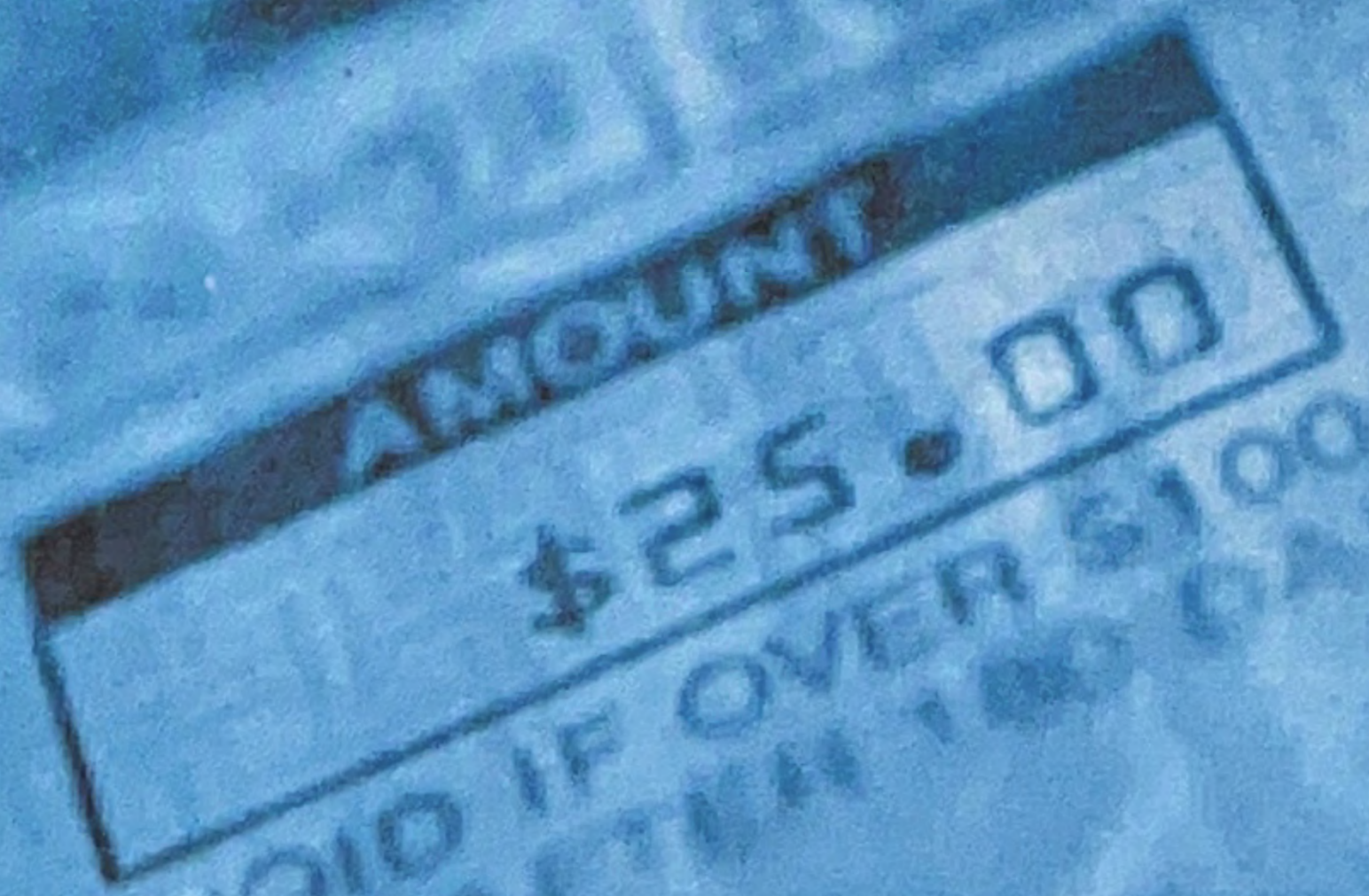
Publicación de la Superintendencia de Servicios Públicos

SuperCifras

Revista No 2

En Mts³

Análisis Sectorial para Gas



SUPERINTENDENCIA
DE SERVICIOS PÚBLICOS



JORGE ENRIQUE RAMÍREZ YAÑEZ
Superintendente de Servicios Públicos

JAIME GUSTAVO OSORIO GÓMEZ
Superintendente Delegado para Energía y Gas

GUIDO MAHECHA VEGA
Secretario General

GLADYS PATRICIA CONTRERAS BELLO
Jefe Oficina de Divulgación y Comunicaciones

HERNANDO LINEROS CARRASCAL
Intendente Técnico Operativo

JIMENA CASTELLANOS VALENZUELA
Intendente Comercial y de Atención Ciudadana

Coordinación Técnica
ANA BEATRIZ TORRES RODRÍGUEZ
Intendente Administrativa y Financiera

COLABORADORES

Nubia Angarita Gómez
Juan Carlos Rosero
Margarita Pérez de Hurtado
Gloria María Fonseca Silva
Carlos Humberto Garzón Roa
Gerson Alberto Castañeda Soto
Nelson Pongulá Gutiérrez
Olga Beatriz Palacios S.
Gloria Inés Patiño
Rosenberg Sanabria B.
Luis Carlos Rodríguez B.
Sofía Rincón Pinzón
Emiliano Arroyo
María Lourdes Celedón M.
Martha Patricia Jaramillo V.
Luis Alberto Esguerra

Coordinación y Edición
ADRIANA MARÍA GUTIÉRREZ MONTOYA

Diseño Portada
OMAR FERNANDO SÁNCHEZ SUÁREZ

Diseño y Diagramación
COMUNICAR PUBLICIDAD LTDA.

Santa Fe de Bogotá, D.C. Carrera 18 No. 84 - 35
PBX: 691 30 05 - 691 30 14
E-Mail: sspdl@colomsat.net.co
ISSN 0122-6592

SSP

SUPERINTENDENCIA
DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS



Contenido

1. SUPER... TEMAS DEL 97	5
1.1. Viabilidad Empresarial	5
1.2. Plan General de Contabilidad y Sistema de Costos y Gastos	6
1.3. Privatización de Gas Natural S.A. ESP1	8
1.4. La Creación de la Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS2	9
1.5. Principales Aspectos Regulatorios en 1997	11
2. SITUACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL A 31 DE DICIEMBRE DE 1997	14
2.1. Análisis Institucional	14
2.1.1. Prestadores de Servicios Públicos de Gas Natural	15
2.1.2. Naturaleza Jurídica de las Empresas de Servicios Públicos de Gas Natural	15
2.1.3. Clasificación por Actividades de las Empresas de Servicios Públicos de Gas Natural	17
2.2. Empleo	17
2.2.1. Personal por Categoría de Empleo	19
2.2.2. Personal por Actividad	20
2.2.3. Indicador de Planta de Personal	20
2.2.4. Organización Sindical y Convenciones Colectivas	21
2.2.5. Factor Prestacional	21
2.3. Principales Aspectos de las Actividades del Sector de Gas Combustible	21
2.3.1. Avance del Plan de Masificación del Gas Natural	27
2.3.2. Áreas de Servicio Exclusivo	29
2.3.2.1. Municipios que Cubren las Áreas de Servicio Exclusivo	31
2.4. Mercado de Gas Combustible	35
2.5. Situación Financiera	35
2.5.1. Activos	35
2.5.1.1. Activo sectorial	37
2.5.1.2. Activos por empresa y rentabilidad	40
2.5.2.1. Patrimonio	40
2.5.2. Financiación del Activo	41
2.5.2.2. Pasivos	46
2.5.3. Resultados del Sector	50
2.5.4. Financiación y utilización de fondos	51
2.5.5. Estructura del Flujo de Caja	53
2.5.6. Indicadores	53
2.5.6.1. Liquidez	53
2.6. Control de Gestión y Resultados	53
2.6.1.1. Indicadores de Gestión	53
2.6.1. Evaluación Planes de Gestión y Resultados	65
2.6.1.2. Costo de Gestión -CG-	67
2.6.2. Auditorías Externas de Gestión y Resultados	69
2.6.2.1. Requerimientos especiales a las AEG ante la SSP	69
2.6.2.2. Régimen sancionatorio de las AEG	70
2.6.2.3. Responsabilidades derivadas de la Ley 190 de 1995, Estatuto- Anticorrupción- modificadorio del código penal.	71
2.6.2.4. Responsabilidades de la empresa o de sus administradores frente a las facultades de los Auditores Externos de Gestión y de Resultados, y las competencias de la Superintendencia.	72
2.7. Redistribución de Ingresos en el Sector de Gas Natural	74
2.7.1. Ingreso promedio obtenido por una empresa distribuidora por la venta de un (1) m ³ en el rango del consumo de subsistencia (Cuadro 2.7.1.):	74
2.7.2. Ingreso promedio obtenido por cada uno de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 atendido, a partir de los valores provenientes de las contribuciones de los usuarios estrato 5 y 6 y no residenciales, por su consumo durante 1997 (Cuadro 2.7.).	74
3. TEMAS DE INTERÉS PARA EL SECTOR DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 1997	76
3.1. Procedimientos Administrativos Adelantados por la Delegada para Energía y Gas en 1997	76
3.2. Operación Comercial y Gestión de Usuarios	77
3.2.1. Procesos Comerciales	77
3.2.2. Gestión Usuarios	78



Editorial

La Superintendencia de Servicios Públicos consciente de su misión Constitucional y Legal de velar por la prestación de servicios públicos cada vez más eficientes, menos costosos, de mejor calidad y mayor cobertura, ha considerado importante poner a disposición de todos los agentes del sector de gas natural, de los futuros inversionistas y del Gobierno Nacional la segunda edición de la revista Supercifras en mts³.

Con ello se pretende contribuir a la ampliación del conocimiento, al fomento del estudio del sector, al favorecimiento de una toma de decisiones más certera y con visión de futuro tanto por parte de quienes desarrollan o aspiran a desarrollar las actividades de transporte, distribución y/o comercialización de gas natural, como de quienes desde el Gobierno Nacional desarrollamos alguna de las actividades de planeación, regulación o control.

1997 fue un año en el que ocurrieron hechos importantes en el sector, especialmente por la venta de las acciones que tenía ECOPETROL en Gas Natural S.A. ESP a un importante conglomerado del sector de gas natural de Europa, quedando con el 53.79% de las acciones de dicha empresa. Las empresas desde abril de 1997 cuentan con el plan general de contabilidad y el sistema unificado de costos y gastos que les facilitará el registro contable, el análisis financiero y la toma de decisiones a las administraciones. Se hizo realidad la creación de la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS que tiene como responsabilidad central velar por el adecuado transporte de gas natural. Así mismo, en los aspectos regulatorios hubo avances importantes.

Al igual que el año anterior, este documento toma como fundamento la información suministrada a la Superintendencia por las empresas transportadoras, distribuidoras y comercializadoras en etapa operativa, y se divide en tres partes. En la primera se presentan los hechos que, en nuestro criterio, fueron los más relevantes para el sector en 1997; en la segunda se presenta la situación del servicio en las áreas institucional, administrativa, comercial, financiera y de gestión; en la tercera, se incluyen algunos temas que se consideran de interés para el sector.

ENRIQUE RAMÍREZ YAÑEZ
Superintendente de Servicios Públicos
Domiciliarios

JAIME GUSTAVO OSORIO GÓMEZ
Superintendente Delegado para Energía y Gas



1. Super... Temas del 97

1.1. VIABILIDAD EMPRESARIAL

En el artículo 181 de la Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Públicos se dispuso que todas las empresas de servicios públicos, o quienes los estuvieren prestando a 11 de julio de 1994, tenían que realizar una evaluación de su viabilidad empresarial a mediano y largo plazo, la cual deberían tener disponible a más tardar el 11 de julio de 1996. Si de ésta se concluía que el valor patrimonial de la empresa era negativo o si las obligaciones existentes excedían la capacidad operativa de la misma para servir las, la Comisión de Regulación respectiva exigiría que se presentara un plan de reestructuración financiero y operativo.

Los resultados que buscaba el Legislador a través de este artículo están íntimamente relacionados con los objetivos planteados por el Constituyente de 1991 y el nuevo modelo de desarrollo propuesto para los servicios públicos en la Ley 142 de 1994: Lograr empresas eficientes que operen en un mercado libre y competitivo, para que finalmente los usuarios cuenten con servicios públicos de alta calidad, bajas tarifas y amplia cobertura.

En la Constitución Política de 1991 se consagró expresamente esa aspiración en el artículo 365: "Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional". La Ley 142 de 1994 en su artículo 2 indica que el Estado debe intervenir en los servicios públicos para garantizar su prestación eficiente, la calidad del mismo, la ampliación permanente de su cobertura, la prestación continua e ininterrumpida y la obtención de economías de escala comprobables.

De esta manera, empresas ineficientes que no puedan lograr su autosuficiencia financiera y por consiguiente no puedan prestar un servicio de calidad de manera continua e ininterrumpida y ampliar la cobertura, deben por mandato legal reestructurarse, clausurarse, o quedar bajo la decisión de la respectiva Comisión, instancia que puede ordenar su liquidación (numeral 15 artículo 73 Ley 142 de 1994) o la fusión con otras empresas (numeral 14 artículo 73 de la Ley 142 de 1994).

Para la realización del estudio de viabilidad, los prestadores de servicios públicos debían acogerse a la metodología señalada por la respectiva Comisión. En cuanto al servicio de gas

natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG-039 de 1996, en la que estableció que las empresas debían elaborar un análisis de viabilidad integrado en el caso de que desarrollaran las actividades de distribución y comercialización, utilizando como criterios el valor del negocio o valor del patrimonio en el mercado, medido a través del valor presente del flujo de caja libre descontado, la cobertura de gastos financieros, la generación interna de fondos frente al servicio de la deuda y a los requerimientos del programa de inversiones, el valor neto agregado al negocio, el apalancamiento operacional y el apalancamiento financiero.

Para realizar las proyecciones la CREG elaboró un modelo. En el caso de utilizar un modelo diferente era obligación presentar las justificaciones respectivas, pero de todas maneras debería contener la información mínima exigida. Además, se requirió efectuar una evaluación de la calidad de las cuentas por cobrar, del pasivo de jubilación y de los pasivos contingentes. El análisis de viabilidad se presentaba a la CREG previa aprobación de la junta directiva de la respectiva empresa, antes del 11 de julio de 1996, fecha prevista en el arti-

culo 181 de la Ley 142 de 1994. Ésta, sin embargo, se prorrogó hasta el 11 de enero de 1997 por el artículo 4 de la Ley 286 de 1996.

A comienzos de diciembre de 1997, la CREG había ordenado a tres (3) empresas prestadoras del servicio de gas natural la presentación de un Plan de Reestructuración, debido a que se concluyó que no eran viables en el mediano y largo plazo. Sin embargo, revocó la decisión en dos casos y quedó solamente en firme para COLGAS-PRESIDENCIA. A la fecha no se ha aprobado aún su plan, que debía presentarse antes del 31 de octubre de 1998.

1.2. PLAN GENERAL DE CONTABILIDAD Y SISTEMA DE COSTOS Y GASTOS

La Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Públicos Domiciliarios determinó entre las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos en el artículo 79.3 "Establecer los sistemas uniformes de información y contabilidad que deben aplicar quienes presten servicios públicos, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y con sujeción siempre a los principios de contabilidad generalmente aceptados". En cumplimiento de esta disposición, la SSP desarrolló el plan general de contabilidad y el sistema unificado de costos y gastos para todas las empresas que presten servicios públicos domiciliarios de naturaleza pública, privada o mixta que son sujeto de su inspección, control y vigilancia.

La filosofía que acompañó el desarrollo tanto del plan de contabilidad, como la del sistema unificado de costos y gastos para entes prestadores, manifiesta su verda-

dera expresión al constituirse en el pilar fundamental para consolidar los resultados contables, económicos, financieros y de información de las empresas, con lo cual se está avanzando en un proceso de modernización institucional.

Al aplicar el plan de contabilidad y el sistema unificado de costos y gastos tanto las empresas como los diferentes organismos de control y los demás sectores estatales, podrán contar con información confiable y oportuna que logre vislumbrar el horizonte futuro de la entidad a cargo del servicio, como el de la calidad y continuidad en la prestación para el usuario, que es nuestro fin primario.

Tanto el plan de contabilidad como el sistema de costos y gastos para entes prestadores de servicios públicos se entregaron a todas las empresas prestadoras de servicios públicos, quienes recibieron los siguientes documentos:

- Resoluciones Nos. 001416 y 001417 del 18 de abril de 1997.
- Plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos.

- Documento "Sistema unificado de costos y gastos para los sectores de Acueducto, Alcantarillado, Aseo, Energía y Gas combustible".
- Subsistemas del sistema integrado de contabilidad.
- Definiciones contables básicas.
- Cartilla guía de implementación "Plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos".
- Instructivo general sistema unificado de costos y gastos.

Para complementar y aclarar los documentos desarrollados por la Superintendencia, se realizó un (1) seminario-taller en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, al cual asistieron representantes de 19 empresas de gas natural, de la CREG y de la Contaduría General de la Nación. Para el desarrollo del seminario se contó con la participación como expositores de funcionarios de Empresas Públicas de Medellín y Gases del Caribe, empresas que demostraron un mayor grado de avance en el proceso de implantación del plan de contabilidad y el sistema de costos y gastos, según encuesta realizada en septiembre de 1997.



Plan General de Contabilidad

La Superintendencia, dando cumplimiento a estas disposiciones legales definió el plan general de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios, el cual expidió y adoptó mediante Resolución No. 1416 de abril 18 de 1997. Dicho plan debió ser aplicado a nivel de documento fuente a partir del 1 de enero de 1998 por todos los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios de carácter público, privado o mixto que operen en el territorio nacional; las actualizaciones, modificaciones o variaciones serán de competencia exclusiva de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El plan definido por la Superintendencia fue elaborado observando las normas y metodologías establecidas en el plan ge-

neral de contabilidad pública promulgado mediante Resolución No. 4444 del 21 de noviembre de 1995, por la Dirección General de la Contabilidad Pública.

La Ley dispuso que las empresas de servicios públicos domiciliarios que tengan objeto social múltiple deberán llevar contabilidad separada por cada uno de los servicios que presten; y el costo y la modalidad de las operaciones entre cada servicio, deben registrarse de manera explícita; igual comportamiento deberán observar las empresas de servicios públicos cuando desarrollen varios negocios. Cuando los municipios asuman la prestación directa de un servicio público, la contabilidad general del mismo debe separarse de la que se lleve para la prestación del servicio, y si presta más de uno, la de cada cual tiene que ser independiente de la de los demás.

El plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos tiene como finalidad: i) suministrar información contable confiable y oportuna que revele la situación financiera, económica y social de los entes sujetos al ámbito de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios; ii) Lograr la uniformidad, centralización y consolidación de las ESP, para atender las necesidades de información en los procesos de inspección, control y vigilancia; iii) Contar con un catálogo de información precisa que servirá para la formulación de los modelos de tarifas, subsidios, indicadores, esquemas de competencia y evaluación de gestión.

La codificación en el documento fuente estará definida mediante la siguiente estructura:

Código Sector	Código Contable				Auxiliares	
	X	X	XX	XX	XX	XX..(n)
		Clase			Clase de Servicio	Otros Conceptos
			Grupo			
				Cuenta		
					Subcuenta	

Mediante circular externa No. 000002 del 14 de enero de 1998 la Superintendencia dio lineamientos generales acerca de la implementación del plan de contabilidad y del sistema unificado de costos y gastos para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios. Como el artículo 18 de la Ley 142 de 1994 contempla la obligatoriedad de llevar contabilidad separada por servicio o Actividad complementaria, la Superintendencia definió que "para los fines de inspección, control y vigilancia solicitará el balance general del ente económico y el estado de resultados por cada servicio, negocio o actividad complementaria que presten, como también este último en forma corporativa".

Sistema de costos y gastos

La Constitución Nacional en el artículo 367 establece que "La Ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la

prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además, de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de Ingresos."

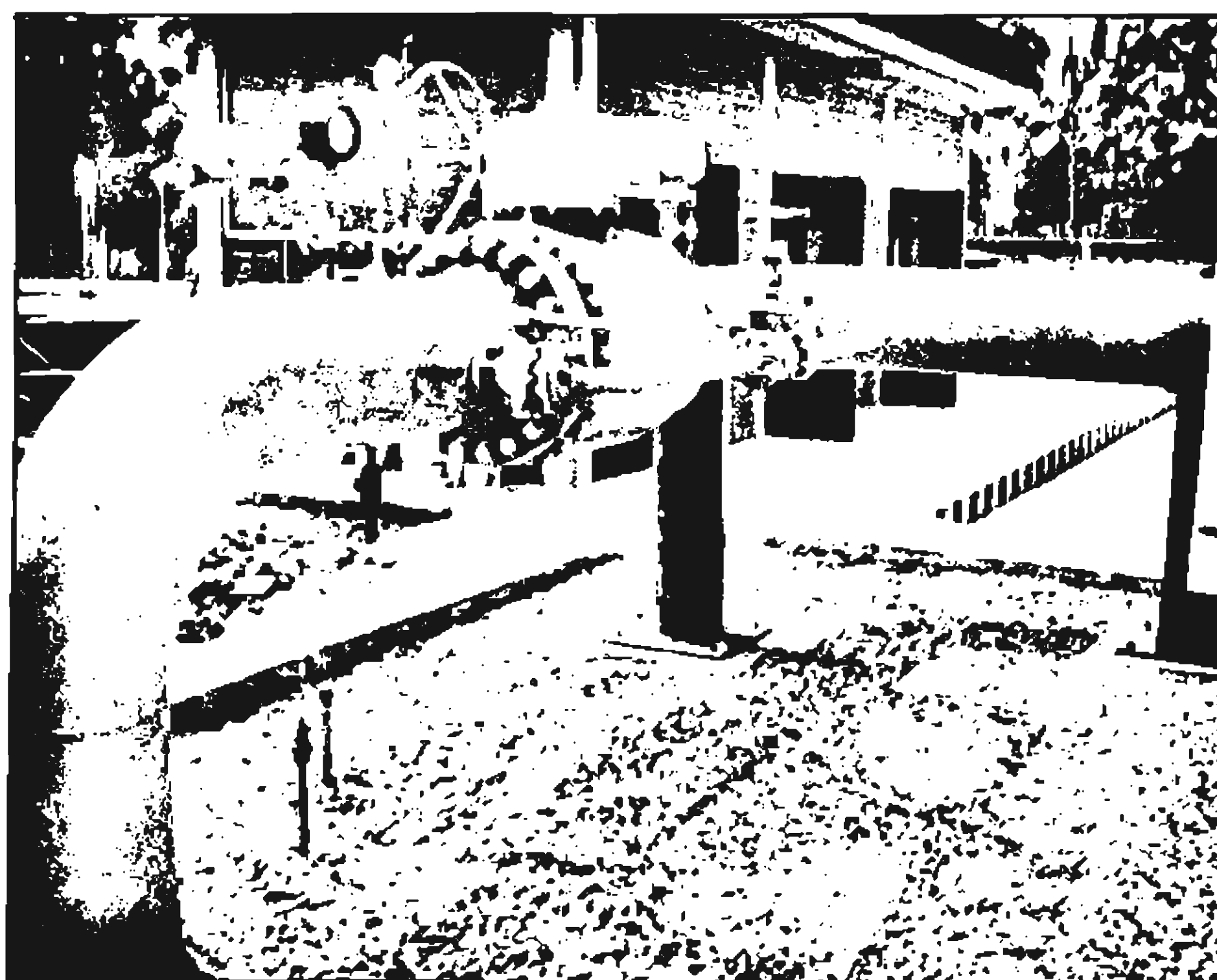
De conformidad con las funciones establecidas en la Ley 142 de 1994, la Superintendencia de Servicios Públicos determinó que el sistema de contabilidad de costos se debe establecer bajo los conceptos del método de Costeo Basado en Actividades (ABC Costing), que propende por la correcta relación de los costos de producción y los gastos de administración, con un producto específico o línea de negocio, mediante la identificación de cada actividad, la utilización de un conductor o base de distribución y su medición razonable. Con base en estas definiciones, el sistema de contabilidad de costos parte de los datos generados por los subsistemas o módulos com-

ponentes del sistema integrado de contabilidad, y se desarrolla en dos etapas: Asignación directa de costos y gastos; y asignación de gastos a los servicios.

Esta metodología proporcionará información razonable que refleje el nivel y la estructura de los costos económicos en que se incurre al prestar cada uno de los servicios públicos domiciliarios y para la implantación de los modelos de tarifas y subsidios, de obligatorio cumplimiento por parte de los entes prestado-

ro de 1998 por todos los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios de carácter público, privado o mixto que operan en el territorio nacional. Igualmente definió que las actualizaciones, modificaciones o variaciones al sistema unificado de costos y gastos, serán de competencia exclusiva de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En la circular externa No.0002 de enero 14 de 1998, por la cual la Superinten-



res. Así mismo, el sistema ABC será un instrumento para la planeación, la toma de decisiones y el control de gestión de los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios.

El sistema unificado de costos y gastos para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios elaborado por la Superintendencia, fue expedido y adoptado mediante la Resolución No.1417 de abril 18 de 1997, la cual estableció que su aplicación a nivel de documento fuente debía ser a partir del 1 de ene-

dencia dio lineamientos generales acerca de la implementación del plan de contabilidad y del sistema unificado de costos y gastos para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios, se previó la solicitud de posibles prórrogas hasta el seis (6) de marzo de 1998 y debían ser solicitadas por las empresas de forma escrita e individual, suscrita por el Representante Legal de la entidad prestadora y sustentada con cronogramas y argumentos legales y técnicos.

1.3. PRIVATIZACIÓN DE GAS NATURAL S.A. ESP¹

Las Leyes 142 de 1994 y 226 de 1995 han permitido la democratización, modernización y expansión de las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos domiciliarios al crear espacios para la participación del sector privado, lo que ha facilitado la incorporación de avances de la ciencia y la tecnología y, por consiguiente, una mayor calidad y eficiencia en la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Con la aprobación del programa "Gas para el Cambio" en 1987 se inició el proceso de masificación del gas natural en el interior del país y especialmente en la ciudad de Santa Fe de Bogotá. Con tal propósito se constituyó la Empresa Gas Natural S.A., de carácter mixto, cuyos principales accionistas fueron Ecopetrol y la Empresa de Energía de Bogotá.

Dentro de la estrategia de privatización emprendida por el Gobierno colombiano en el sector de gas natural, se decidió la venta de las acciones que tenía Ecopetrol en Gas Natural S.A. ESP y la adjudicación de las "áreas exclusivas", la cual culminó con éxito en el primer semestre de 1997 al otorgarse las áreas de Quindío, Caldas, Risaralda, Norte del Valle del Cauca y Tolima.

La venta de las acciones de Ecopetrol se realizó en dos fases: En la primera, se puso en venta al sector solidario, en la que los fondos de pensiones jugaron un papel importante y, en la segunda se abrió a los inversionistas privados nacionales y extranjeros y se efectuó a través del martillo de la Bolsa de Bogotá, concurren- do importantes multinacionales del nego-

cio energético como la inglesa British Petroleum, las estadounidenses Amoco y Noram, la Argentina Techin, la Francesa Gas de France, la española Gas Natural Latinoamericana y Promigas.

El martillo, histórico para la Bolsa de Bogotá, duró 20 horas y se realizó en dos extenuantes jornadas. El precio base de la acción fue de \$6.667 y después de la ronda número 38 subió a \$19.902. Noram y Gas Latinoamericana permanecieron hasta el final, quedando el grupo español con aproximadamente 8 millones de acciones al presentar la mejor oferta.

Otros accionistas importantes de Gas Natural S.A. ESP, son: La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (26.25%), el Fondo de Pensiones Obligatorias Porvenir (6.44%), Invergás S.A. (6.36%) y quince pequeños accionistas más que representan el 7,21% restante.

Con la adquisición por parte del grupo Gas Natural de España del 53.79% de las acciones de Gas Natural S.A. ESP, ingresó a la Compañía uno de los más importantes conglomerados del sector de gas natural de Europa, con inversiones, además de Colombia, en Portugal, Marruecos, Argentina, Brasil y México. Este grupo, que se articula en torno a la Compañía Gas Natural SDG y está formado por Enegas, compañía de aprovisionamiento y transporte y por otras compañías distribuidoras del combustible, acumula una historia de 150 años en el sector de gas en España y tiene una participación en este mercado superior al 90%.

Gas Natural SDG tiene estructura de sociedad anónima con más de 17.000 accionistas, siendo los mayores Repsol y la "Caxia", importantes entidades españolas.

Después de la privatización, Gas Natural S.A. ESP ha venido trabajando para posicionarse como una de las empresas de mayor liderazgo en la distribución de gas

natural en Colombia. El grupo, a través de la empresa, ha invertido en Colombia más de US\$220 millones de dólares, cuenta con una red de transporte y distribución de más de 7.800 kilómetros y ventas durante el primer semestre de este año que han superado los 165 millones de m³ de gas natural.

Por otra parte, los esfuerzos comerciales se han visto compensados con un notorio incremento en los clientes al pasar de 371 mil en junio de 1997 a 700 mil en septiembre de 1998, entre industriales y residenciales. Además, recientemente se le adjudicó la concesión del área exclusiva del Altiplano Cundiboyacense, con un mercado potencial de 200 mil viviendas y cerca de 6000 clientes del sector comercial e industrial.

Con la adquisición por parte del grupo Gas Natural de España del 53.79% de las acciones de Gas Natural S.A. ESP, ingresó a la Compañía uno de los más importantes conglomerados del sector de gas natural de Europa

Entre las restantes acciones emprendidas por la empresa se resalta, además, la diversificación de los canales de pago a través de líneas de financiamiento ágiles y prácticas, y la modernización de los puntos de atención al usuario llamados "Centros de Gas", instalaciones modernas y acogedoras que ofrecen un ágil sistema de pago, peticiones y reclamos, además de una completa exhibición e información sobre gasodomésticos.

La empresa ha establecido una estrategia de acción que se basa en los siguientes objetivos:

- Expandir el servicio a todas aquellas áreas de la ciudad que no disponen del suministro de gas.
- Promover el uso de aplicaciones no tradicionales con una mayor eficiencia energética y con menor impacto medioambiental tales como la cogeneración, la climatización a gas y el gas natural para vehículos.
- Garantizar la disponibilidad del suministro de gas y de la capacidad de transporte necesarios para asegurar el crecimiento de la sociedad, bajo un principio de eficiencia económica asegurando el menor costo final para los clientes.
- Establecer un marco de formación permanente para los empleados, como elemento de motivación y medio para conseguir el compromiso del personal con los objetivos de la Sociedad.
- Continuar cumpliendo con las normas de seguridad en la construcción y operación de las instalaciones, participando de forma activa en el desarrollo del marco normativo necesario para dar cumplimiento con los objetivos del Plan de Masificación del Gas, garantizando así la calidad del servicio y las instalaciones.

1.4. LA CREACIÓN DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE GAS, ECOGAS²

La masificación del uso del gas constituye el programa más ambicioso que en materia energética y de servicios públicos ha emprendido Colombia en los últimos años. Su objetivo está orientado a cambiar la estructura de la demanda de energéticos no sólo en el sector residencial, comercial e industrial sino en la generación térmica, con el fin de hacer menos dependiente la

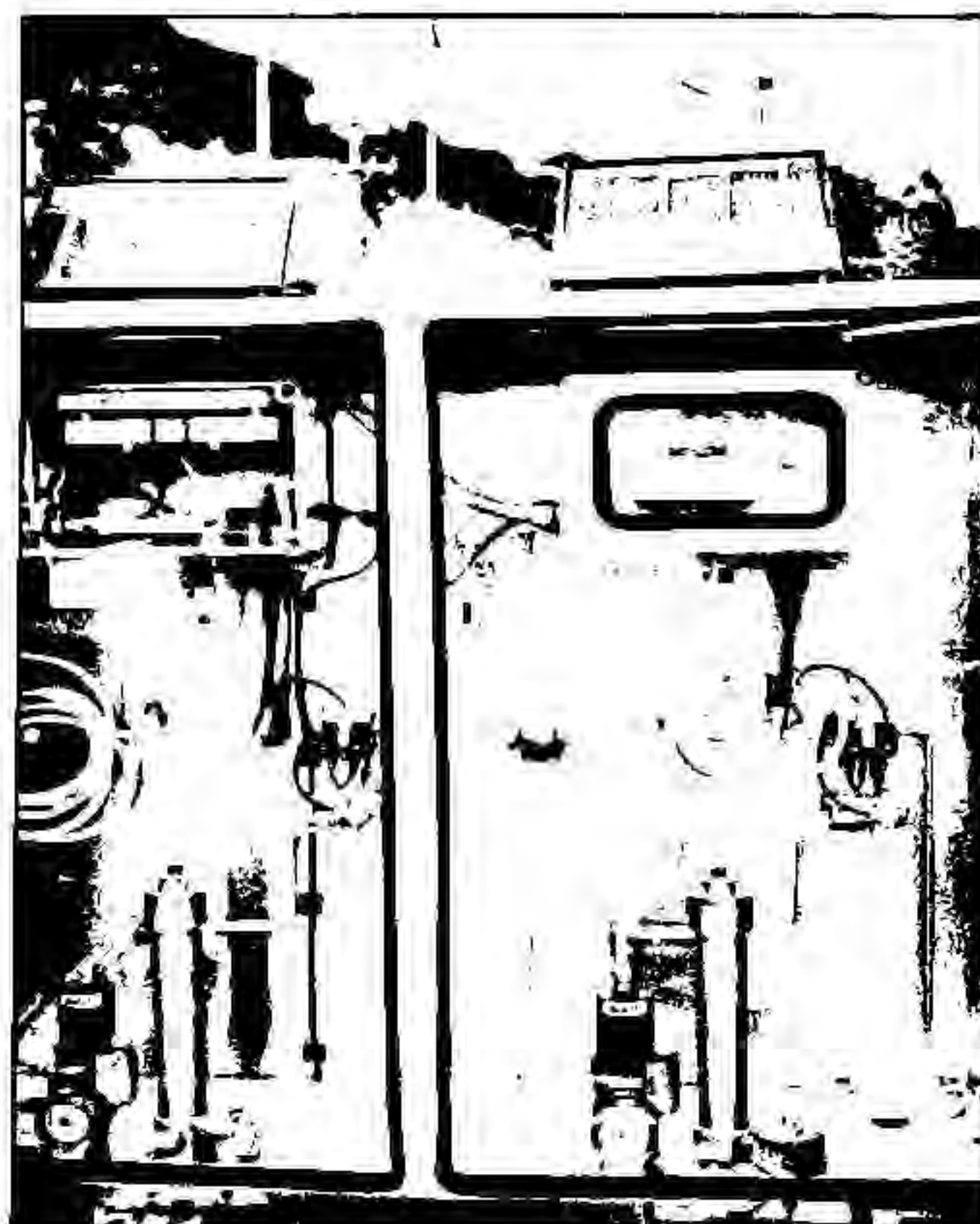
2. Elaborado con fundamento en ECOGAS. Informe de Operaciones. Enero-abril de 1998.

1. Elaborado con fundamento en el Informe Anual de Actividades de la Empresa correspondiente a 1997

oferta de energía y potencia eléctrica de la generación hidráulica.

Uno de los aspectos básicos de la estrategia de masificación ha sido interconectar los campos de producción con los centros de consumo. En la actualidad, la infraestructura de la red troncal principal en ejecución y/o operación cuenta con más de 4.400 kilómetros de línea tendida.

Desde 1994, el Gobierno nacional anunció la creación de la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS -, como un paso fundamen-



tal para dar coherencia al manejo de las actividades del Plan de Masificación, las cuales se encontraban dispersas en diferentes agencias del Estado. Después de varios intentos fallidos, debido a los múltiples interrogantes especialmente en el campo regulatorio, aspectos relacionados con los precios, las tarifas de transporte, los subsidios, los mercados y la comercialización del gas, se expidió la Ley 401 del 20 de agosto de 1997 la cual le da vía libre a la creación de la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS.

ECOGAS fue creada como una entidad descentralizada del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con el carácter de empresa industrial y comercial del Estado, con personería jurídica, autonomía administrativa, financiera y patrimonial, regida por lo establecido en la Ley 401 de 1997, por

los estatutos adoptados por la Junta Directiva, y sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes.

Tiene como misión fundamental la planeación, organización, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad o llegue a acuerdos. Adicionalmente, se le encargó la administración del Centro de Coordinación de Transporte de Gas (CGT) como una unidad funcionalmente independiente.

ECOGAS inició labores con estructura operativa propia a partir del 1 de enero de 1998, con la responsabilidad de operar y mantener 1.100 kilómetros de gasoductos troncales propios y 900 kilómetros de gasoductos a través de contratos de construcción, operación, mantenimiento y transferencia (BOMT).

Tiene como responsabilidades centrales velar por el adecuado transporte de gas natural desde los campos de producción en la Costa Norte y el Magdalena Medio, hasta los centros de consumo en el interior del país y transportar gas para la generación eléctrica y para satisfacer la demanda de cerca de ciento veinte poblaciones, que albergan alrededor de dos millones de usuarios.

El patrimonio inicial de ECOGAS provino de la escisión de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad que tenía ECOPETROL. Para tal efecto, se expidió el Decreto No. 2829 de 1997, a través del cual el Gobierno nacional determinó los activos a entregar, los contratos por ceder y las relaciones jurídicas entre ECOPETROL y ECOGAS en cuanto a los contratos BOMT.

En cumplimiento del artículo 9 del Decreto 2829 de 1997, ECOPETROL y ECOGAS suscribieron un Convenio de Soporte Funcional y Administrativo por un término de dos (2) años, cuyo objeto es regular las relaciones jurídicas entre las dos empresas, así como los aspectos relacionados con la identificación, transferencia, tratamiento y manejo de los derechos y activos vinculados a la actividad comercial de transporte de gas natural. En términos generales dicho convenio incluye asesoría, asistencia, manejo, entrega de todos los archivos y documentos, colaboración para la planeación, operación, supervisión y coordinación de los sistemas de transporte de gas natural que ECOGAS requiera de ECOPETROL para el inicio del funcionamiento de la empresa, así como la incorporación y manejo de los activos y derechos transferidos.

El total de los activos que se escindieron tuvieron un costo aproximado a los 250 millones de dólares, que corresponden al valor

de los gasoductos que ECOPETROL transfirió a ECOGAS, y dieciséis contratos de operación comercial, por un valor total aproximado de 472 millones de dólares.

Con la creación de ECOGAS y la conclusión de los trabajos de construcción de los gasoductos Mariquita-Cali, Sebastopol-Medellín y el de Centro-Oriente, así como la adjudicación de las áreas exclusivas para la distribución en los departamentos de Tolima, Caldas, Risaralda, Quindío y norte del Valle, puede considerarse que durante 1997 concluyó la segunda fase del plan de masificación, el cual permitió llevar el gas a 1.340.706 instalaciones de los usuarios en 128 municipios del territorio nacional que demandaron un total de 490 millones de metros cúbicos de este combustible.

1.5. PRINCIPALES ASPECTOS REGULATORIOS EN 1997

En el transcurso de 1997, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, entidad encargada de realizar la regulación del sector de gas natural en Colombia, emitió importantes Resoluciones para el desarrollo del sector.



ACTIVIDAD DE TRANSPORTE. (Resoluciones CREG 12, 92, 93, 201, 202, 234)

Los contratos de suministro y transporte de gas combustible que deben celebrar las empresas comercializadoras con las empresas distribuidoras, y los usuarios no regulados, pue-

den ser escritos o verbales, igual sucede con los que celebren las empresas generadoras térmicas que aspiren a ser remuneradas con el Cargo por Capacidad.

Se establecieron los criterios con que deben cumplir los sistemas o subsistemas de conducción de gas como sistemas o subsistemas de transporte de gas natural.

Se definió el Subsistema de transporte de Boyacá 01 como el subsistema compuesto por el gasoducto o red de gasoductos con ramales y conexiones asociadas, que se conecta al sistema troncal de transporte denominado Gasoducto de Centro - Oriente que atiende parte o la totalidad de los siguientes municipios: Sogamoso, Tuta, Tunja, Belén, Duitama, Ráquira, Cerinza, Sáchica, Cucaita, Samacá, Floresta, Santa Sofía, Motavita, Sora, Nobsa, Sutamarchán, Oicatá, Tibasosa, Parpa, Tinjacá, Santa Rosa de Viterbo, Villa de Leyva, Belencito y Cóbbita.

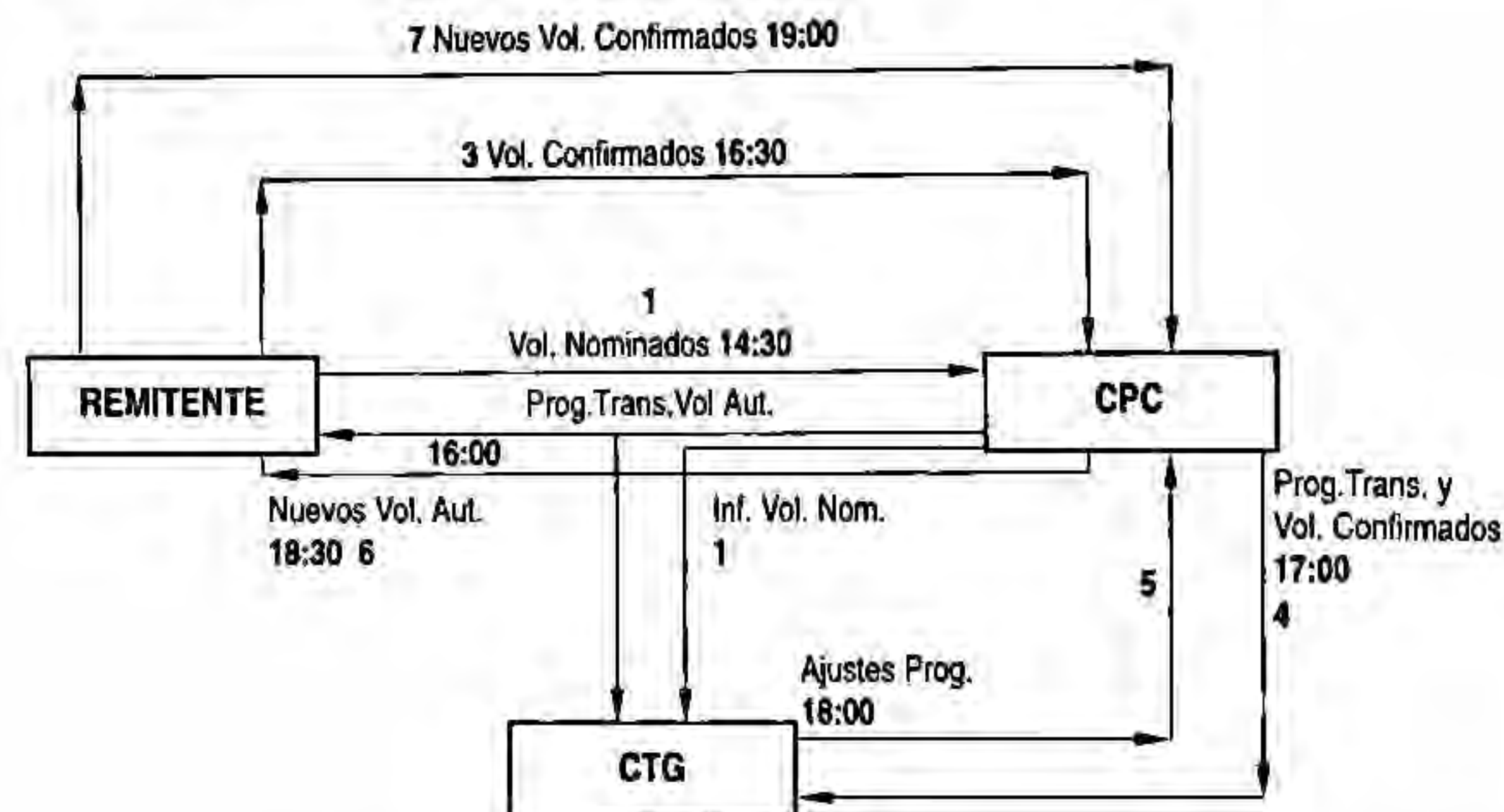
Igualmente se definió la tarifa máxima promedio que se podrá cobrar por el servicio de transporte por este gasoducto, los distintos niveles y opciones tarifarios y las obligaciones del transportador.

Se definió y creó el Subsistema de transporte de la Sabana de Bogotá como el subsistema compuesto por el gasoducto o red de gasoductos con ramales y conexiones asociadas, que se conecta al sistema troncal de transporte en la estación reguladora de puerta de ciudad de Cagua y atiende 15 municipios: Zipaquirá, Tabio, Chía, Funza, Madrid, Cajicá, Tenjo, Cota, Mosquera, Madrid, Zipacón, Sopó, Tocancipá, Bojacá, Facatativá, Gachancipá.

Adicionalmente, se definió el subsistema de transporte del valle 01 como el gasoducto comprendido entre la puerta de ciudad de Cali, ubicada frente a la glorieta de CENCAR y la estación reguladora y de medición ubicada en la Avenida 3N con calle 70N de la nomenclatura de Cali, conocido como sector ACQPI, con sus conexiones y ramales asociados.

Se establecieron las disposiciones sobre las Nominaciones de Transporte, que hacen parte de las condiciones de operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, las condiciones para la renominación y el despacho durante el Día de Gas.

COORDINACIÓN Y CICLO DE NOMINACIÓN ENTRE REMITENTES, CTG Y CPC



Actividad de comercialización. (Resolución CREG 15)

Se estableció el "FACTOR DE CONTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES" como el excedente sobre el costo económico del gas natural por red que pagaban los usuarios industriales y comerciales de ese bien como parte de las tarifas vigentes, que era del ocho punto nueve por ciento (8.9%). Por tanto, con este factor se determinará en adelante la contribución de solidaridad que están obligados a pagar tales usuarios del gas natural por red, con excepción de generación de electricidad a base de gas natural, la industria Petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular, cuyo factor de contribución es cero, (0%).

Consumo y Facturación. (Resolución CREG 108)

La regulación en lo pertinente al consumo facturable y la facturación desarro-

lló la obligación de las empresas de determinar el consumo en todos los casos y las obligaciones en torno a la medición por parte de los usuarios y los prestadores del servicio.

Con lo relacionado a la liquidación de los consumos, la regulación desarrolló las actividades derivadas de la comercialización del gas, los componentes tarifarios, los periodos de medición y cobro y dio las señales para incentivar la medición prepagada.

En lo referente a la facturación se desarrollaron las características que deben reunir las facturas, así como la descripción plena del bien mediante exigencias de publicación de las características técnicas del suministro.

Relación Empresa-Usuarios. (Resolución CREG 108)

Teniendo en cuenta la importancia que reviste la prestación del servicio públi-

co de gas natural en Colombia se reglamentó como aspecto relevante lo siguiente:

En lo referente a la solicitud de conexión del servicio de gas natural no podrán ser exigidos por la empresa más requisitos que los estrictamente necesarios para identificar al suscriptor potencial, al inmueble, y las condiciones especiales del suministro, si las hubiere. En un término de 15 días deberá responderse al solicitante, a menos que se requiera de estudios especiales para autorizar la conexión, en cuyo caso el distribuidor dispondrá de un plazo de tres (3) meses para realizar la conexión.

La empresa solo podrá negar la solicitud de conexión del servicio en los siguientes casos:

- Por razones técnicas susceptibles de ser probadas que estén expresamente previstas en el contrato.

- Cuando la zona haya sido declarada como de alto riesgo, según decisión de la autoridad competente.
- Cuando el suscriptor potencial no cumpla las condiciones establecidas por la autoridad competente.

El servicio público domiciliario de gas combustible por red de ductos, será prestado bajo la modalidad residencial o no residencial. Los suscriptores o usuarios residenciales serán clasificados de acuerdo con la estratificación socioeconómica que haya realizado la autoridad competente, según lo dispuesto en la Ley 142 de 1994.

En lo referente a la red interna para el suministro del servicio, las empresas distribuidoras darán cumplimiento a lo establecido en el Código de Distribución de Gas u otras normas que expida la Comisión sobre tales materias.

La empresa podrá exigir, de acuerdo con las condiciones uniformes del contrato, que se haga un pago por conexión para comenzar a cumplir el contrato, que se cobrará por una sola vez al momento de efectuar la conexión al servicio.

Las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa serán propiedad de quien los pague, si no son inmuebles por adhesión. Pero ello no exime al suscriptor o usuario de las obligaciones resultantes del contrato y que se refieran a esos bienes.

En cuanto a la suspensión del servicio de común acuerdo (empresa y usuario), se podrá suspender el servicio cuando lo solicite un suscriptor o usuario, si convienen en ello la empresa y los terceros que puedan resultar afectados.

En lo relativo al corte del servicio de gas, el incumplimiento del contrato por un periodo de varios meses, o en forma repetida, o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros, permite a la empresa tener por resuelto el contrato y proceder al corte del servicio, y en las condiciones uniformes se precisarán las causales de incumplimiento que dan lugar a tener por resuelto el contrato.

Se presume que el atraso en el pago de tres facturas de servicios y la reincidencia es una causal de suspensión dentro de un periodo de dos años, es materia que afecta gravemente a la empresa, que

permite resolver el contrato y proceder al corte del servicio. La entidad prestadora podrá proceder igualmente al corte en el caso de acometidas fraudulentas.

Derechos de los Usuarios del Servicio de Gas Natural. (Resolución CREG 108)

Se establecieron entre otros los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible por red física, en relación con la facturación y comercialización consagrados en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en el Decreto 1842 de 1991.

Se desarrolló mediante la Resolución CREG 108 el contrato de servicios públicos, los derechos y deberes de las partes, su carácter de obligatorio y el contenido mínimo del texto.

Procedimientos y Trámites de las Empresas Ante los Usuarios de Gas Natural. (Resolución CREG 108)

Se establecieron normas sobre presentación, trámite y decisión de recursos, la obligación de constituir una «oficina de peticiones, quejas y recursos», que serán tramitados de conformidad con las normas vigentes sobre el derecho de petición.

Gestión de las empresas. (Resoluciones CREG 108 y 27).

Las empresas que desarrollen varias actividades relacionadas con el servicio público de gas combustible por red, están obligadas a presentar ante la UPME el Plan de Gestión y Resultados, en forma separada por cada actividad relacionada con cada servicio, a partir del 1 de abril de 1998 y mientras se realiza la separación contable, debieron en todo caso presentar planes de gestión y resultados y comunicar los resultados de tal evaluación, a más tardar el 30 de junio de 1997.



2. Situación del Servicio Público de Gas Natural a 31 de Diciembre de 1997

2.1. ANÁLISIS INSTITUCIONAL

2.1.1. Prestadores de Servicios Públicos de Gas Natural

A 31 de diciembre de 1997, se encontraban inscritos en el Registro Nacional de Prestadores de Servicios Públicos y Actividades Complementarias - RENASER-, que por mandato del numeral 8o. del artículo 79 de la Ley 142 de 1994 debe mantener esta Superintendencia, veinticinco (25) prestadores de servicios públicos de gas natural, como se aprecia en el cuadro 2.1.1.1.

Cuadro 2.1.1.1.
PRESTADORES DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL
A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

No.	NOMBRE DE LA EMPRESA	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
1	GAS NATURAL S.A. ESP	SANTA FE DE BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ
2	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	CARTAGENA	BOLÍVAR
3	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	NEIVA	HUILA
4	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	NEIVA	HUILA
5	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	RIOHACHA	GUAJIRA
6	PROMIGAS S.A. ESP	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO
7	GASES DEL LLANO S.A. ESP	VILLAVICENCIO	META
8	TRANSPORTADORA DE METANO S.A. ESP	MEDELLÍN	ANTIOQUIA
9	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	CUCUTA	NORTE DE SANTANDER
10	GASES DEL QUINDÍO S.A. ESP	ARMENIA	QUINDÍO
11	GAS NATURAL DE CESAR S.A. ESP	BUCARAMANGA	SANTANDER
12	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	BUCARAMANGA	SANTANDER
13	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	BUCARAMANGA	SANTANDER
14	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	BARRANCABERMEJA	SANTANDER
15	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	FLORIDABLANCA	SANTANDER
16	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	CALI	VALLE
17	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO
18	CUSIANA GAS S.A. ESP	VILLAVICENCIO	META
19	EMPRESA PROMOTORA DE GAS NATURAL LTDA	SOCORRO	SANTANDER
20	EMPRESA COLOMBIANA DE ENERGÍA S.A. ESP	SANTA FE DE BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ
21	BP GAS COLOMBIA S.A. ESP	SANTA FE DE BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ
22	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. ESP	MANIZALES	CALDAS
23	GAS DEL RISARALDA S.A. ESP	PEREIRA	RISARALDA
24	GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. ESP	IBAGUÉ	TOLIMA
25	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. ESP	PALMIRA	VALLE

Fuente: RENASER 21 de febrero de 1998

Entre el 31 de diciembre de 1996 y el 31 de diciembre de 1997, se inscribieron cinco prestadores del servicio de gas natural, lo que representa un incremento del 25%.

La información que se presentará en las secciones siguientes se centrará en las dieciséis (16) empresas que se encontraban en etapa operativa en 1997.

2.1.2. Naturaleza Jurídica de las Empresas de Servicios Públicos de Gas Natural

Las 16 empresas en etapa operativa del sector de gas natural estaban constituidas como empresas de servicios públicos privadas, como se observa en el cuadro 2.1.2.1.

Se recuerda que, según lo dispuesto por la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos mixtas son aquellas en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o éstas tienen aportes iguales o superiores al 50%. Y las privadas, son aquellas cuyo capital pertenece mayoritariamente a particulares.

Las empresas de servicios públicos deben constituirse como sociedades por acciones o empresas industriales y comerciales del Estado. Las sociedades por acciones a su vez pueden constituirse como sociedades anónimas o sociedades en comandita por acciones.

Todas las empresas que se encontraban operando en 1997, estaban constituidas como sociedades anónimas. Éstas se rigen por el contrato de sociedad, y sus estatutos sociales deben ceñirse a los artículos 18 y 19 de la Ley 142 de 1994, y en lo que no esté regulado en éstos se aplica lo contemplado en el Código de Comercio, para las sociedades anónimas.

2.1.3. Clasificación por Actividades de las Empresas de Servicios Públicos de Gas Natural

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios se aplica tanto a la distribución de gas combustible como a las actividades complementarias de comercialización y transporte.

El artículo 14.28 de la Ley 142 de 1994 define el servicio público domiciliario de gas combustible como " (...) el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un centro de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición (...)", y limita las actividades complementarias a la " (...) comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria".

Cuadro 2.1.2.1.
NATURALEZA JURÍDICA DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS
DE GAS NATURAL EN ETAPA OPERATIVA,
A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

No.	EMPRESA	PRIVADA
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	X
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	X
3	GAS NATURAL S.A. ESP	X
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	X
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	X
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	X
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	X
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	X
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	X
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	X
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP	X
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	X
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	X
14	PROMIGAS S.A. ESP	X
15	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	X
16	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	X

Fuente: SSPD. Elaborado con base en información suministrada por las ESP.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, a través de la Resolución CREG-057 de 1996, estableció el marco regulatorio general para el servicio público de gas combustible por redes de tubería y sus actividades complementarias.

En la Resolución mencionada, se define el transporte de gas combustible como la actividad que incluye la operación del sistema troncal de transporte de gas combustible por tuberías, el servicio de transporte, su administración, mantenimiento y expansión. Incluye actividades relacionadas como el almacenamiento, la compresión y la medición, las cuales pueden ser desarrolladas por el transportador o realizadas de manera independiente por otra persona natural o jurídica.

Igualmente, define al transportador como la persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega. Señala que el transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades o en empresas de generación eléctrica. Podrá adquirir solamente el gas natural que requiera para su propio consumo, para compensar pérdidas o para mantener el balance del sistema de transporte, si es del caso.

La distribución, según la citada Resolución, se define como la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería, de conformidad con la definición del numeral 13.28 de la Ley 142 de 1994. Adicionalmente, se precisa que el distribuidor de gas combustible por redes de tu-

bería es quien presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

La actividad de comercialización de gas combustible se define como la compra y venta de gas combustible a título oneroso en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales. El comercializador se define como la persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible, pudiendo ser o no productor.

Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras. Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando a partir de la expedición del plan único de cuentas por parte de esta Superintendencia, tengan establecidas contabilidades separadas para cada una de las actividades. De la misma forma procederán todas las empresas que desarrollen simultáneamente actividades de distribución de energía eléctrica y de venta o distribución de gas combustible.

A 31 de diciembre de 1997, según el registro de empresas prestadoras de servicios públicos que lleva esta Superintendencia, se encontraban operando tres (3) empresas transportadoras y trece (13) distribuidoras y comercializadoras:

CUADRO 2.1.2.2.
EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE GAS NATURAL
EN ETAPA OPERATIVA SEGÚN SU ACTIVIDAD, A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

ACTIVIDAD	EMPRESAS
TRANSPORTE	- PROMIGAS S.A. ESP - PROGASUR S.A. ESP - TRANSORIENTE S.A. ESP
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	- ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP - SURTIGAS S.A. ESP - GASES DEL CARIBE S.A. ESP - GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP - LLANOGAS S.A. ESP - GASES DEL ORIENTE S.A. ESP - GAS NATURAL S.A. ESP - METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP - GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP - GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP - GASES DEL CUSIANA S.A. ESP - GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP - EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP

Fuente: SSPD. Elaborado con base en información suministrada por las ESP de gas natural

2.2. EMPLEO

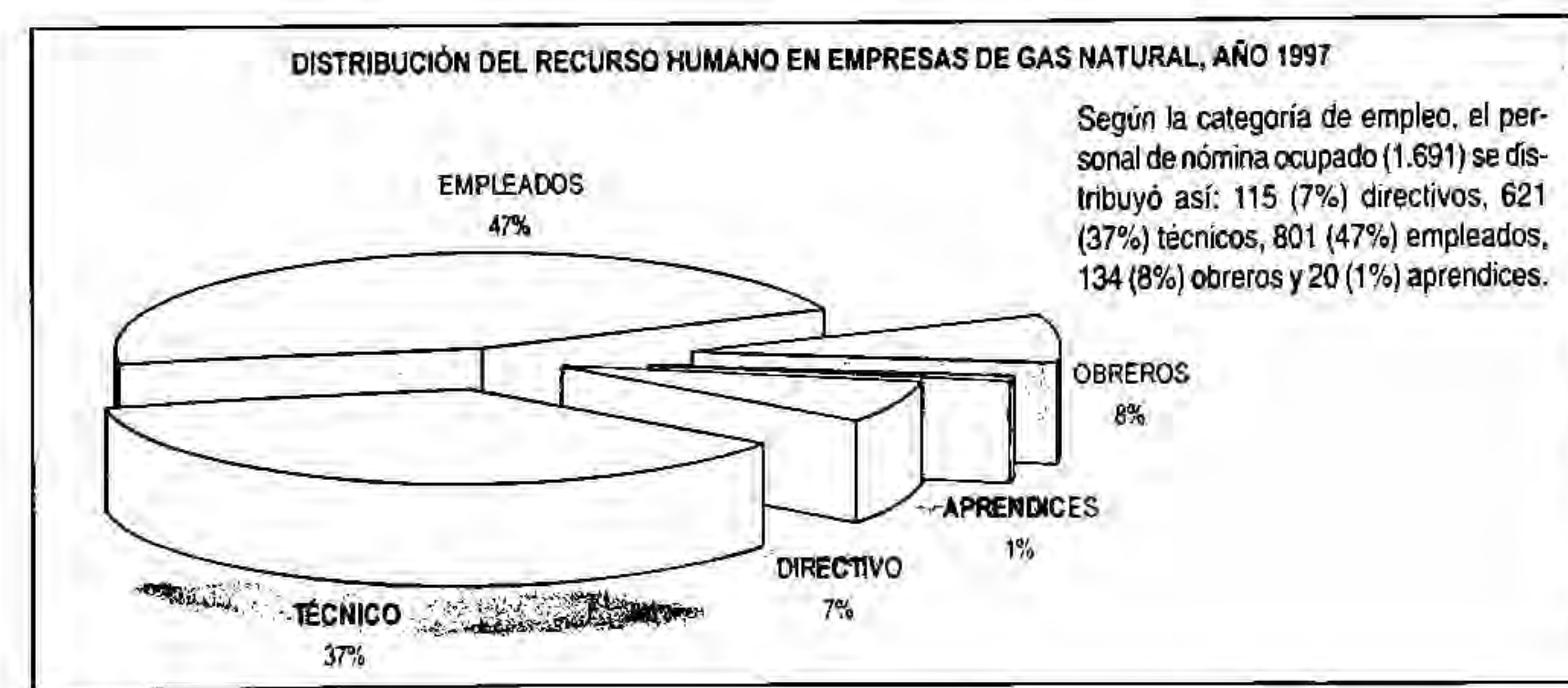
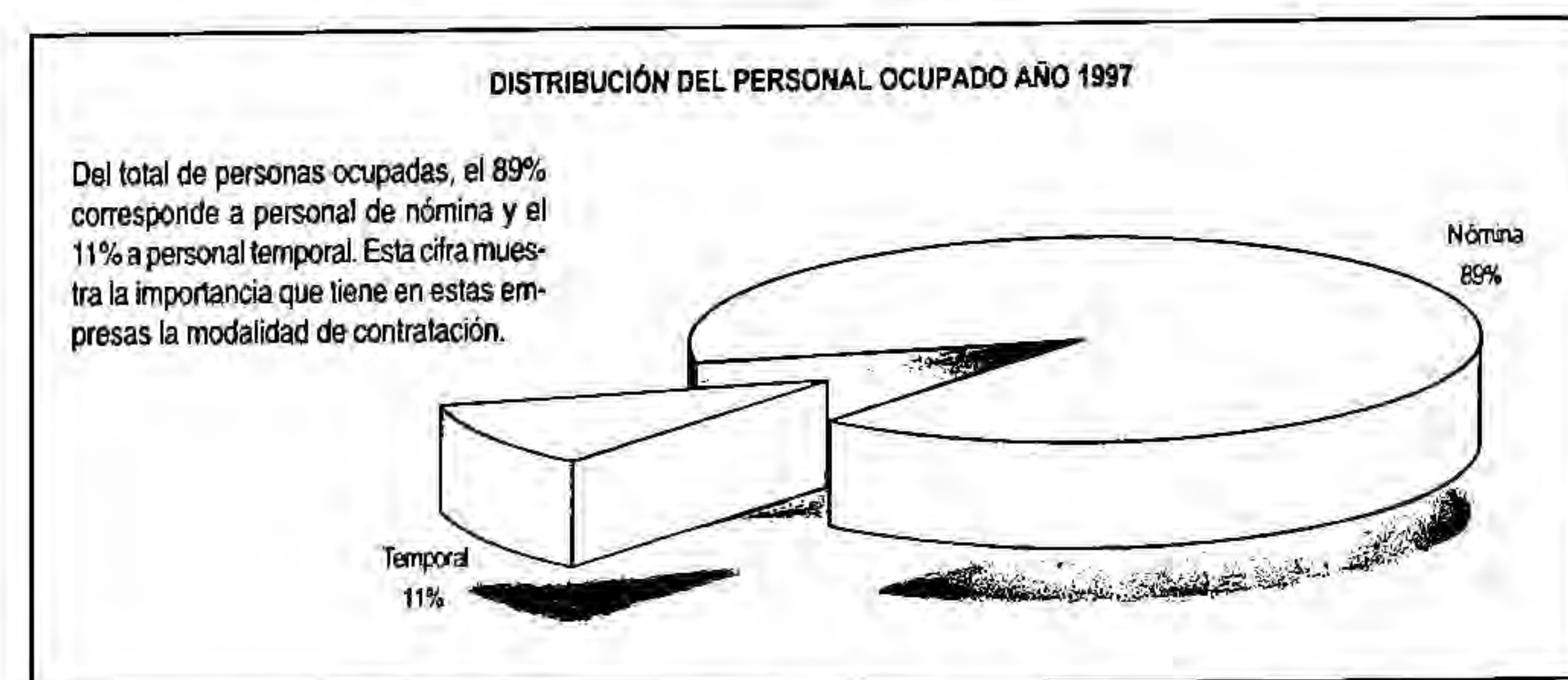
En 1997, las 16 empresas prestadoras de los servicios públicos de transporte, distribución y comercialización de gas natural emplearon 1.910 personas, a las cuales se les cancelaron \$28.465.8² millones: \$ 19.207.5 millones (67.48%) en salarios y otras remuneraciones y \$9.258.3 millones (32.52%) en prestaciones sociales.

En promedio cada trabajador del sector recibió \$14.9 millones anuales, distribuidos así: \$10.1 millones por salarios y otras remuneraciones y \$4.8 millones por prestaciones sociales.

En promedio cada trabajador aportó \$33.3 millones de utilidad neta, las cuales ascendieron a \$63.588 millones para el conjunto de las dieciséis empresas.

El recurso humano empleado le generó a los prestadores de servicios públicos de gas natural ingresos operacionales por \$324.937 millones, lo que significa que cada trabajador aportó \$179.5 millones, de los cuales recibió \$ 14.9 millones.

2.2.1. Personal por Categoría de Empleo



3. Tomado del SIVIC 1997 - Información suministrada por las ESP

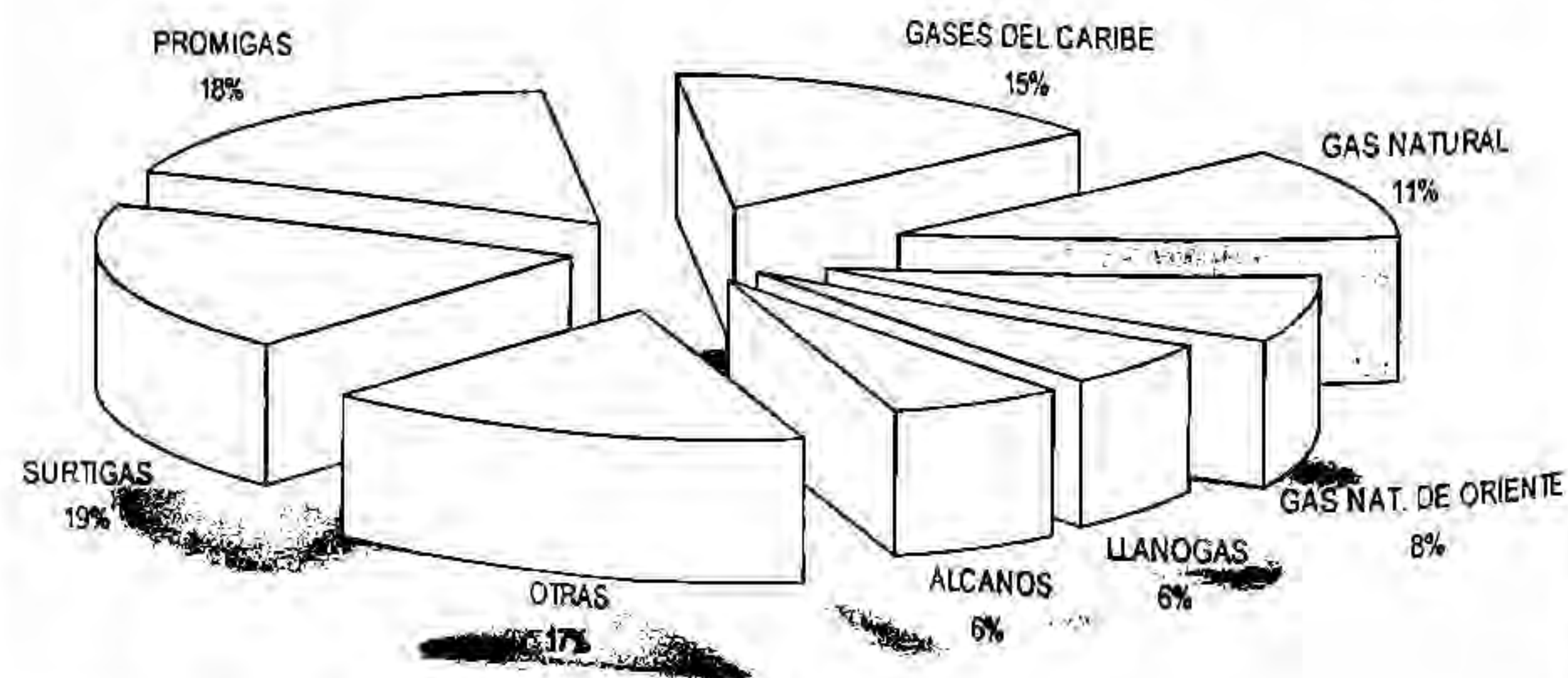
Estas empresas solo tienen ocho (8) jubilados, consecuencia del incipiente desarrollo del sector.

CUADRO 2.2.1.1.
EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL:
PERSONAL POR CATEGORÍA DE EMPLEO, 1997

POSICIÓN 1997	EMPRESA	PERSONAL OCUPADO						TOTAL OCUPA- DOS	VACA- TES	TOTAL PLAN TA PRO- BADA	JUBI- LADOS
		DIRECTIVO	TÉCNICO	EMPLEA- DOS	OBBEROS	APREN- DICES	TEMPO- RALES				
1	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	12	266	69	0	3	25	375	0	350	1
2	PROMIGAS S.A. ESP	12	22	245	13	6	49	347	0	298	3
3	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	8	90	120	39	1	23	279	0	256	4
4	GAS NATURAL S.A. ESP	36	39	70	0	0	71	215	0	144	0
5	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	6	41	63	13	2	20	145	0	125	0
6	GASES DEL LLANO S.A. ESP	3	8	52	49	4	0	114	0	114	0
7	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	12	63	31	0	1	0	107	0	107	0
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	3	16	31	0	1	21	72	0	51	0
9	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	3	11	37	15	0	0	66	0	66	0
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	9	18	18	0	1	8	52	0	44	0
11	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	1	18	24	0	0	0	43	0	43	0
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	4	8	21	2	0	2	37	0	35	0
13	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	5	11	12	0	1	0	29	0	29	0
14	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	1	11	4	0	0	0	16	0	16	0
15	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	2	2	4	2	0	0	10	0	10	0
16	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	1	1	0	1	0	0	3	0	3	0
	TOTALES	115	821	801	134	20	219	1,910	0	1,691	8

Fuente: SIVICO SSPD Información suministrada por las ESP
* Incluye personal de Nómina y Temporal

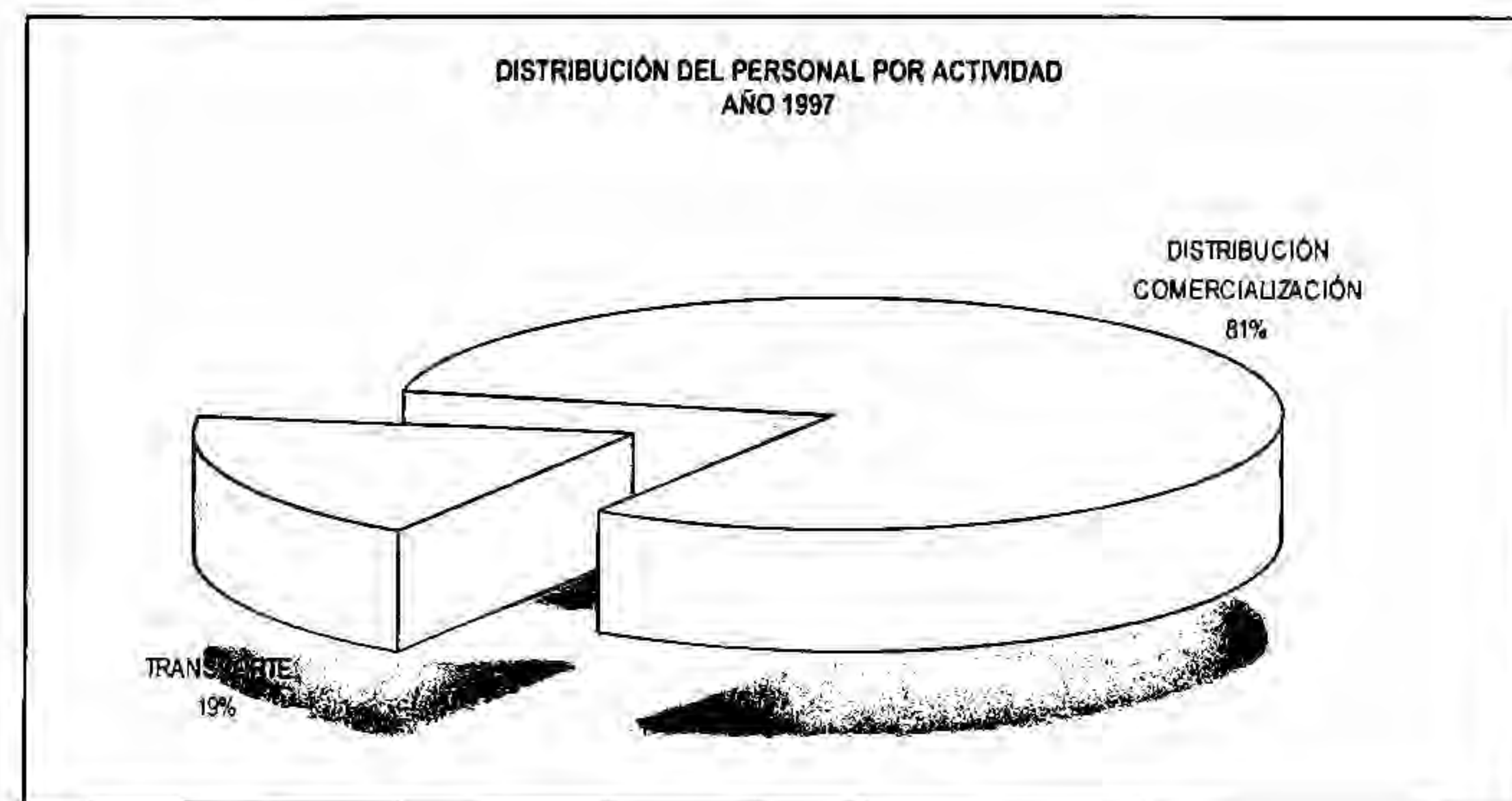
DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL OCUPADO ENTRE LAS EMPRESAS DE GAS NATURAL



Cuatro empresas concentraron el 64% del personal ocupado: Surtidora de Gas del Caribe (20%), Promigas (18%), Gases del Caribe (15%) y Gas Natural (11%).

2.2.2. Personal por Actividad

Las actividades de distribución y comercialización ocuparon la mayoría de los trabajadores (81.0%). La actividad del transporte empleó el 19.0% restante.



Cuadro No. 2.2.2.1
EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL
PERSONAL POR ACTIVIDADES, 1997

No.	EMPRESA	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	0	107	107
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	0	16	16
3	GAS NATURAL S.A. ESP	0	215	215
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	0	279	279
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	0	52	52
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	0	66	66
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	0	29	29
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	0	72	72
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	0	43	43
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	0	145	145
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP	0	114	114
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	0	37	37
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	3	0	3
14	PROMIGAS S.A. ESP	347	0	347
15	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	0	375	375
16	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	10	0	10
	TOTALES	360	1,550	1,910

FUENTE: SIVICO SSPD Información suministrada por las ESP

2.2.3. Indicador de Planta de Personal

La CREG, a través de la Resolución 005 de 1996, estableció este indicador que busca evaluar la eficiencia de las empresas en la utilización del recurso humano respecto a variables tales como kilómetros de red y número de usuarios.

En la actividad de transporte, Progasur presenta el mejor indicador con 60 empleados por cada 1000 kilómetros de red, y Promigas el indicador más bajo, 200.

Entre las empresas distribuidoras y comercializadoras, Gas Natural, Gases del Caribe y Metrogas se encontraron como las más eficientes, con un indicador de 0.17, 0.93 y 0.96 empleados por 1000 suscriptores, respectivamente. En contraste, se encontraron empresas como Gas Natural del Cesar, Empresa de Gases de Occidente y Gases del Oriente con índices muy altos.

Cuadro No. 2.2.3.1
EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL
INDICADOR DE PLANTA DE PERSONAL, 1997

	EMPRESA	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN COMERCIALIZACIÓN
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP		1.61
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP		3.22
3	GAS NATURAL S.A. ESP		0.17
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP		0.93
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP		1.46
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP		8.77
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP		3.69
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP		2.80
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP		17.64
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP		1.10
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP		2.13
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP		0.96
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	60.00	
14	PROMIGAS S.A. ESP	199.65	
15	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP		1.57
16	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	100.00	
	PROMEDIO	119.88	3.54

FUENTE: SSPD. Información suministrada por las ESP.

Nota: Para Transporte o Distribución = No. Empleados/1 000 Kms. red
Para Comercialización = No. Empleados/No. Suscriptores.

FACTOR PRESTACIONAL DE LAS EMPRESAS DE GAS - 1997

No.	EMPRESA	FACTOR PRESTACIONAL
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	1.75
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	1.41
3	GAS NATURAL S.A. ESP	1.48
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	2.19
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	1.50
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	1.12
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	1.81
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	1.74
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	3.17
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	2.26
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP	1.59
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	1.97
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	1.62
14	PROMIGAS S.A. ESP	2.26
15	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	2.49
16	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	1.81
	PROMEDIO	1.89

Fuente: SSPD. Información suministrada por las ESP.

FP = Sueldo Personal + Salarios y Prestaciones + Otras Prest. Sociales
Sueldo Personal

Al evaluar la productividad del recurso humano para las empresas relacionadas, en términos del aporte de la fuerza laboral a la generación de ingresos operacionales, se encuentra que la empresa Gas Natural presenta el índice más alto, con \$283.3 millones por trabajador, seguida por Gases del Caribe, con \$257.3 millones, y Promigas, con \$243.5 millones.

2.2.4. Organización Sindical y Convenciones Colectivas

La organización sindical en este sector no se ha consolidado. De las 16 empresas solo tres tienen sindicatos de base (Promigas, Surtigas y Gases del Caribe). Lo anterior se refleja en el mayor factor prestacional que se encuentra en estas empresas frente a las que no tienen constituidos sindicatos.

2.2.5. Factor Prestacional

Gas Natural del Cesar presentó un factor superior a 3, situándose en 3.17. Gases del Caribe, Gas Natural del Oriente, Promigas y Surtigas presentaron un factor entre 2.19 y 2.49; para las restantes éste se encuentra entre 1.12 y 1.97.

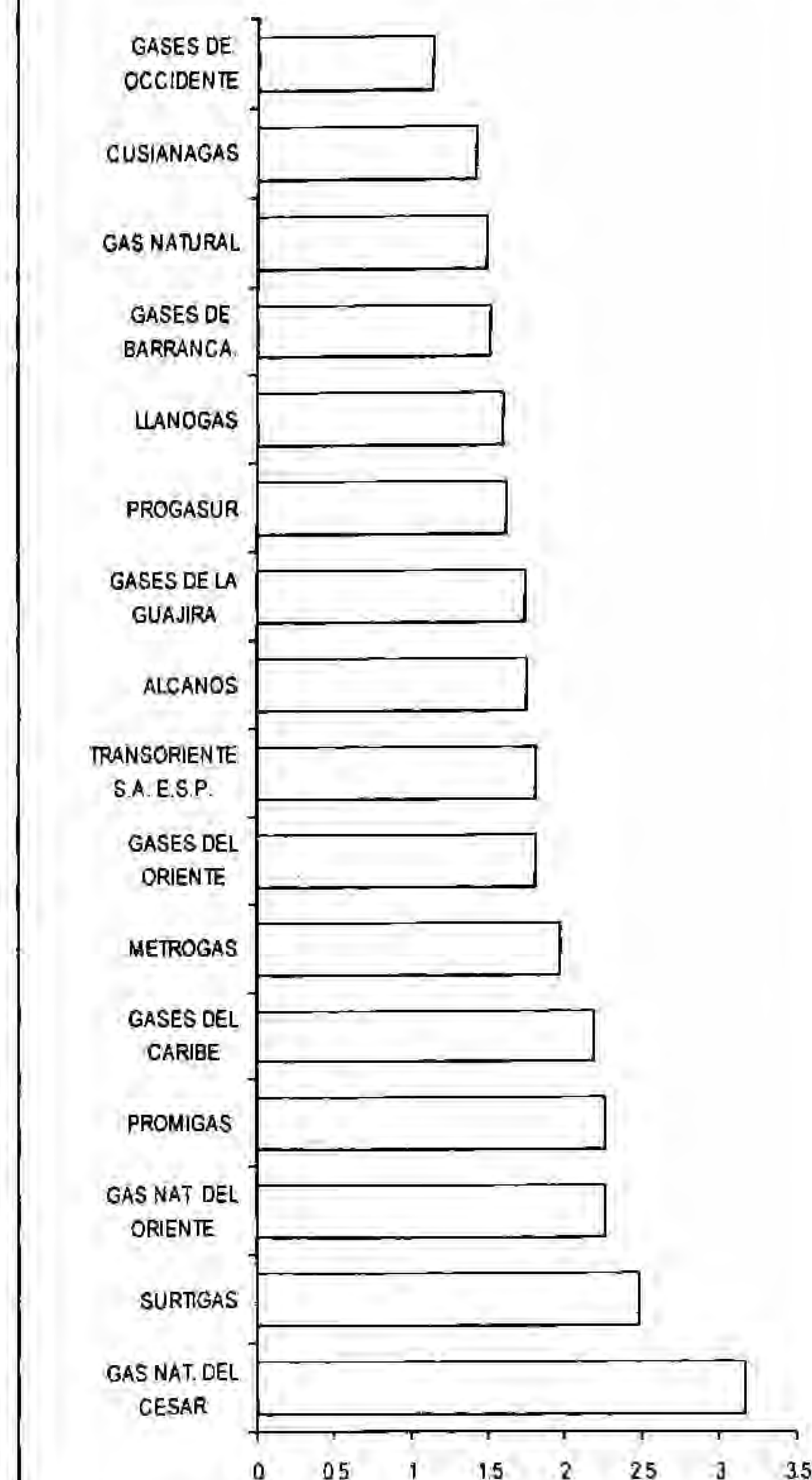
2.3. PRINCIPALES ASPECTOS DE LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR DE GAS COMBUSTIBLE

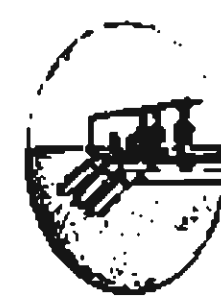
2.3.1. Avance del Plan de Masificación del Gas Natural

El Plan de Masificación de Gas Natural entre los años de 1993 y 1997 consiguió acelerar el proceso de creación de la infraestructura necesaria para unir los campos del norte de Colombia con los nuevos centros de consumo y con los grandes campos de gas encontrados en el interior del país. El sistema troncal permite entonces la interconexión entre los principales campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los de Huila y más adelante con los del Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

Durante 1997 se finalizó lo que se había denominado como segunda fase del plan de masificación de gas natural al definirse y dar por terminada la configuración básica del sistema de transporte y concretarse la adjudicación de las áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas.

FACTOR PRESTACIONAL DE LAS EMPRESAS DE GAS - 1997





Partiendo de la base de que las reservas probadas de gas natural a finales de 1997 eran de 196.5 Gm³, y las reservas probables adicionales de 105.1 Gm³, se mantiene la disponibilidad de reservas para más allá de 20 años a las tasas de consumo actual y de crecimiento esperado, concentrándose un alto porcentaje de reservas probables en el Valle Medio del Magdalena y principalmente en el piedemonte llanero, esperando su viabilidad comercial.

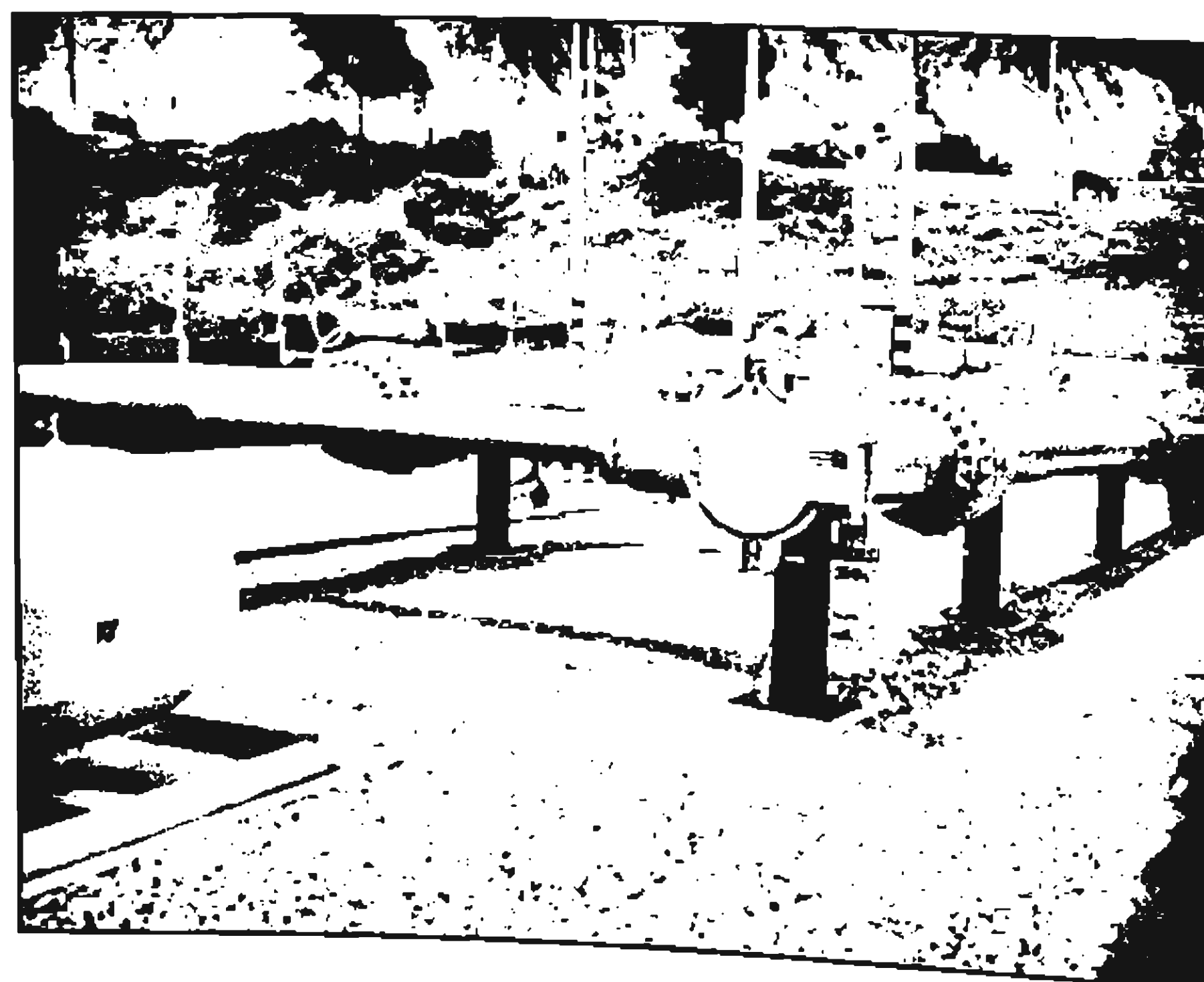
Frente a 1991, en 1997 el consumo de gas natural en el sector residencial se ha duplicado y respecto a 1996 se incrementó en un 22%. Se presentaron algunos descensos en la participación del consumo del sector industrial aunque se observó un notable aumento en la participación de la demanda para generación térmica debido a la operación del sistema eléctrico nacional.

Con la creación de ECOGAS como empresa industrial y comercial del Estado, mediante la Ley 401 de 1997, entidad que inició operaciones oficialmente en noviembre de 1997 para asumir la dirección del transporte y distribución del gas natural en Colombia.

A finales de 1997 se terminó la configuración básica de la red nacional que ya se encuentra en operación. A partir de 1998 se iniciarán los proyectos de expansión del sistema de transporte.

Respecto al sistema de distribución de gas natural se observa en líneas generales que durante 1997 persistió la elevada cobertura de la Costa Atlántica y hubo avances substanciales en Santa Fe de Bogotá.

La estructura de la demanda energética nacional de gas natural para 1997 por sectores se presentó así: Generación eléctrica 50%, Ecopetrol 20%, industria 18%, petroquímica 3%, residencial 8% y vehículos 1%. Vale la pena destacar la importancia que tienen generación eléctrica y la industria en la demanda, pues



Respecto al sistema de distribución de gas natural se observa en líneas generales que durante 1997 persistió la elevada cobertura de la Costa Atlántica y hubo avances substanciales en Santa Fe de Bogotá

representan el 70% de ésta. Esta última se incentivó con la puesta en marcha del troncal de transporte y de los principales ramales teniendo en cuenta que el consumo en diciembre de 1997 fue de 648.4 MPCD contra 491.3 MPCD en enero de 1997, es decir aumentó en 32%.

El incremento en el montaje de instalaciones a usuarios fue de 19%; durante 1997 se inició la construcción de los gasoductos que abastecerán las áreas del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas. Se concluyó el proceso para el Tolima y se abrió la licitación para Cundinamarca y Boyacá, la cual se espera terminará a finales del primer semestre de 1998.

La cobertura poblacional al terminar 1997 era del 11% del total de habitantes y se espera que para el año 2016 llegue a tener un cubrimiento aproximado del 30%. El número de instalaciones domiciliarias llegó a 1'340.700 en 128 municipios, con un incremento de 18.6% respecto a 1996, pasando a tener una participación del 6% en la canasta familiar al finalizar 1997.

Cuadro 2.3.1.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA, CAMPO Y COMPAÑÍA - 1997 (KPC)

CUENCA - CAMPO - COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN TOTAL	CUENCA - CAMPO - COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN TOTAL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA		VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	
Payco	10,914.805	Rio Cebalá	768.665
La Saina	2,311.602	Yaguará	1,148.594
Curas - Corazón - Moras	881.372	Petrobras	1,917.259
Petrobras/Andes Inc	14,107.780	Ortega	60.066
Colozzo	125.482	Pacardé	17.561
Infantas	452.828	Quimbaya	21.499
La Cria	206.470	Toldado	81.142
Leónia - Nueva	2,572.455	Tor	1.095
Llanito - Cala	459.815	ECP - Bogotá (Area del Tolima)	181.393
Piedras - Tesoro	368.678	Dña Terciano	261.095
Provincia	12,218.659	Dña Crescencio	217.244
Cantagallo	274.915	Palo Grande	123.696
Casabe	136.773	Cebu	45.205
Cresalina	21.975	Piapo	18.120
Pedras Blancas	7.709	Hato Nuevo - Loma Larga	9.013
Yarqui	728.400	Bosas	22.144
ECP CENTRO ORIENTE	17,584.159	Taray	961.842
Cocoma	6.561	Santa Clara	92.908
Cocoma Asociación (Tea)	1,358.492	ECP D. Alto Magdalena	1,832.650
Veizquez	369.406	Talo-La Jagua	371.257
Nare Asociación	335.764	San Francisco	2,225.415
Omitux	2,070.223	Balcón	765.526
Palagua	204.772	Ore - Palermo	66.259
Capal	744	Montañuelo	0
ECP BOGOTÁ (PALAGUA)	205.516	Rocón	3,400.499
Los Angeles	76.424	Andalucía	98
Tiscuana	12.287	Petrocol	58
Petro Norte	86.711	Narechín	1,448.040
TOTAL MEDIO MAGDALENA	34,658.369	Purificación	256.545
		Leónimo	1,704.585
		Toqui-Toqui	270.265
		A.L.P.C.	270.265
		Totave	10.356
		Petromineros	10.356
		Segundo	9.969
		GHK (I)	9.969
		TOTAL ALTO MAGDALENA	9,275.681
		VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	
		Cocón	211.515
		ECO Bogotá (ECP D.N.)	211.515
		Guapad	14,689.347
		LASMO	14,900.662
		TOTAL BAJO MAGDALENA	14,900.662
CATATUMBO			
Cañonera	61		
Cerro	225.319		
Petrocol	15.961		
Puerto Barro	200.343		
Rio de Oro	148.912		
Rio Zulia	310.486		
Santana Norte	252.796		
Santana Sur	151.262		
Tu	1,544.490		
ECP-O. Oriente	2,449.520		
TOTAL CATATUMBO	2,449.520		

FUENTE: Boletín Estadístico - ACIPET

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA, CAMPO Y COMPAÑÍA - 1997 (KPC)

CUENCA - CAMPO - COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN TOTAL	CUENCA - CAMPO - COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN TOTAL
LLANOS ORIENTALES		PUTUMAYO	
Chichime	43.376	Acac Sur	1,053.497
Chirion	43.376	Aboroda	0
Agony Este	1.163	Caribe	55.488
Agony	1,412.297	Cercalla	28.054
Austral	0	Cocoma (S)	0
Gaván	0	Chucayo	151.987
Gualaqua	63.636	Loro	32.316
Libertad y L. Norte	1,040.911	Mariaca	21.663
Ocas - Suro	36.891	Orto	5,753.147
Pontopaya	191.575	Quili	24.508
Relikoma	337.369	San Antonio - San Miguel	30.451
Suta	2,056.841	Sourindy	20.721
Sure Sur	1,667.208	Suaco	24.580
Torime	31.745	Suzumbá	1,179.840
ECP - Guineca Llanos	8,638.656	Yulla	43.161
Santiago	102.103	ECP D. Sur	8,419.383
Trompales	0	Torocayo	8.150
Laemo	102.103	Linda	1.112
Barquería	2.113	Marator	353
Calo Duya	206	Mary	16.098
Calo Garza	10.570	Atopay	27.683
Calo Garza Este	1.548	TOTAL PUTUMAYO	8,477.086
Calo Garza Norte	4.208		
Chaparro	5.512	GUAJIRA	
Carro Este	11.614	Balena	39,724.392
Cerro Sur	164.518	Chuchupa B	52,470.404
Guarupato	320	Chuchupa A	62,115.918
Quiriqué	1,094	Floacha	3,268.096
Jordán	232	Tuzas (S)	157,578.900
Jordán Norte	235	TOTAL GUAJIRA	157,578.900
La Flora	631		
La Gloria	1,022.669	TOTAL NACIONAL	
La Gloria Norte	611.993		
Las Abejas	2.154		
Los Tons	24.141		
Nuechal	380.327		
Palmato	1.239		
Panarene	346		
Santitas	1.296		
Tierra Blanca	134.560		
Tocana	1,238.795		
Trinidad	35.185		
Petromineros (2)	3,643.139		
Cuapaga	45,308.947		
Cusana	168,774.314		
Paulo Floreña	0		
B.P. Exploration	214,084.161		
Arauca	326.985		
Guamiera	1.552		
Petrobras	328.537		
TOTAL LLANOS ORIENTALES	225,042.972		

FUENTE: Boletín Estadístico - ACIPET

No se puede olvidar que de conformidad con lo establecido en la Ley 401 a partir del 20 de agosto de 1997 se creó la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS - con lo cual se dio un esquema institucional diferente al manejo de la red de gasoductos.

Como se aprecia, la creciente demanda por parte de los consumidores finales y los centros de transformación energética

(refinerías y generación eléctrica), producirán un rápido deterioro de la relación reservas/producción.

La extensión del servicio de gas natural al interior del país constituye la principal alternativa para la diversificación de las opciones energéticas con mínimo costo. La utilización de las importantes reservas de gas natural, maximizando los beneficios netos al país por el uso del recurso,

es uno de los objetivos prioritarios de la política energética.

Es por esto que el objetivo principal del aumento de la capacidad de producción de gas natural consiste en atender los requerimientos que se presentan en el desarrollo del Plan de Masificación y en el Plan de Expansión del Sector Eléctrico teniendo en cuenta que este es el sector con mayor peso en el uso de gas

Cuadro 2.3.1.1. REDES DE TRANSPORTE DE GAS GASODUCTOS OPERADOS POR PARTICULARES

PROPIETARIO	ESTACIÓN INICIAL	ESTACIÓN FINAL	DIÁMETRO (Pulg.)	LONGITUD (Km)	CAPAC. (MPC/d)
DE PARTICULARES					
Transonente S.A.	Payoa	Bucaramanga	8	48/49	20
Transonente S.A.	Bucaramanga	Cento. Diamante	4	9	10
Hocci	Tello	Bateria Tello	6	3	2
Promigas	Baterías	Pájaro	6	4	25
Promigas	Dobulla	Baterías	20	92	150
Promigas	Pájaro	Barranquilla	20	287	250
Promigas	Barranquilla	Cartagena	20	112	200
Promigas	Sahagún	Montaña		10	60
Gas Natural de Col	Cicuco	Barranquilla	10	228	45
Gas Natural de Col	Cicuco	Pinto	4	20	10
Petrosantander	Payoa	Galán	10	56	64
Promigas	Jobo Tablón	Mamonal	10	200	50
Cerromatoso	Jobo Tablón	Cerromatoso	8	85	30
Promigas	Cerromatoso	Montelíbano	4	15	
Promigas	Fundación	Aracataca		2	25
Transgas	Mariquita	Cali	20	340	190
Transonente S.A.	Payoa	B/manga	6	8	16
Centragas	Baterías	B/meja		579	108
Transmetano	Sebastopol	Medellín	2	14	75
TOTAL				2115	
DE ECOPETROL CON TERCEROS					
ECP-Hocci-Kelt	Tocaria	Barquerena	4	31	10
ECP-Hocci-Kelt	Barquerena	Trinidad	4	17	10
ECP-Hocci-Kelt	Trinidad	Cafio Garza	3	23	8
ECP-Perenco	Los Toros	Galán		3	62
ECP-Promigas	Guepajé	Sincelejo	8	59	30
ECP-Perenco	El Cruce	Cravo Sur		3	18
TOTAL				210	
TOTALES				2325	
GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN					
Gasol	Norte Huila	Tolima	6	4	8
CONCESION MME-Progasur	Sur Huila			48/8	18
ECOGAS	El Porvenir	La Belleza	8	192	150
ECOGAS	Cusiana	El Porvenir	20	189	150(1)
ECOGAS	Ramales de Casanare		20	33	3
ECOGAS	Ramales de Piedemonte		2	34	3
ECOGAS	Ramales de Meta		2	35	3
TOTALES				14-17	
EN PROYECTO				570	
				0	

(1): ASDLA (Asociación Santiago de las Alajayas).
Fuente: ECOPETROL VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE 1997.

natural. Durante 1997 el sector termoelectrico utilizó el 47% del consumo total.

Respecto al Sistema de Transporte de Gas que se viene consolidando, se prevé tener la red básica concluida hacia finales de 1998. En el transcurso de 1997 entraron en servicio los gasoductos Mariquita-Cali, Centro-Oriente y Sebastopol-Medellín, Payoa-Bucaramanga y La Belleza-Bogotá, así

A finales de 1997, la Red Nacional de Gasoductos alcanzó una longitud aproximada de 1989 Kms

como las ampliaciones en el sistema troncal del Magdalena Medio. Las inversiones en la infraestructura de transporte de gas ascienden a US\$ 823 millones en la red básica y 64 millones en la secundaria.

A finales de 1997, la Red Nacional de Gasoductos alcanzó una longitud aproximada de 1989 Kms, construidos de 2789 Kms, en construcción de 149 Kms y programados de 880 Kms.

CUADRO 2.3.1.2. REDES DE TRANSPORTE DE GAS DE ECOPETROL

ESTACIÓN INICIAL	ESTACIÓN FINAL	DIÁMETRO (Pulg.)	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (MPC/d)		
Isabel López	Sabana Larga	3	9	5	(1)	
P. Colorados	Rodadero	2	8	10	(1)	
R. Sogamoso	Galán	12	23	85		
Galán	Termobarranca	6-Oct	4	11	(1)	
Rio de Oro	Tibu	4	82	6		
Bateria Tello	Neiva	12	5	10	(1)	
Dina	Tello	6	13	5		
Fericoi	El Centro	8	12	15		
Apay	Bogotá	6	134	12	(1)	
Pájaro	Maicao	3	72		(1)	
Santa Marta	Fundación	3-Oct	72		(1)	
Provincia	Payoa	6	7	20		
Sogamoso	Payoa	12	13	80		
Cusiana	Apay	12-Oct	66/83	36	(1)	
Guepajé	Corozal	8	45	20	(1)	
Monchal	Yopal	4	14	4	(1)	
Montañuelo	Gualanday	6/04/06	28/04/04	18	(1)	
Barranca	Pto. Serviez	20	150	150	(1)	
La Belleza	Cogua	22	113		(1)	[2]
Pto. Serviez	Vasconia	20	20		(1)	[2]
Vasconia	Maniquita	20	123		(1)	[2]
Maniquita	Dina	12-Jun	267		(1)	[2]
Vasconia	La Belleza	Dic-14	55/37		(1)	[2]
Ramales Villavicencio		2	15	1		
TOTAL			1471			
EN PROYECTO			0			
TOTAL			0			
EN CONSTRUCCIÓN						
Ramales de Boyacá		10/03/02	83-32-54	65		
Ramales de Santander		8-Feb	44-117	65		
TOTAL			161			

[1]: A partir del 1 de enero de 1998, estos gasoductos pasan a ser propiedad de Ecogas.
[2]: Estos sistemas conforman el Gasoducto Centro Oriente, cuya capacidad es de 150 MPC/d. La capacidad individual de estos sistemas depende de la operación que se haga de ellos.
Fuente: ECOPETROL VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE 1997.



GASODUCTO BALLENA - BARRAN-CABERMEJA

Tiene una longitud total de 578 kms construidos en tubería de 18 pulgadas de diámetro, y los ramales alcanzan 168 kms. La capacidad total de transporte es de 108 MPCD y sirve a 35 poblaciones de los departamentos de Guajira, Cesar, Magdalena y Santander. Centragas es el propietario de este gasoducto y actualmente se encuentra en operación transportando 100 MPCD. Entregado a Ecogas el 1 de septiembre de 1996.

GASODUCTO MARIQUITA - CALI

La longitud total de este gasoducto es de 340 kms, construido en tubería de 20 pulgadas de diámetro para servir a 47 poblaciones de los departamentos de Tolima, Caldas, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca. La longitud de los ramales conectados a este gasoducto es de 424 kms. Transgas de Occidente es el propietario, entró en operación el 24 de agosto de 1997 y fue entregado a Ecogas el 1 de septiembre de 1997. Diseñado con una capacidad de transporte de 200 MPCD. Durante 1997 entregó sólo al distribuidor urbano de Cali 93000 PCD, y programado a diciembre del mismo año 36.840.000 PCD incluyendo Cali y Termovale.

GASODUCTO CENTRO ORIENTE

El Gasoducto Centro Oriente está compuesto por varios tramos interconectados entre sí, teniendo en cuenta que algunos de los cuales eran ya existentes y fueron convertidos para ser incorporados a la red de gasoductos para el transporte de gas natural.

En su totalidad este gasoducto está compuesto de la siguiente forma: El tramo Barrancabermeja-Cali (nuevo) construido en 20 pulgadas y una longitud de 293 kms; tramo Mariquita-Gualanday (convertido)

cuenta con una longitud de 199 kms en 12 pulgadas de diámetro. Gualanday-Dina (convertido) cuya longitud es de 148 kms en 12 pulgas de diámetro.

El tramo Vasconia-La Belleza (convertido) está construido en tubería de 12 y 14 pulgadas de diámetro y una longitud total de 92 kms. El gasoducto la Belleza-Cogua (nuevo) de 113 kms de longitud construido en 22 pulgas de diámetro.

La longitud de los ramales conectados al Gasoducto Centro Oriente suman 143 kms. La capacidad total de transporte es de 150 MPCD y atiende 44 poblaciones de los departamentos de Santander, Boyacá, Cundinamarca, Caldas, Tolima y Huila. Cada tramo entró en etapa operativa los meses de enero, mayo, agosto y septiembre de 1997 respectivamente, y fue entregado a Ecogas. Actualmente transporta 65 MPCD.

GASODUCTO CUSIANA-APIAY-BOGOTÁ

Este gasoducto está compuesto por varios subsistemas o tramos interconectados entre sí.

Gasoducto Morichal - Yopal

Dispone de una longitud total aproximada de 14 kms que conecta estas dos poblaciones en tubería de 14 pulgadas y atiende exclusivamente el municipio de Yopal en Casanare. Fue diseñado para transportar 4 MPCD, aunque en la actualidad sólo transporta 0,2 MPCD; entró en operación en 1994 y se entregó a Ecogas en septiembre de 1996.

Gasoducto Cusiana - Apiay.

Construido en tubería de 10 y 12 pulgadas de diámetro, con una longitud total de 150 kms y capacidad de transporte de 36 MPCD para atender a 12 poblaciones de los municipios de Casanare, Meta y

Cundinamarca. Actualmente se encuentra en operación transportando 20 MPCD. Entregado a Ecogas el 10 de septiembre de 1996.

Ramales de Casanare.

Están dirigidos a abastecer los municipios de Aguazul, Tauramena y Monterrey en el departamento de Casanare. Construidos en diámetro de 2 pulgadas con una longitud total de 35 kms. El propietario del Gasoducto es Ecopetrol y fue entregado a Ecogas el 10 de septiembre de 1996. Actualmente no están en operación debido a que aún no se han construido las redes domiciliarias.

Ramales Villavicencio - Bogotá.

Estos conectarán el Gasoducto Apiay-Bogotá con las poblaciones de Guayabeta, Quetame, Fosca, Cáqueza, Uñe y Chipaque. Construidos en tubería de 2 pulgadas de diámetro y una longitud total de 15 kms. La capacidad total de transporte es de 1 MPCDC (consumo: 340.000 PCDC). Actualmente está en operación y en octubre de 1996 fue entregado a Ecogas.

Ramales del Meta.

Unen el gasoducto Cusiana - Apiay con las poblaciones de Cumaral, Restrepo y Acacias en el Meta, con una longitud total aproximada de 32 kms en diámetros de 2 y 3 pulgadas. Estos ramales son de propiedad de Ecopetrol. A diciembre de 1997 se encontraban en la fase de construcción las estaciones de despacho y las estaciones reductoras.

Ramales del Piedemonte y Casanare.

Las poblaciones de Medina y Paratebuena en Cundinamarca; Barranca de Upiá en el Meta; Villanueva, Aguacalera y Sabanalarga en Casanare. Con una longitud total en ramales de 60 kms en diámetro de tube-

ría de 2 pulgadas. El propietario de este Gasoducto es Ecopetrol y a 31 de diciembre de 1997 se encontraba en etapa preoperativa, negociación de tierras y pendiente de aprobación de los estudios ambientales. La terminación de las obras se prevé para octubre de 1998.

GASODUCTO MONTAÑUELO - GUALANDAY

Esta destinado a unir el pozo Montañuelo con el Centro Operacional de Gualanday en el departamento del Tolima. Construido en diámetros de 6 y 4 pulgadas y una longitud total en ramales de 800 mts. En troncal de 6 y 4 pulgadas y 72.360 metros. Capacidad de transporte de 18 MPCD. Actualmente en operación y en septiembre de 1996 fue entregado a Ecogas.

RAMALES DE BOYACÁ Y SANTANDER

Está destinado a servir a 39 poblaciones con una longitud total en troncal aproximada de 128 kms en diámetro de tubería de 8 y 10 pulgadas, y en ramales de 204 kms en 2 y 3 pulgadas de diámetro. Atiende 39 poblaciones de los departamentos de Boyacá y Santander. La capacidad de transporte es de 65 MPCDC. Se estima terminar su construcción en julio de 1999, contratada bajo el sistema BOMT por Ecopetrol.

Dentro del programa de construcción de estos ramales fue aprobada por el Ministerio de Medio Ambiente la conversión a Gasoducto del Oleoducto Central de los Llanos en el Sector Cusiana la Belleza.

OTROS SUBSISTEMAS

Gasoducto Sebastopol - Medellín

Ecopetrol celebró un contrato de transporte con la firma Transmetano, lo que permitió la construcción del gasoducto que entró en operación en noviembre de 1997. Este parte de Sebastopol (Santander) derivado del Gasoducto Centro - Oriente, con una longitud de 5 kms en tubería de 14 pulgadas y 144 kms en tubería de 12 pulgadas de diámetro.

Gasoducto Barrancabermeja - Bucaramanga

El consorcio Transoriente conformado por las firmas Promigas, Corfinsa, Terpel de Bucaramanga, Gasoriente y la Electricidad de Santander opera el Gasoducto Payoa - Bucaramanga.

El tramo Barrancabermeja - Payoa es de 58 kms construido en tubería de 10 pulgadas de diámetro. A finales de 1997 se encontraba suspendida su construcción mientras se definía la comercialización del transporte de gas a través de él.



El tramo Payoa - Bucaramanga es de 49 kms de longitud en tubería de 8 pulgadas de diámetro. Este tramo se construyó en "loop" o línea paralela de 48 kms y 6 pulgadas de diámetro, con la línea Payoa - Bucaramanga del antiguo Gasoducto de Santander.

Gasoducto Norte Huila - Tolima

La empresa Gasoducto del Tolima, propietario y operador del gasoducto abastecerá 11 poblaciones de los departamentos de Tolima y Huila, entre ellas Chicoral, Gualanday, Espinal, Flandes, Girardot, Ricaurte e Ibagué. Tiene una capacidad de transporte de 9 MPCD. Se espera que entre en operación completa en junio de 1998.

Gasoducto Sur- Huila

El Consorcio Progasur es el propietario y operador de este gasoducto. Construido en tres tramos así: Neiva - Campoalegre-Hobo en tubería de 8 pulgadas de diámetro y 40 kms de longitud. El segundo tramo comprende Hobo-Garzón y su construcción depende de la situación financiera de la empresa. El tercer tramo iría de Garzón a Pitalito.

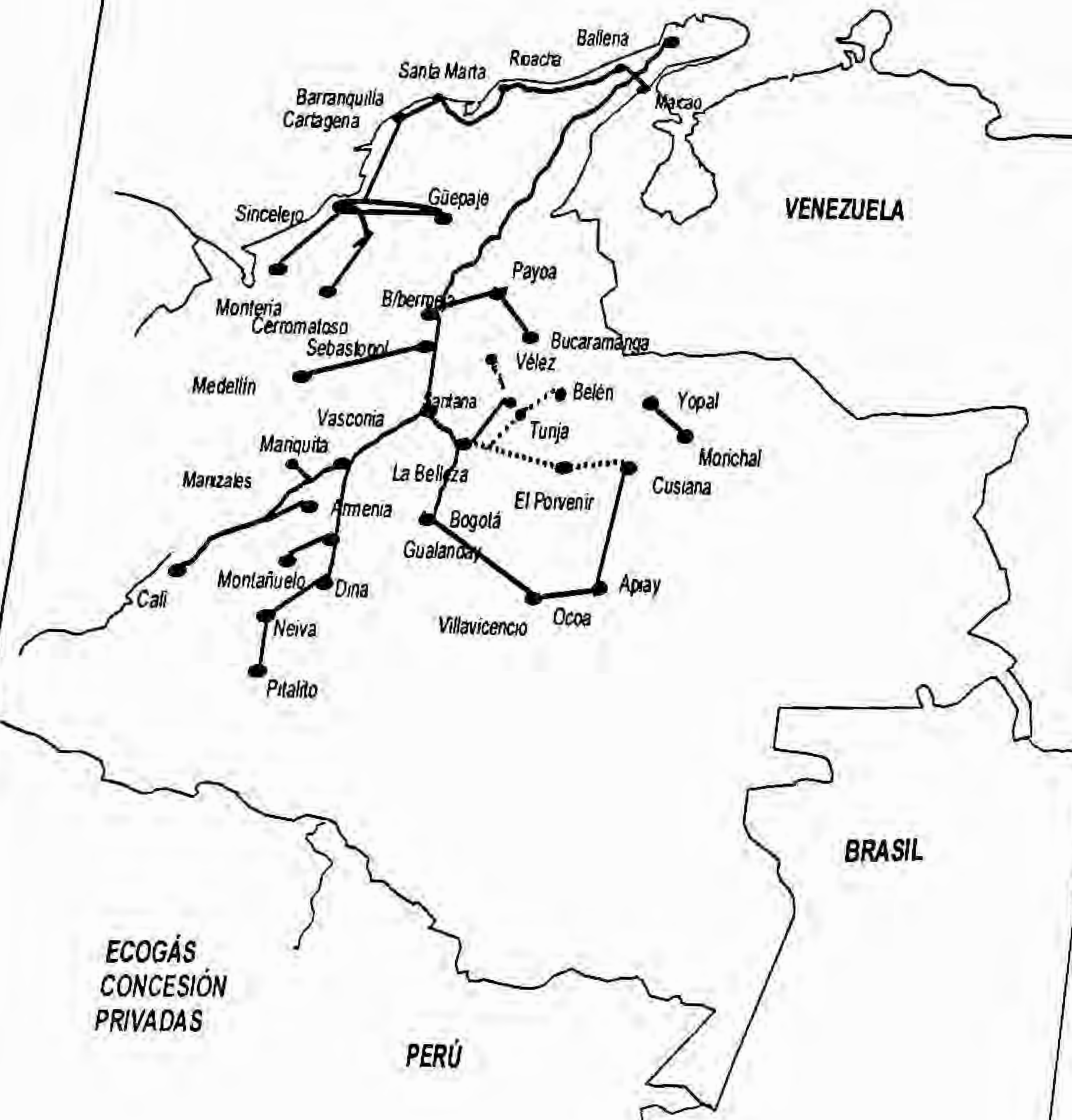
En conjunto el gasoducto tendrá 192 kms entre Neiva y Pitalito, en tubería de 8 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 18 MPCD. El tramo Neiva-Hobo con una capacidad de 9 MPCD.

2.3.2. Áreas de Servicio Exclusivo

Teniendo en cuenta que en las áreas de servicio exclusivo según las disposiciones contenidas en los contratos de concesión, las concesionarias debían entrar en operación el 1 de enero de 1998. Sin embargo, a 31 de diciembre de 1997 se encontraban en etapa preoperativa, y los usuarios conectados estaban en prueba de servicio. No se puede por lo tanto hacer evaluación de la facturación del servicio para esa fecha.

La conformación de las áreas de servicio exclusivo, reglamentadas en el artículo 174 de la Ley de Servicios Públicos para la distribución domiciliar de gas combustible por red están contempladas dentro del Plan de Masificación del Consumo de Gas. Consisten fundamentalmente en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de redes urbanas para la entrega domiciliar, a establecimientos comerciales e industriales de gas, comprendidos en áreas urbanas y suburbanas municipales.

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL



Esta áreas quedaron agrupadas y asignadas por concesiones que incluyen los diferentes municipios reunidos por regiones del país.

ÁREA	Nº DE MUNICIPIOS	POBLACIÓN POTENCIAL
Valle	23	805456
Quindío	8	328269
Caldas	5	424138
Risaralda	7	499966
Centro y Tolima	30	744341

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

2.3.2.1. Municipios que cubren las áreas de servicio exclusivo

CUADRO NO. 2.3.2.1.1.
ÁREAS EXCLUSIVAS DE GAS NATURAL

NOMBRE DEL ÁREA	EMPRESA ADJUDICADA	MUNICIPIOS A ATENDER	USUARIOS RESIDENCIALES POTENCIALES	POBLACIÓN POTENCIAL	ESCENARIOS DE DEMANDA (MPC/año)
Valle del Cauca	Gasnacol	23	190.000	805.456	7.801
Caldas	Gas Natural de Centro	5	80.000	424.138	3.318
Quindío	Gases del Quindío	8	70.000	328.269	2.295
Risaralda	Gas de Risaralda	7	110.000	499.966	4.235
Tolima	Gases del Tolima S.A.	30	N.D.	744.341	N.D.
Boyacá y C/marca	Gas Natural Cundiboyacense S.A.	58	N.D.	N.D.	N.D.
TOTAL		131	450.000	2.902.170	17.650

Fuente: Ministerio de Minas y Energía
N.D.: No Disponible

La empresa de servicios públicos a la cual se le haya asignado el área exclusiva debe prestar el servicio de distribución domiciliar de gas combustible por red o tubería desde el gasoducto troncal, o la estación en la puerta de ciudad, o un silo de acopio de grandes volúmenes, hasta la instalación del consumidor final, en aquellos municipios o conglomerados urbanos definidos en el área de servicio exclusivo.

Las áreas se otorgaron de acuerdo con la mejor oferta en cuanto a precios de la prestación del servicio.

La adjudicación de los contratos de las áreas de servicio exclusivo se llevó a cabo durante 1997, como sigue:

DEPARTAMENTO	ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO	NÚMERO DE MUNICIPIOS	USUARIOS RESIDENCIALES POTENCIALES	DEMANDA MPC/AÑO
Valle	Abril 1/97	23	196667	221
Quindío	Abril 1/97	8	67085	65
Caldas	Marzo 31/97	5	93074	94
Risaralda	Marzo 31/97	7	106934	120
Centro y Tolima	Julio 24/97	26	700000	ND

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Empresas adjudicatarias son:

Valle: Gas del Norte del Valle del Cauca ESP
Quindío: Gases del Quindío ESP
Caldas: Gas Natural del Centro ESP

Risaralda: Gas del Risalda S.A ESP
Centro y Tolima: Grancolombiana de Gas S.A ESP

MUNICIPIOS QUE CUBREN LAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

VALLE DEL CAUCA	QUINDÍO	CALDAS	RISARALDA	CENTRO Y TOLIMA
Andalucía Ansermanuevo Bugá Bugalagrande Caicedonia Candelaria Cartago El Cerrito Florida Ginebra Guacarí Jamundí La Unión La Victoria Obando Palmira Pradera Roldanillo San Pedro Sevilla Tuluá Yumbo Zarzal	Armenia Calarca Circasia Filandia La Tebaida Montenegro Quimbaya Salento	Chinchiná Manizales Neira Palestina Villamaría	Balboa Dosquebradas La Celia La Virginia Marsella Pereira Santa Rosa de Cabal	Alvarado Ambalema Espinal Flandes Fresno Girardot Victoria (Caldas) Herveo Honda Ibagué La Dorada Lerida Libano Manzanares Marquita Piedras Puerto Boyacá Puerto Salgar Ricaurte San Luis Venadillo Guayabal Tierra Adentro La Sierra Chicoral Doima

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

ÁREA DE CALDAS

El área exclusiva denominada Área de Caldas se adjudicó a la sociedad Gas Natural del Centro S.A ESP mediante contrato de concesión especial para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería, según Resolución 8 0643 expedida por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de abril de 1997. El contrato de Concesión Especial para la prestación del servicio público domiciliario fue suscrito el 26 de abril de 1997, actuando como operador Gasoriente S.A ESP.

Con el anterior contrato, el concesionario se comprometía a iniciar la prestación del servicio dentro del área de servicio exclusivo a más tardar el primero de enero de 1998, bajo las condiciones de calidad y continuidad que determinara la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el contrato suscrito.

ÁREA DEL QUINDÍO

El área exclusiva denominada Área del Quindío, se adjudicó a la sociedad Gases del Quindío S.A ESP mediante contrato de concesión especial para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería, según Resolución 8 0641 expedida por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de abril de 1997. El contrato de Concesión Especial para la prestación del servicio público domiciliario fue suscrito el 26 de abril de 1997, actuando como operador Gases del Caribe S.A ESP.

Con el anterior contrato, el concesionario se comprometía a iniciar la prestación del servicio dentro del área de servicio exclusivo a más tardar el primero de enero de 1998, bajo las condiciones de calidad y continuidad que determinara la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el contrato mencionado.

ÁREA DE RISARALDA

El área exclusiva denominada Área de Risaralda, se adjudicó a la sociedad Gas del Risaralda S.A ESP mediante contrato de concesión especial para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería, según Resolución 8 0642 expedida por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de abril de 1997. El contrato de Concesión Especial para la prestación del servicio público domiciliario fue suscrito el 26 de abril de 1997, actuando como operador Gases Natural ESP.

Con el anterior contrato, el concesionario se comprometía a iniciar la prestación del servicio dentro del área de servicio exclusivo a más tardar el primero de enero de 1998, bajo las condiciones de calidad y continuidad que determinara la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el contrato mencionado.

ÁREA DEL VALLE DEL CAUCA

El área exclusiva denominada Área del Valle del Cauca, se adjudicó a la sociedad Gases del Norte del Valle S.A ESP mediante contrato de concesión especial para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería, según Resolución 8 0640 expedida por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de abril de 1997. El contrato de Concesión Especial para la prestación del servicio público domiciliario fue suscrito el 09 de mayo de 1997.

Con el anterior contrato, el concesionario se comprometía a iniciar la prestación del

servicio dentro del área de servicio exclusivo a más tardar el primero de enero de 1998, bajo las condiciones de calidad y continuidad que determinara la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el contrato mencionado.

ÁREA DEL CENTRO Y TOLIMA

El área exclusiva denominada Área del Centro y Tolima se adjudicó a la sociedad Grancolombiana de Gas S.A ESP mediante contrato de concesión especial para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería, según Resolución 8 1846 expedida por el Mi-

nisterio de Minas y Energía el 24 de julio de 1997. El contrato de Concesión Especial para la prestación del servicio público domiciliario fue suscrito el 25 de agosto de 1997.

Con el anterior contrato, el concesionario se comprometía a iniciar la prestación del servicio dentro del área de servicio exclusivo a más tardar el primero de enero de 1998, bajo las condiciones de calidad y continuidad que determinara la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el contrato mencionado. Operador del gasoducto Alcanos del Huila S.A

2.4. MERCADO DE GAS COMBUSTIBLE

En 1997, las 13 empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural atendieron 1.332.300 usuarios, los cuales consumieron 4.682 Mm³ de gas natural que representa una facturación \$141.126 millones, con una tarifa media de \$106/m³.

CUADRO 2.4.1.
COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL - 1997

SECTOR	USUARIOS		CONSUMO		FACTURACIÓN		TARIFA MEDIA
	No.	%	Mm3	%	\$ Millones	%	S/M3
RESIDENCIAL	1,318,987	99.00	492	10.51	68,364	48.44	240
COMERCIAL	12,555	0.94	218	4.66	7,722	5.472	170
INDUSTRIAL	737	0.055	1,064	22.73	19,266	13.65	109
GRAN CONSUMIDOR	21	0.002	2,908	62.11	45,774	32.43	55
TOTAL	1,332,300	100	4,682	100	141,126	100	106

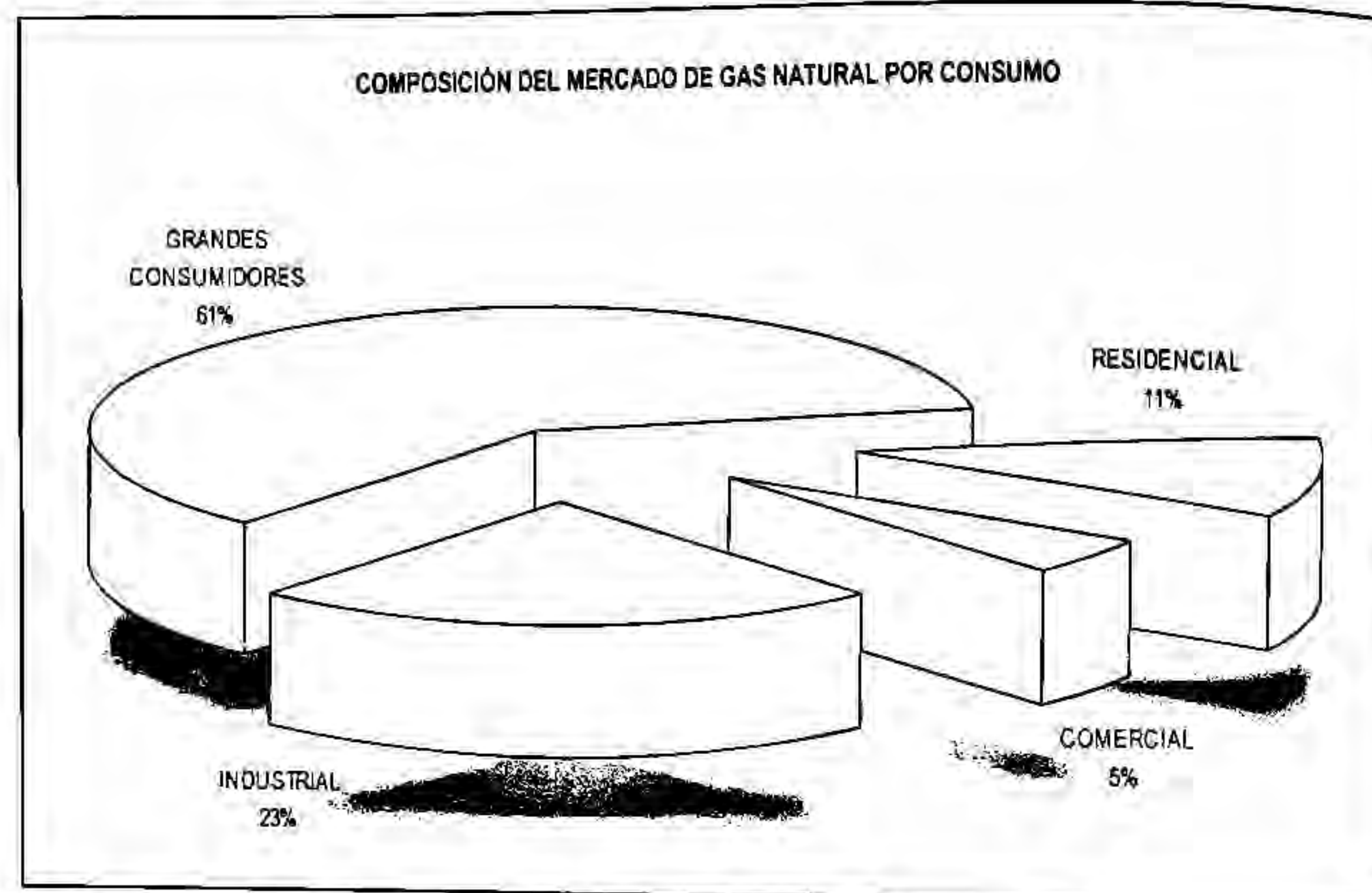
Fuente: ACOGAS - SIVICO- ECOPETROL

El mercado de gas natural atiende en su mayoría a los usuarios residenciales que aunque representaron el 99% del total de usuarios, consumieron solamente el 10.5% del gas vendido, facturaron el 48.4% de las ventas y pagaron una tarifa media de \$240/m³. Los usuarios industriales y grandes consumidores, que no

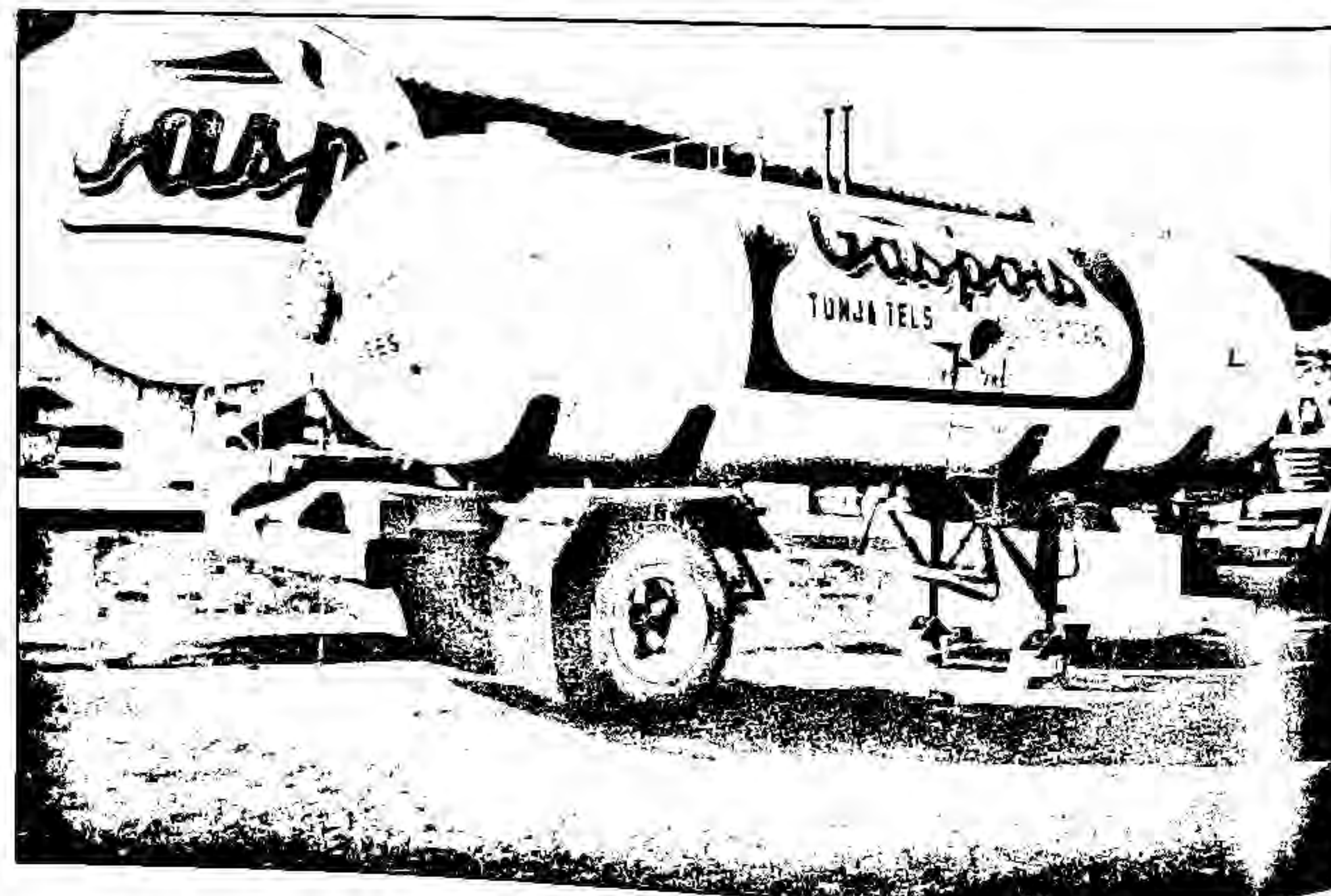
alcanzaron a representar el 1% del total, consumieron el 85% del gas y facturaron el 46.1% de las ventas.

Los usuarios residenciales tienen la mayor tarifa media del mercado (\$240/m³), 336 más que los grandes consumidores (\$55/m³), \$120 más

que los usuarios industriales (\$109/m³) y 41% por encima de la tarifa de los usuarios comerciales (\$170/m³). Esta diferencia está directamente asociada con los escasos volúmenes de gas consumido por estos usuarios y los altos costos que implica llevar el gas a la residencia de cada suscriptor.



Fuente: Ecopetrol



Cuadro No. 2.4.2
TARIFA MEDIA DEL GAS NATURAL POR SECTORES - 1997

No.	EMPRESA/SECTOR	TARIFA MEDIA (B/M3)				
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	GRANDES CONSUMIDORES	TOTALES
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	233	135	113		135
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	166	0	0		0
3	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. ESP	0	0	0		0
4	GAS NATURAL S.A. ESP	522	279	158		382
5	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. ESP	0	0	0		0
6	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	319	177	85	52	96
7	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	310	200	0		292
8	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	280	157	207		248
9	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	476	229	158		244
10	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	358	180	264	56	140
11	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	182	158	158		178
12	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	200	272	157	81	159
13	GASES DEL LLANO S.A. ESP	0	0	0		0
14	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	190	138	136		163
15	PROMOTORA DE GASES DEL SUR ESP	0	0	0		0
16	PROMIGAS S.A. ESP	0	0	0		0
17	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	201	122	163	57	92
18	TRANSPORTADORA DE METANO ESP S.A.	0	0	0		0
19	SOCIEDAD TRANSP. DE GAS DEL ORIENTE ESP	0	0	0		0
	TOTALES	314	191	123	55	137

FUENTE: SSPD Información suministrada por las ESP

En el cuadro 2.4.3., se presentan las ventas realizadas por las trece empresas distribuidoras y comercializadoras a los diferentes sectores de usuarios.

Cuatro empresas atienden el 81.9% de los usuarios del sector: Gas Natural (32%), Gas Caribe (23%), Surtigas (18%) y Gas Natural del Oriente (10%).

Las anteriores empresas centralizan igualmente las ventas en términos de unidades físicas y la facturación. En me-

tros cúbicos, concentran el 92% así: Gas Caribe el 46%, Surtigas el 28%, Gas Natural el 11% y Gas Natural del Oriente el 8%. En relación con la facturación reúnen el 90%, así: Gas Caribe el 32%, Gas Natural el 30%, Surtigas el 19% y Gas Natural del oriente el 9%.

En el Cuadro 2.4.4. se presenta la distribución de los usuarios, consumo y facturación por estratos, para las empresas que reportaron esta información.

Cuadro No. 2.4.5.
CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES - 1997
(Millones de metros cúbicos)

SECTOR	1997	Participación	1996	Participación
TERMOLÉCTRICO	2905.7	49.50	1834.3	39.32
ECOPETROL	1191.6	20.30	1111.9	23.84
INDUSTRIAL	1062.5	18.10	1140.0	24.44
RESIDENCIAL	493.0	8.40	402.7	8.63
PETROQUÍMICO	158.5	2.70	118.8	2.55
G.N.C.	58.7	1.00	57.0	1.22
TOTAL	5870	100.0	4664.8	100.00

Fuente: AcoGas



Cuadro No. 2.4.3
CONCENTRACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL POR SECTOR - 1997

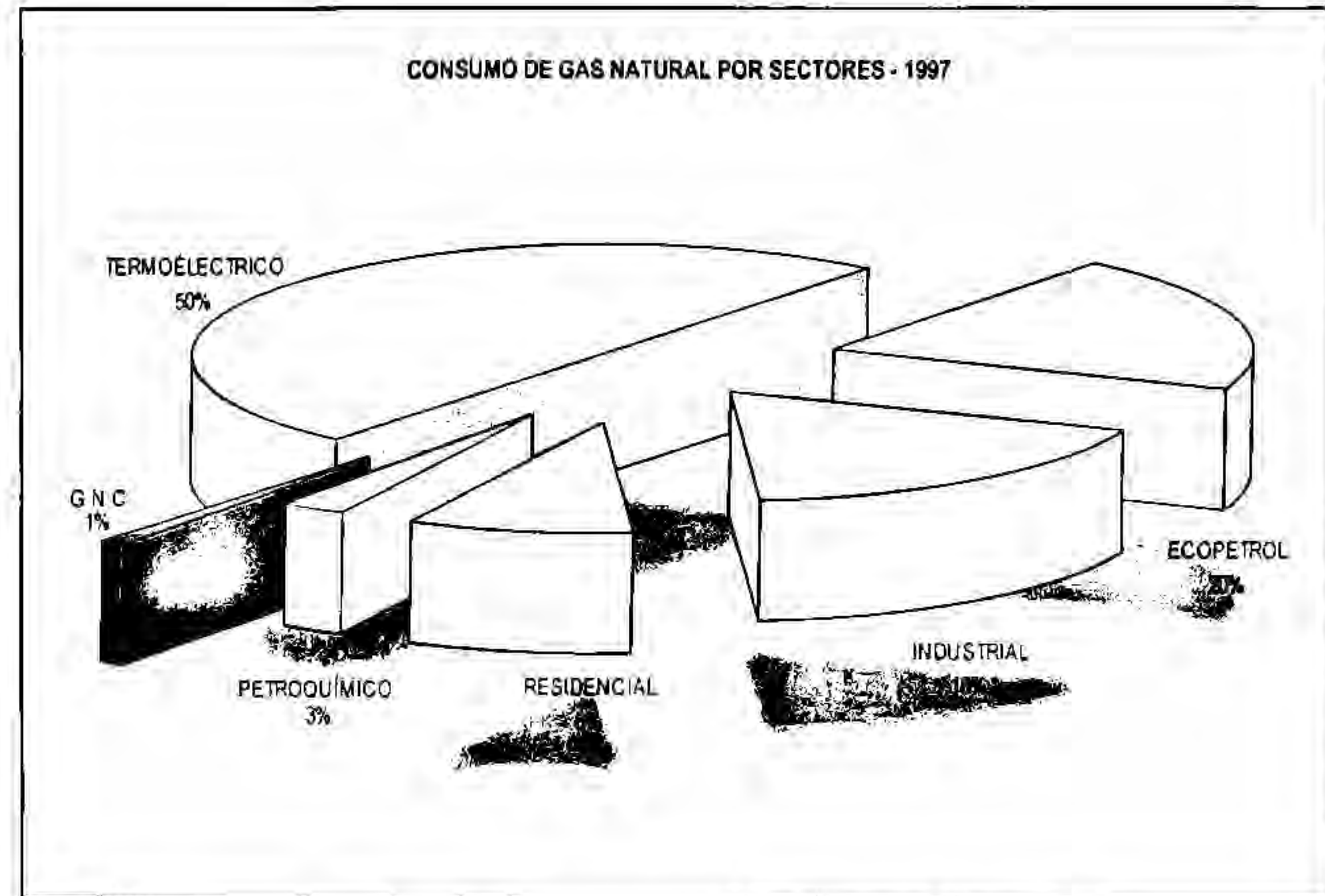
No.	EMPRESA / SECTOR	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OTROS CONSUMIDORES			TOTALES		
		USUARIOS No.	CONSUMO Mm3	FAC. \$ MILLONES	USUARIOS No.	CONSUMO Mm3	FAC. \$ MILLONES	USUARIOS No.	CONSUMO Mm3	FAC. \$ MILLONES	USUARIOS No.	CONSUMO Mm3	FAC. \$ MILLONES	USUARIOS No.	CONSUMO Mm3	FAC. \$ MILLONES
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	65.273	21	4.070	1.103	5	829	10	5	539	0	0	0	66.386	31	5.438
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	4.911	1	163	62	0	59	2	0	25	0	0	0	4.975	2	247
3	GAS NATURAL S.A. ESP	419.008	35	49.601	2.073	7	1.953	86	56	8.872	0	0	0	421.167	158	60.428
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	295.455	90	28.819	4.801	18	3.262	277	113	9.649	12	470	24.504	300.575	692	56.233
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	34.590	10	3.114	163	2	382	0	0	0	0	0	0	34.753	12	3.508
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	7.517	0.153	43	6	0	0	4	0.118	25	0	0	0	7.527	0.273	67
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	7.766	2	952	19	0	15	5	5	862	0	0	0	7.790	8	1.829
8	GASES DE LA GUAYIRA S.A. ESP	24.498	7	2.572	279	1	116	12	0	77	1	19	1.090	24.790	27	3.858
9	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	2.380	0	67	34	0	10	1	0	1	0	0	0	2.434	0	76
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	129.431	49	9.790	1.718	7	2.040	201	22	3.432	3	36	2.867	131.353	114	18.129
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP	52.922	13	2.732	587	2	297	21	3	444	0	0	0	53.530	17	3.473
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	38.216	14	2.822	214	2	208	4	1	74	0	0	0	38.434	16	2.904
13	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	236.884	78	15.606	1.466	7	850	114	28	4.808	5	303	17.313	238.579	418	30.378
	TOTALES	1.318.980	390	120.153	12.555	53	10.031	737	233	28.607	21	828	45.774	1.332.293	1.494	204.585

Fuente: SSPD Información suministrada por las ESP.
Nota: Gas Natural del Centro y Gases del Norte del Valle, se encuentran en etapa preoperativa.

CUADRO NO. 2.4.4.
CONCENTRACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL POR ESTRATOS - 1997

EMPRESA / ESTRATO		ESTRATO I			ESTRATO II			ESTRATO III			ESTRATO IV			ESTRATO V			ESTRATO VI			TOTAL			
		USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	USUARIOS No.	CONSUMO m3	FACTURA \$	
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	5.121	1.028.600	4.007.300,329	16.319	4.837.268	11.231.912,140	30.363	9.547.174	21.513.404,075	1.803	3.029.580	714.170,586	2.811	644.742	210.780,810	1.811	715.550	154.920,025	6.372	23.352,359	1.777.510,408	
2	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	744	35.827	4.519.651	2.512	321.441	7.736.497	1.720	249.793	52.736.205	435	35.399	11.842.372	1.031.919	4.007.300	1.031.919	1.031.919	4.007.300	1.031.919	1.031.919	4.007.300	1.031.919	
3	GAS NATURAL S.A. ESP	20.344	5.904.608	1.990.701.610	148.528	28.928.463	14.615.900.202	228.118	47.623.500	27.861.746,576	29.913	5.838.604	4.328.371,028	4.328	635.844	884.221,040	4.328	635.844	884.221,028	479.070	8.355.700	10.601.584,338	
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	10.630	3.530.131	3.915.210.885	98.378	25.608.153	9.642.628.119	126.368	3.546.678	8.508.016,107	29.992	9.549.474	2.444.591,172	15.729	4.533.854	1.320.753,919	15.729	4.533.854	1.320.753,919	36.245	4.368.258	11.173.626,801	
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	1.504	2.115.960	796.550.000	12.637	3.764.178	1.065.200.000	7.846	2.616.254	7.118.254,522	4.887	1.574.819	468.175,081	7.717	175.814	62.885,017	7.717	175.814	62.885,017	36.900	10.648,928	3.114.546,801	
6	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	19	489	58.813	1.312	1.312	2.499.928	4.001	49.363	13.388.431	1.533	41.634	11.311,864	1.114	39.351	2.563,545	1.114	39.351	2.563,545	1.114	39.351	2.563,545	
7	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	0	0	0	0	0	0	4.250	1.137,577	584.200,443	2.387	764,444	348.610,070	158	15,831	14.970,728	158	15,831	14.970,728	270	4.588,232	561.811,528	
8	GASES DE LA GUAYIRA S.A. ESP	338	47.261	51.147,253	8.221	1.574,011	714.175,724	3.563	1.055,990	4.193.249,902	13.834	4.577,455	1.850.278,122	41	5,569	4.113,420	41	5,569	4.113,420	24.049	33,566	72.352,621	
9	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	75	7.915	1.454,590	1.251	179,306	72.892,514	819	98,394	17.790,400	417	66,873	15.528,344	1	184	25,440	1	184	25,440	2.349	30,427	37.006,488	
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1.281	2.338,220	55.346,395	28.610	1.222,521	1.122.521,000	30.628	18,992,865	2.307.672,743	3.710	11.141,254	2.349.502,290	3.219	1.227,363	332.527,713	3.219	1.227,363	332.527,713	325.413	14,452	17.007.413	
11	GASES DEL LLANO S.A. ESP	1.946	813,878	131.900,478	18.849	5.040,941	11.167.450,878	27.014	5.895,608	1.128.717,565	3.718	744,284	214.251,758	1.508	280,348	81.983,470	1.508	280,348	81.983,470	52.827	92,941	123.941,517	
12	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	157	10,882	2.338,550	11.459	44.678,562	894.503,872	18.973	6.107,245	1.199.460,632	6.420	1.370,842	445.170,285	6.420	1.370,842	445.170,285	6.420	1.370,842	445.170,285	36.343	3,336	8.207.077,073	
13	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	12.537	33.912,782	18.146.742,088	421.251	125.114,271	27.485.253,514	26.487	30.346,285	3.986.870,167	15.486	6.330,889	1.282.341,840	8.705	3.228,073	67.047,388	8.705	3.228,073	67.047,388	23.349	72,884	5.048.155,557	
	TOTALES	64.110	13.614.110	47.207.281.072	18.146.742.088	421.251	125.114.271	27.485.253.514	26.487	30.346.285	3.986.870.167	15.486	6.330.889	1.282.341.840	8.705	3.228.073	67.047.388	8.705	3.228.073	67.047.388	23.349	72.884	5.048.155,557

Fuente: SSPD Información suministrada por las ESP.
Nota: Gas Natural del Centro y Gases del Norte del Valle, se encuentran en etapa preoperativa.



Fuente: ACOGAS

Como se pudo observar en los cuadros anteriores, el mercado de gas natural ha evolucionado en forma positiva, dadas las características dinámicas de la regulación, el avance del plan de masificación y los logros obtenidos en la sustitución del uso racional del gas natural para cocción.

2.5. SITUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se presentan los aspectos más relevantes de la situación financiera de dieciséis (16) de las veinticinco (25) empresas que se encuentran desarrollando actividades de transporte, distribución y/o comercialización en el subsector de gas natural para 1997 y sus variaciones respecto a 1996. Se excluyen las empresas que se en-

cuentran en etapa preoperativa como Gas Natural del Centro, Gases del Norte del Valle, Transportadora de Metano y ECOPETROL por no estar sujeta a la inspección, control y vigilancia de esta Superintendencia.

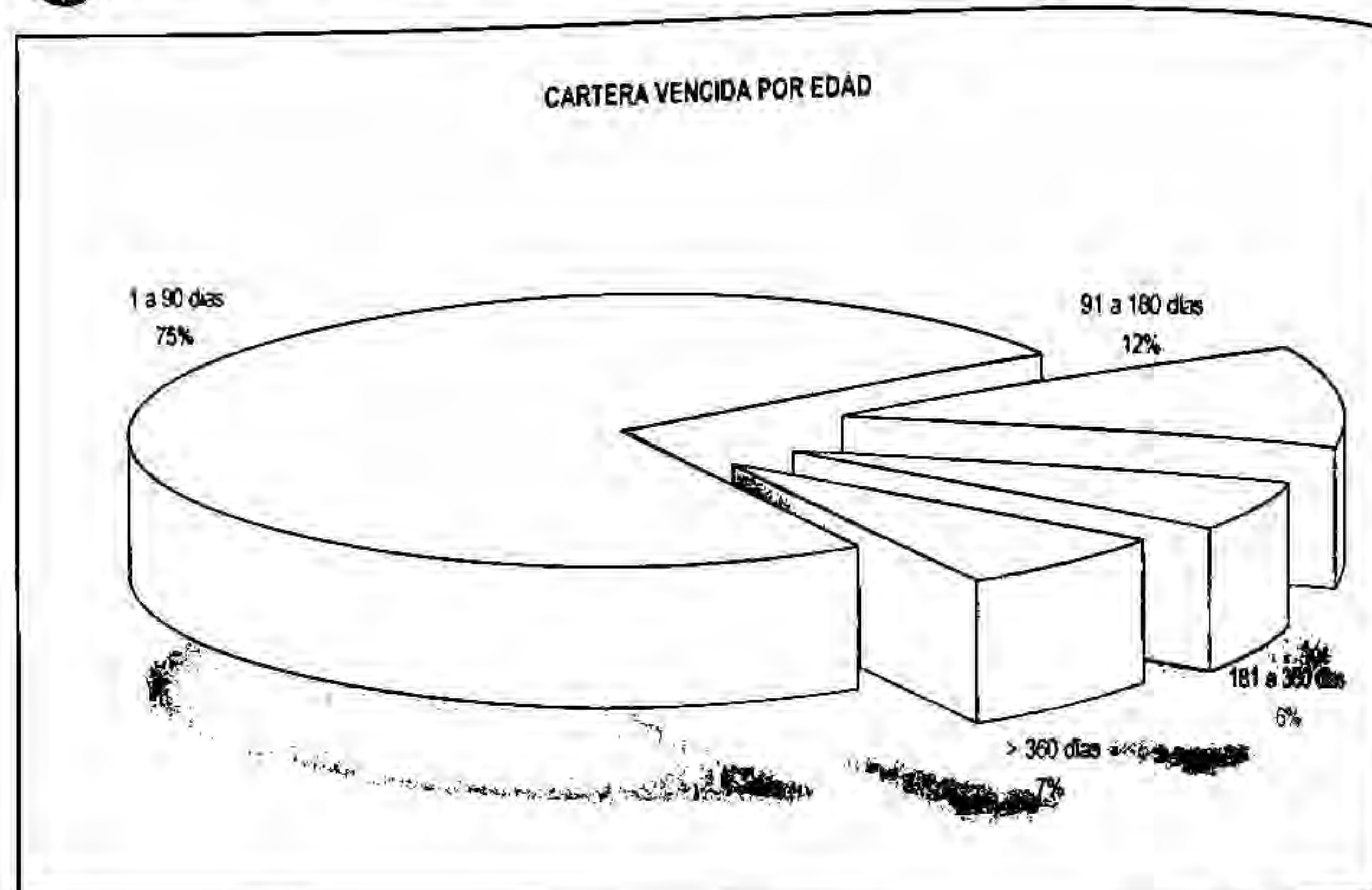
El conjunto de realizaciones y logros obtenido por las empresas del sector en 1997 han estado enmarcados dentro del comportamiento de la economía colombiana y el manejo de la industria del gas. En efecto, la evolución de algunas variables de tipo macroeconómico tuvo una tendencia razonable de cumplimiento con los parámetros gubernamentales como fueron la reducción sistemática de la inflación e igualmente la reversión de la desaceleración económica. Por el contrario, la devaluación con sus permanentes fluctuaciones ha mantenido la paridad

en el nivel máximo cambiario y las frecuentes oscilaciones de las tasas de interés han sido aspectos considerados como críticos.

2.5.1. Activos

2.5.1.1. Activo sectorial

Según las cifras registradas en libros en 1997, los activos de las empresas prestadoras de servicios públicos de gas natural en etapa operativa ascendieron a \$1.065.030 millones, logrando un incremento nominal de 44% respecto a 1996. El 16% corresponde al activo corriente y el 84% restante al no corriente, es decir a propiedades planta y equipo, inversiones a largo plazo, cuentas por cobrar a largo plazo y otros activos (Cuadro No. 2.5.1).



Cuadro 2.5.1
Composición del Activo
a 31 de Diciembre de 1997

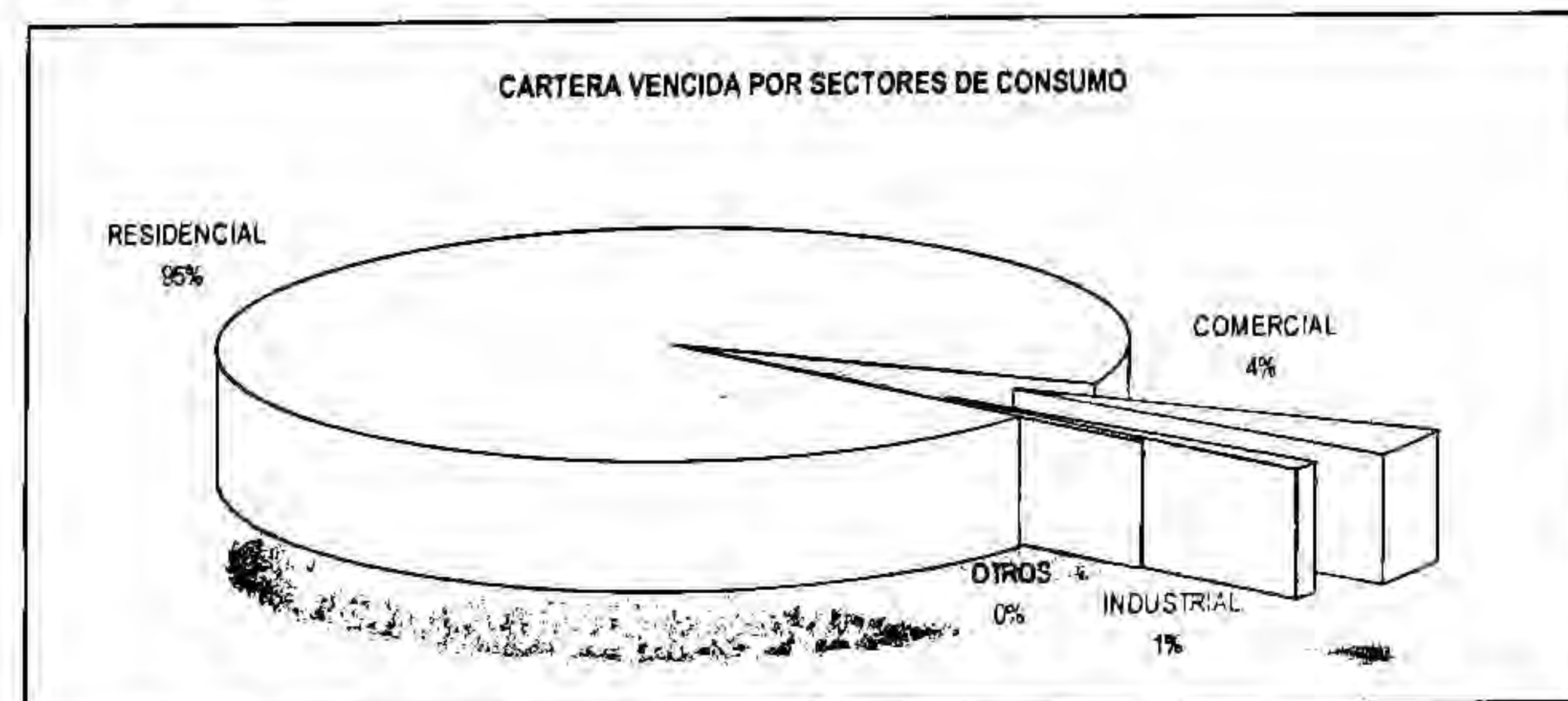
No. CTE.	EMPRESA	Millones de pesos			
		ACTIVO	ACTIVO CTE.		ACTIVO NO CORRIENTE
		\$	\$	%	\$ %
1	PROMIGAS S.A. ESP	509.280	38.511	7.56	470.769 92.44
2	GAS NATURAL S.A. ESP	218.213	35.778	16.40	182.435 83.60
3	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	85.107	29.298	34.42	55.810 65.58
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	83.481	20.528	24.59	62.952 75.41
5	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	54.371	14.336	26.37	40.036 73.63
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	23.125	14.774	63.89	8.350 36.11
7	GASES DEL LLANO S.A. ESP	17.953	3.606	20.09	14.347 79.91
8	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE ESP	17.557	1.649	9.39	15.908 90.61
9	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	16.594	3.204	19.31	13.390 80.68
10	GASES DE BARRANGABERMEJA S.A. ESP	10.439	1.420	13.60	9.019 86.40
11	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	8.801	4.231	48.07	4.570 51.83
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	7.795	2.105	27.00	5.690 73.00
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR ESP	4.438	57	1.29	4.380 98.71
14	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	3.572	929	26.01	2.643 73.99
15	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	2.850	306	10.75	2.543 89.25
16	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	1.455	379	26.06	1.076 73.94
	TOTALES	1.065.030	171.111	16.07	893.918 83.93

FUENTE: SSPD Información suministrada por las ESP



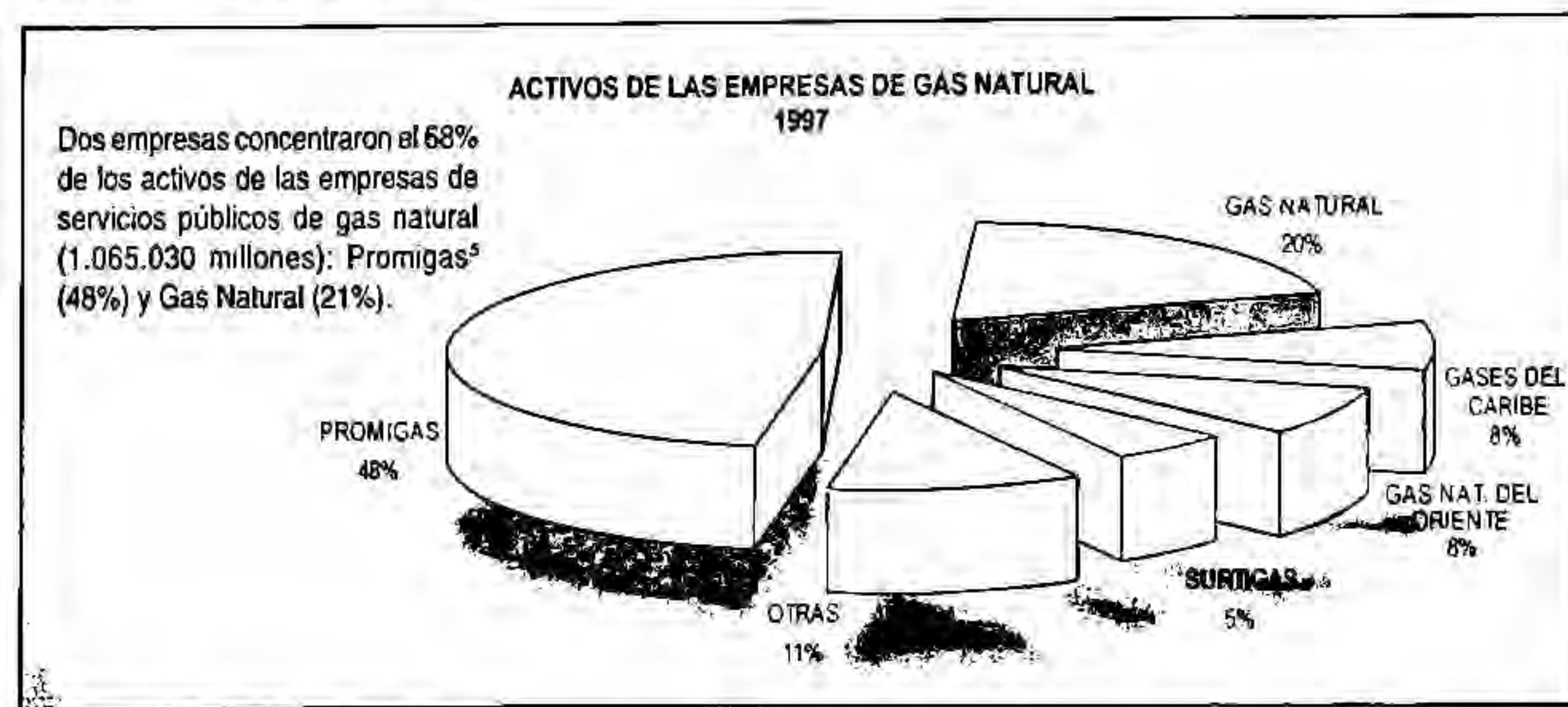
Las cuentas por cobrar ascendieron a \$ 61.078 millones, representan el 35.69% del activo corriente y el 5.73% del total del activo. De éstas, \$ 4.437 millones (7%) son deudas vencidas. El 74% (\$ 3.265 millones) de estas últimas están concentradas en cuatro empresas: Gas Natural, Gases del Caribe, Surtidora de Gas del Caribe y Metrogas de Colombia (Cuadros Nos. 2.5.2 y 2.5.3).

De la cartera vencida, con \$ 4.437 millones, por sectores de consumo el mayor porcentaje corresponde al residencial con el 93.7%; le siguen el sector comercial con el 4.5%, el sector industrial con el 1.5% y otros con el 0.3% (incluye las deudas de las empresas del sector a las transportadoras). (Cuadro No. 2.5.5.).



2.5.1.2. Activos por empresa y rentabilidad

En el cuadro 2.5.1.2.1. se presentan las dieciséis (16) empresas prestadoras del servicio público de gas natural en etapa operativa jerarquizadas según los activos y la rentabilidad del mismo, y las variaciones respecto a 1996.



Dos empresas concentraron el 68% de los activos de las empresas de servicios públicos de gas natural (1.065.030 millones): Promigas⁵ (48%) y Gas Natural (21%).

5. Se debe tener en cuenta que además del transporte de gas natural, Promigas desarrolla otros negocios sociales: Comercialización de GNC, interventoría, servicios técnicos y comercialización de equipos. En 1997, la actividad de transporte de gas natural representa el 71.3% de los ingresos operacionales.

Cuadro No. 2.5.1.2.1.
LAS EMPRESAS DE GAS NATURAL POR ACTIVOS Y RENTABILIDAD DEL ACTIVO

POSICION	EMPRESA	ACTIVOS		VALOR
		1997	1998	
1	PROMIGAS S.A. ESP.	509.280	384.122	32.58
2	GAS NATURAL S.A. ESP.	218.213	131.760	65.61
3	GASES DEL CARIBE S.A. ESP.	85.107	54.164	57.13
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP.	83.481	67.527	23.63
5	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP.	54.371	39.760	36.75
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP.	23.125	15.944	50.71
7	GASES DEL LLANO S.A. ESP.	17.953	10.551	70.15
8	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP.	17.557	11.696	50.11
9	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP.	16.594		
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP.	10.430	7.514	38.82
11	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP.	8.801	6.776	29.89
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP.	7.795	5.517	41.28
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP.	4.438	4.057	9.36
14	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP.	3.572	2.993	18.35
15	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP.	2.850		
16	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP.	1.455		
TOTALES		1.085.000	741.781	43.50

Nota: La actividad de recreación de los turistas representó el 73,00% de los ingresos operacionales de Promotus S.A. E.S.P. en 1997.
FUENTE: SSPO información suministrada por las Esp.

CUADRO NO. 2.5.5.
CARTERA VENCIDA POR SECTORES DE CONSUMO A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

No.	EMPRESAS COMERCIALIZADORAS	TOTAL	RESOCIAL	%	CUAL	%	NETRAL	%	OTROS	%
1	GAS NATURAL S.A. ESP	1,092	1,092	100.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	802	709	88.37	57	7.12	33	4.12	3	0.39
3	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	745	745	100.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
4	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	626	558	89.17	56	9.03	11	1.80	0	0.00
5	GASES DEL LLANO S.A. ESP	380	380	100.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
6	ALCANOS DEL HUILA S.A., ESP	284	214	75.59	50	17.52	20	6.89	0	0.00
7	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	260	230	88.42	29	11.04	1	0.54	0	0.00
8	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	114	110	96.13	4	3.87	0	0.00	0	0.00
9	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	54	54	100.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
10	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	40	36	90.07	3	7.42	1	2.51	0	0.00
11	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	26	26	100.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
12	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	14	5	35.60	0	0.00	0	0.00	9	64.40
	TOTALES	4,997	4,169	83.44	828	16.56	20	0.40	9	0.18

Fuente: SSPD. Información suministrada por las ESP.



En 1997, Gases del Llano registró la variación más significativa en los activos respecto a 1996 (70.16%). Ello se atribuye especialmente al aumento en los deudores, la propiedad planta y equipo, las inversiones temporales y gastos pagados por anticipado. Le siguió Gas Natural (65.6%), fundamentalmente por el aumento de los activos fijos, junto con la capitalización de intereses y del efecto incremental de las valorizaciones de la propiedad planta y equipo.

De las 16 empresas, 13 registraron utilidades netas sobre los activos, esta rentabilidad para el conjunto de empresas aumentó del 5.1% al 5.97% respecto a 1996. Los casos de pérdidas se reducen a Progasur, Gas Natural del Cesar y Empresa de Gases de Occidente, debido a los altos costos financieros derivados de los créditos obtenidos para las inversiones en construcciones de redes y equipos bajo la modalidad de Leasing de infraestructura, en el caso de la empresa Gases de Occidente.

2.5.2. Financiación del Activo

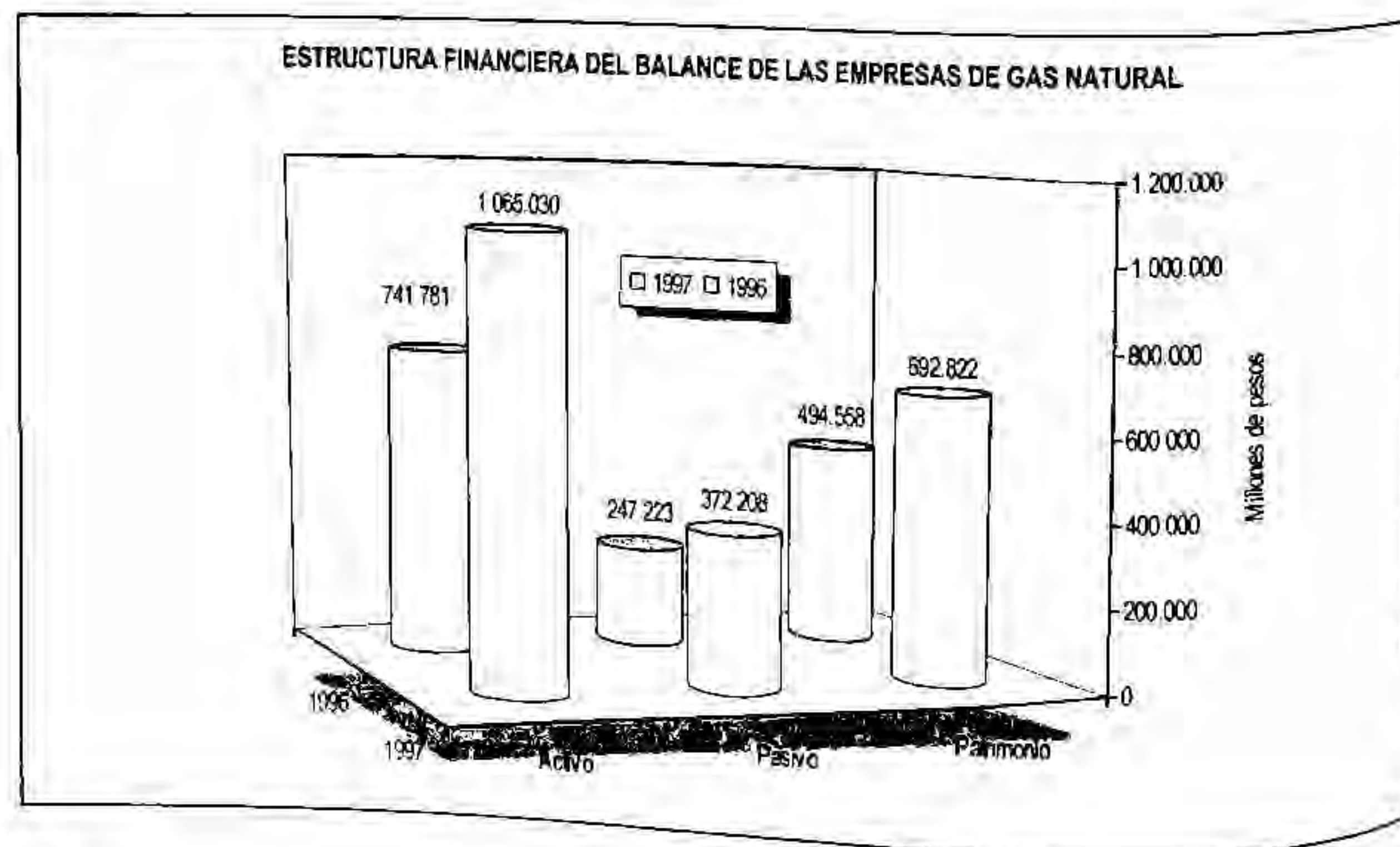
En 1997, las empresas de gas natural financiaron sus bienes y derechos especialmente con patrimonio (65%) y en menor proporción con pasivos (35%), presentando un ligero debilitamiento patrimonial respecto a 1996 (de 67% al 65%).

CUADRO No. 2.5.2.1. ESTRUCTURA FINANCIERA
(Cifras en millones de pesos)

CONCEPTO	1997		1996		1996/1997
Activo Total	1.065.030	100.0%	741.781	100.0%	44
Pasivo Total	372.208	35.0%	247.223	33.0%	50
Patrimonio	692.822	65.0%	494.558	67.0%	40

Fuente: SSPD. Elaborado con base en información suministrada por las ESP de gas natural.

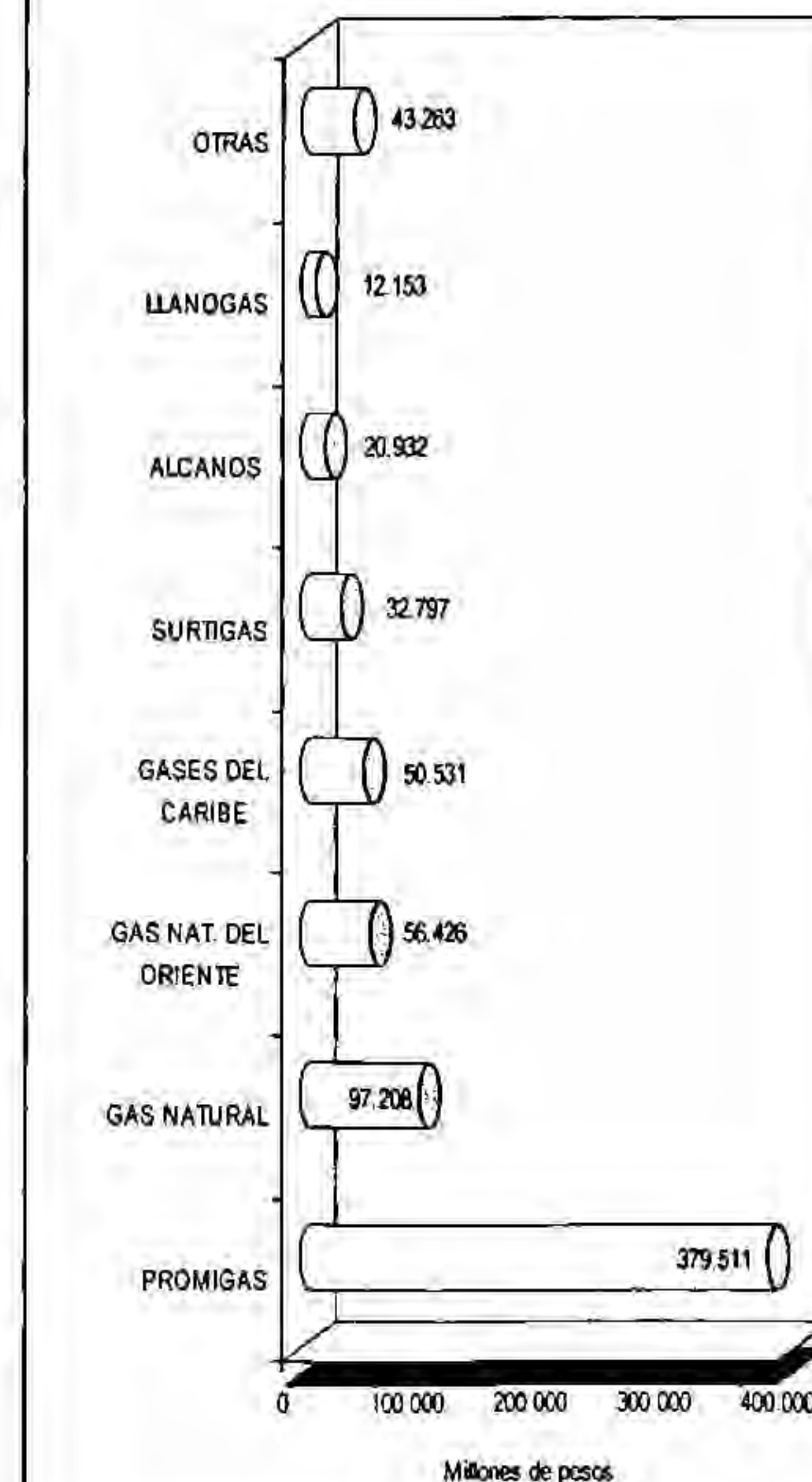
2.5.2.1. Patrimonio



En el cuadro 2.5.2.1.1 se presentan las empresas prestadoras del servicio público de gas natural en etapa operativa jerarquizadas según el patrimonio y la rentabilidad del mismo, y las variaciones respecto a 1996.

Los socios de las empresas de gas natural, básicamente del sector privado, registraron aportes del orden de \$692.822 millones en 1997. Estos están concentrados en Promigas (55%), Gas Natural, Gas Natural del Oriente y Gas Caribe que tienen el 29.47% del capital total de las dieciséis empresas.

PATRIMONIO EMPRESAS DE GAS NATURAL, 1997



El patrimonio presentó un incremento nominal de 40.1% en 1997 respecto a 1996, debido especialmente a la revalorización del patrimonio derivada de los ajustes por inflación a las cuentas patrimoniales, la valorización de activos, las utilidades del ejercicio y las capitalizaciones. Las variaciones más notorias se registraron en Gases del Llano y Alcanos del Huila, atribuyéndose fundamentalmente a las valorizaciones para ambos casos, adicional al incremento en el resultado del ejercicio con una variación porcentual de 1.721% respecto al año anterior en el caso de Alcanos del Huila.

El 81% de las empresas presentaron rentabilidad sobre el patrimonio. Cinco empresas: Alcanos del Huila, Gases del Oriente, Metrogas de Colombia, Gases del Caribe y Surtidora de Gas del Caribe, registraron una rentabilidad igual o superior al 12%, destacándose Alcanos del Huila con la rentabilidad más alta (48.47%) del grupo. Entre las empresas que le produjeron pérdidas a sus socios se encuentran: Promotora de Gases del Sur Progasur, Gas Natural del Cesar y Empresa de Gases de Occidente. Las dos últimas, debido a su reciente operación.

2.5.2.2. Pasivos

Las empresas del sector de gas natural, registraron obligaciones con terceros por \$372.208 millones en 1997; 50.56% más en términos nominales que en 1996.

Los pasivos totales estaban conformados así: Obligaciones financieras corrientes y de largo plazo \$255.154 millones (68.5%)⁶, cuentas por pagar relacionadas con el negocio de gas, \$14.768 millones (4%) y otros pasivos \$102.286 millones (27.5%) que corresponden básicamente a ingresos recibidos por anticipado, créditos diferidos y pasivos laborales (Cuadro No. 2.5.6.).

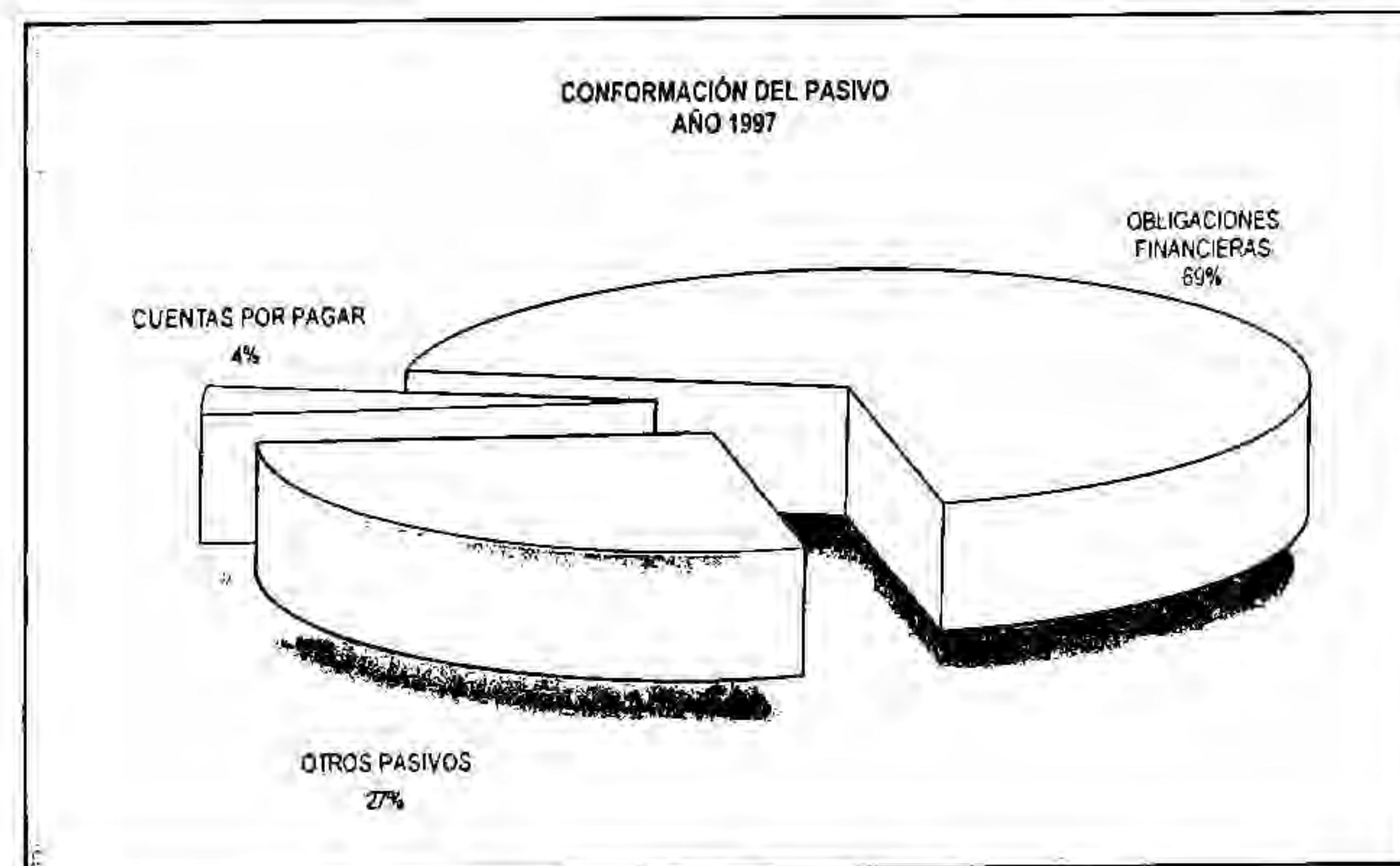
6. El sector presenta una cobertura de 1.2 veces para cubrir sus compromisos de tipo financiero.

Las Empresas de Gas Natural por Patrimonio y Rentabilidad del Patrimonio

POSICIÓN 1997	EMPRESA	PATRIMONIO		VAR. (%)	UTIL. PATRIMONIO (%)	
		1997	1996		1997	1996
1	PROMIGAS S.A. ESP	379.511	291.955	29.89	48.47	5.67
2	GAS NATURAL S.A. ESP	97.208	58.650	65.74	17.38	5.96
3	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	56.426	44.230	27.57	15.95	11.83
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	50.531	34.476	46.57	13.54	19.02
5	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	32.797	25.197	30.16	12.26	12.14
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	20.932	9.817	113.22	11.07	9.97
7	GASES DEL LLANO S.A. ESP	12.153	5.466	122.34	9.44	4.04
8	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	8.402	5.965	39.71	9.37	1.71
9	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	8.334	5.982	33.80	5.47	5.67
10	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	7.802	4.644	21.04	3.65	2.12
11	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	5.621	4.644	21.04	2.92	2.12
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	5.251	3.788	38.61	2.46	2.56
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	3.009	2.469	21.89	0.29	-0.52
14	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	2.823	2.219	27.24	-5.51	-0.14
15	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	1.451	689	111.91	-15.94	-19.11
16	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	689	689	0.00	11.79	7.99
	TOTALES	692.822	494.588	40.09		

Nota: La actividad de transporte de gas natural representó el 73.06% de los ingresos operacionales de Promigas S.A. ESP en 1997.

FUENTE: SSPD Información suministrada por las ESP.



CUADRO NO. 2.5.6.
OBLIGACIONES FINANCIERAS A 31 DE DICIEMBRE DE 1.997

No.	EMPRESA	CORRIENTES			LARGO PLAZO			DEUDA TOTAL		
		INTERNA	EXTERNA	SUBTOTAL	INTERNA	EXTERNA	SUBTOTAL	INTERNA	EXTERNA	TOTAL
1	GAS NATURAL S.A. ESP	9.440	0	9.440	97.670	0	97.670	107.110	0	107.110
2	PROMIGAS S.A. ESP	113	14.358	14.469	9.476	51.199	60.675	9.589	65.555	75.144
3	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	2.318	1.767	4.084	11.538	7.244	18.780	13.854	9.011	22.865
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	2.057	0	2.057	14.130	0	14.130	16.188	0	16.188
5	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	2.724	0	2.724	7.938	0	7.938	10.662	0	10.662
6	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	3.456	0	3.456	8.401	0	8.401	9.857	0	9.857
7	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	109	0	109	5.120	285	5.405	5.229	285	5.513
8	GASES DEL LLANO S.A. ESP	1.717	0	1.717	1.858	0	1.858	3.576	0	3.576
9	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	201	0	201	1.061	0	1.061	1.262	0	1.262
10	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	557	0	557	519	0	519	1.075	0	1.075
11	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	20	0	20	929	0	929	949	0	949
12	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	40	0	40	791	0	791	831	0	831
13	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	102	0	102	0	0	0	102	0	102
14	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	16	0	16	5	0	5	21	0	21
	TOTALES	22.871	16.123	38.993	157.433	58.728	216.161	180.304	74.850	255.154

Fuente: SSPD Información suministrada por las ESP.

CUADRO 2.5.7
CARTERA POR PAGAR CORRIENTE Y VENCIDA A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

MILLONES DE PESOS

No.	EMPRESAS COMERCIALIZADORAS	COMPRAS DE GAS		TRANSPORTE DE GAS		OTROS		TOTALES	
		CTE	VDA	CTE	VDA	CTE	VDA	CTE	VDA
1	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	6.539	0	0	0	0	0	6.539	0
2	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	5.036	0	0	0	0	0	5.036	0
3	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1.146	0	156	0	0	0	1.302	0
4	GAS NATURAL S.A. ESP	0	0	1.090	0	0	0	1.090	0
5	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	125	163	60	42	0	1	185	206
6	GASES DEL LLANO S.A. ESP	45	0	65	0	0	0	109	0
7	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	94	0	0	0	0	0	94	0
8	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	52	0	2	0	0	0	54	0
9	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	32	0	0	0	1	0	33	0
10	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	11	11	0	0	0	0	11	11
11	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	0	26	0	0	4	0	4	26
12	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	5	0	48	0	0	0	54	0
13	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	0	7	0	5	0	0	0	12
TOTALES		13.065	207	1.421	47	5	1	14.512	268

Fuente: SSPD. Información suministrada por las ESP.

Las obligaciones financieras corresponden a utilidades de crédito interno en su mayoría con la FEN, FONADE, IFI y ECOPETROL, corporaciones financieras y bancos comerciales; y de crédito externo, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Westelb y Petroquímica.

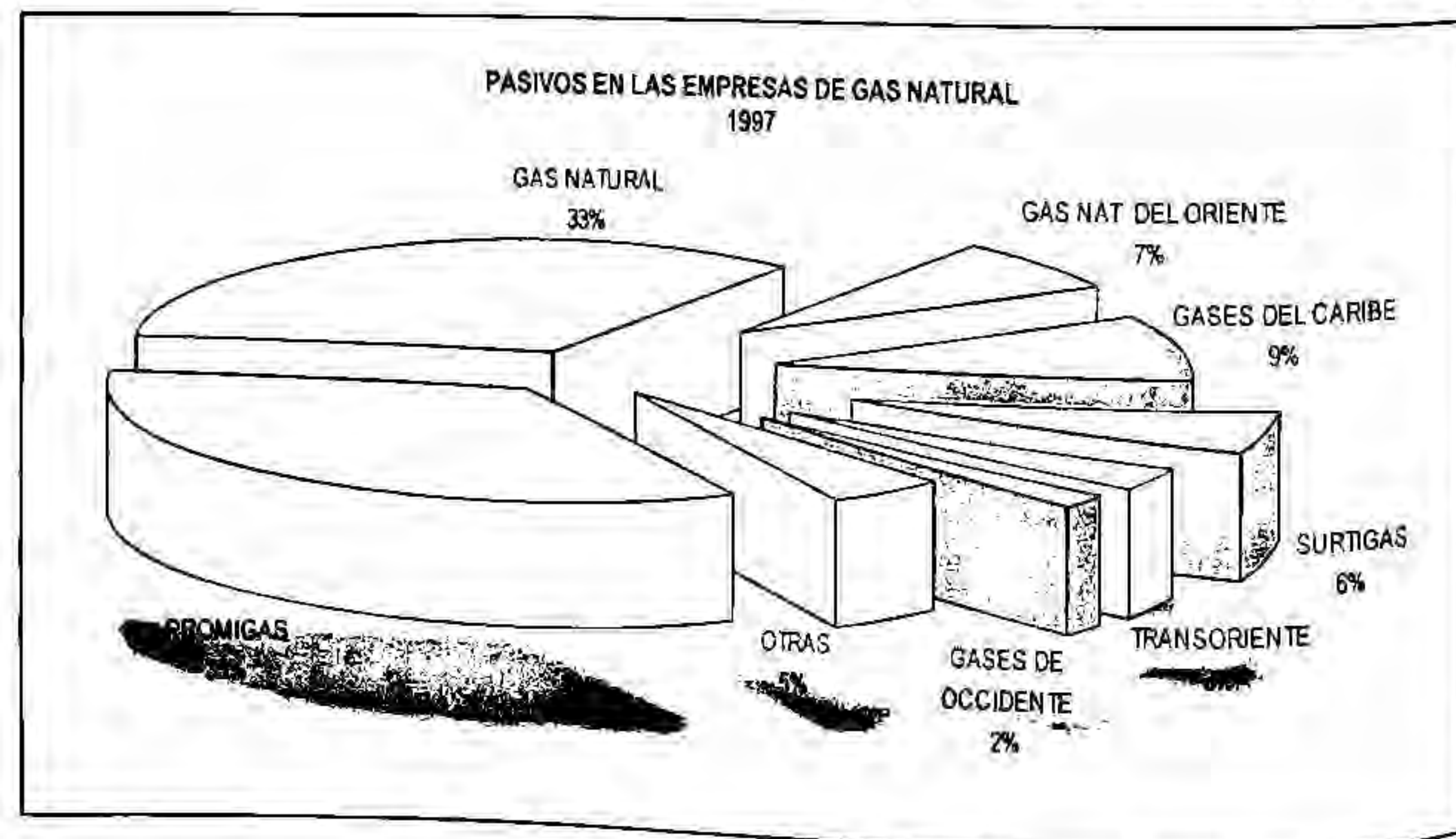
por concepto de compras de gas natural fueron del orden de \$14.768 millones, concentradas en dos empresas principalmente; Gases del Caribe con el 45% (\$6.539 millones) y Surtidora de Gas del Caribe 35% (\$5.036 millones) (Cuadro 2.5.7).

co de gas natural en etapa operativa jerarquizadas según los pasivos y el nivel de endeudamiento, y las variaciones respecto a 1996.

Dos empresas concentran el 67% de los pasivos: Promigas con el 35% y Gas Natural con el 32%. Sin embargo, Promigas presentó uno de los niveles de endeudamiento más bajos del grupo (25%).

Las cuentas por pagar corriente y vencida de las empresas comercializadoras

En el cuadro 2.5.2.2.3 se presentan las empresas prestadoras del servicio público



CUADRO No. 2.5.2.2.3.
LAS EMPRESAS DE GAS NATURAL POR PASIVOS Y NIVEL DE ENDEUDAMIENTO

POSICIÓN 1997	EMPRESA	PASIVOS		PASIVOS/ACTIVOS (%)
		1997	1996	
1	PROMIGAS S.A. ESP*	129.768	92.167	40.80
2	GAS NATURAL S.A. ESP	121.005	73.110	55.51
3	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	34.577	19.688	75.62
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	27.055	23.297	16.13
5	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	21.574	14.563	48.14
6	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	11.936	7.052	69.25
7	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	8.112	5.085	14.07
8	GASES DEL LLANO S.A. ESP	5.800	1.729	47.15
9	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	2.192	5.527	-60.33
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	2.106	1.540	35.80
11	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	1.428	1.588	-10.05
12	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	1.398	1.084	9.59
13	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	766	774	-0.28
14	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	749	774	-0.28
15	TOTALES	372.208	247.223	50.56

* La actividad de transporte de gas natural representó el 73.08% de los ingresos operacionales de Promigas S.A. ESP en 1997.

FUENTE: SSPD. Información suministrada por las ESP.

El nivel de endeudamiento del sector aumentó ligeramente del 33.3% al 34.95% entre 1996 y 1997. Transoriente (67.98%), Gas Natural (55.45%), Gases del Cusiana (52.64) y Gas Natural del Cesar (49%) presentaron los mayores niveles de este indicador. En general, las empresas presentaron una adecuada estructura financiera.

2.5.3. Resultados del Sector

Los resultados de las actividades de transporte, distribución y comercialización desarrolladas por las empresas del sector se miden por los ingresos operacionales y las utilidades obtenidas.

En el Cuadro No. 2.5.3.1. se presentan las empresas anteriormente relacionadas, jerarquizadas por sus ingresos operacionales y crecimiento de los ingresos respecto a 1996.

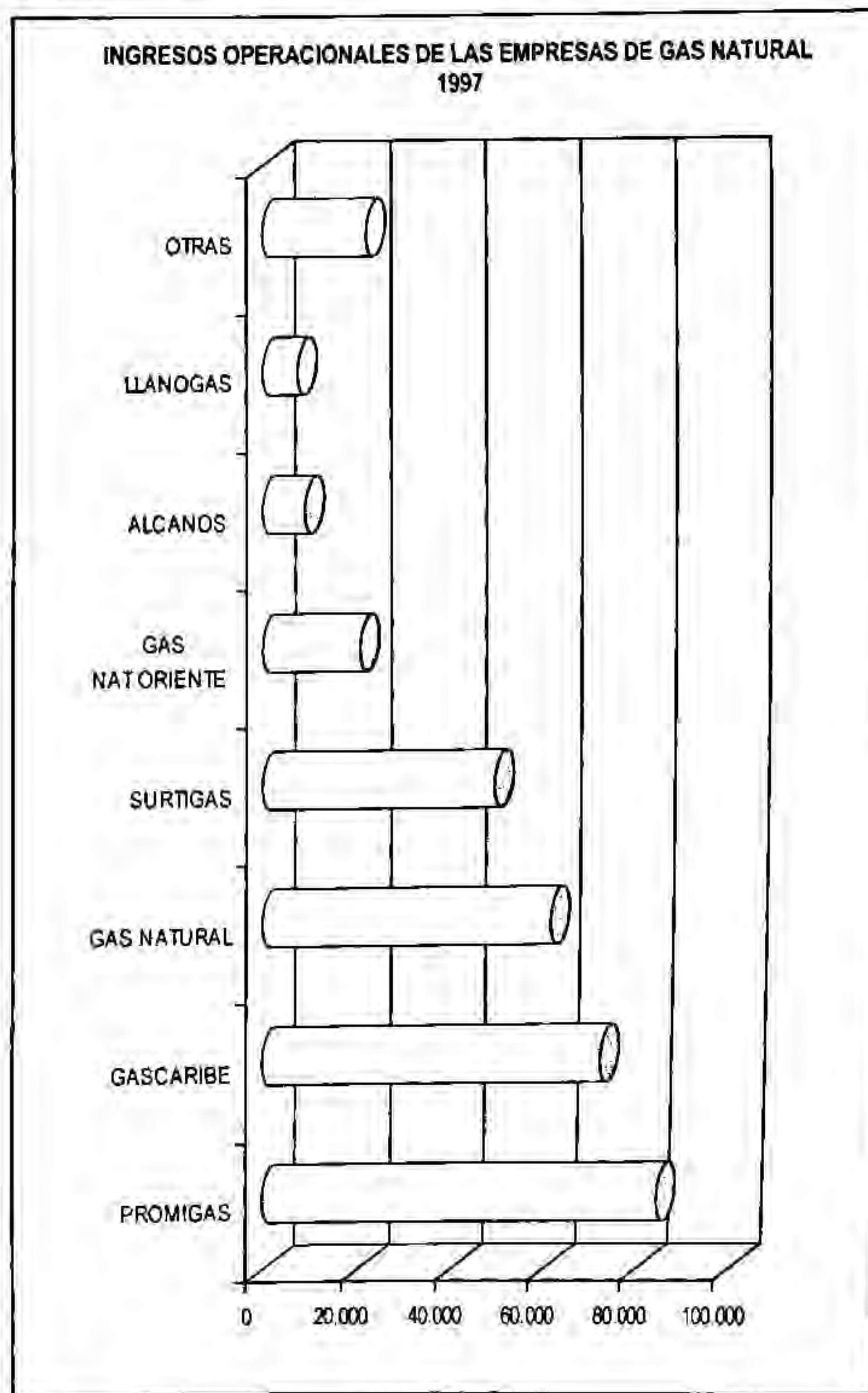
No obstante los síntomas recesivos que presentó la economía en 1997, las empresas del sector incrementaron sus ingresos operacionales en 63.99% respecto a 1996, obteniendo beneficios por \$324.937 millones. Promigas, Gases del Caribe y Gas Natural recibieron el 67% de los ingresos. Surtidora de Gas del Caribe, Gas Natural del Oriente concentraron el 21%.

Todas las empresas registraron aumentos nominales en los ingresos. Gases del Caribe, Surtidora de Gas del Caribe, Promigas, Gases del Llano, Transoriente y Gases de la Guajira presentaron incrementos superiores al 66% respecto a 1996.

En el Cuadro No. 2.5.3.2. se ordenan las empresas prestadoras de servicios públicos de gas natural según sus utilidades netas y margen de utilidad.

En 1997, las empresas de gas natural reportaron utilidades netas por \$65.637 millones y pérdidas por \$2.048 millones, para un resultado neto conjunto de \$63.588 millones, el que se incrementó en 67.62% respecto a 1996 (\$37.937 millones). Promigas reportó el 56% de las utilidades netas (\$35.818 millones) y Gases de Occidente el 46% de las pérdidas.

No obstante que Alcanos del Huila obtuvo ingresos operacionales inferiores a las cinco empresas con más altos ingresos operacionales, registró utilidades netas del orden de \$10.146 millones, en términos nominales con una variación porcentual de 1.721% respecto a 1996. Adicionalmente esta empresa reflejó el más alto margen de utilidad (113.10%) entre las dieciséis empresas.



Cuadro No. 2.5.3.1.
LAS EMPRESAS DE GAS NATURAL POR INGRESOS OPERACIONALES Y CRECIMIENTO DE LOS INGRESOS

POSICIÓN 1997	EMPRESA	INGRESOS OPERACIONALES		VAR. (%)
		1997	1996	
1	PROMIGAS S.A. ESP	84,491	44,115	75.90
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	71,776	37,352	92.16
3	GAS NATURAL S.A. ESP	60,906	48,002	26.88
4	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	48,584	26,532	83.12
5	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	20,666	15,539	32.89
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	8,971	6,687	33.85
7	GASES DEL LLANO S.A. ESP	7,638	4,554	67.71
8	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	4,845	2,919	66.00
9	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	4,017	3,002	33.80
10	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	3,948	2,441	29.94
11	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	3,172	2,115	29.52
12	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	2,115	1,107	66.05
13	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	1,838	1,006	82.98
14	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	1,006	692	45.00
15	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	692	274	152.92
16	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	274	251	9.05
TOTALES		324,937	198,144	63.99

Millones de Pesos

POSICIÓN 1997	EMPRESA	CRECIMIENTO INGRESOS (%)
1	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	92.16
2	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	83.12
3	PROMIGAS S.A. ESP	75.90
4	GASES DEL LLANO S.A. ESP	67.71
5	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	66.05
6	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	66.00
7	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	33.85
8	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	33.80
9	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	32.89
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	29.94
11	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	29.52
12	GAS NATURAL S.A. ESP	26.88
13	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	9.05
14	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	
15	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	
16	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	
TOTALES		63.99

Nota: La actividad de transporte de gas natural representó el 73.08% de los ingresos operacionales de Promigas S.A. ESP en 1997.

FUENTE: SSPD información suministrada por las ESP.



SSP

SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Cuadro No. 2.5.3.2.
LAS EMPRESAS DE GAS NATURAL POR UTILIDADES Y MARGEN DE UTILIDAD

Millones de Pesos

POSICIÓN 1997	EMPRESA	UTILIDAD META 1997	1996	VAR. (%)
1	PROMIGAS S.A. ESP	35.818	29.104	23.07
2	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	10.146	557	1.721.55
3	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	6.843	6.557	4.36
4	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	4.026	3.059	31.62
5	GAS NATURAL S.A. ESP	3.552	-3.326	208.79
6	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1.650	937	76.10
7	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	1.213	672	80.44
8	GASES DEL LLANO S.A. ESP	1.138	270	321.64
9	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	539	102	428.32
10	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	491	132	271.67
11	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	129	98	31.95
12	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	76	24	168.34
13	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	16	-24	2.58
14	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	-196	-201	
15	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	-231		
16	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	-1.821		
TOTALES		63.588	37.937	67.62

Nota: La actividad de transporte de gas natural representó el 73.63% de los ingresos operacionales de Promigas S.A. ESP en 1997

FUENTE: SSPD Información suministrada por las ESP

POSICIÓN 1997	EMPRESA	UTL. METARG. OP. 1997	1996
1	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	113.10	8.32
2	PROMIGAS S.A. ESP	42.39	60.49
3	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	30.19	22.39
4	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	23.20	8.08
5	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	16.99	4.18
6	GASES DEL LLANO S.A. ESP	14.91	5.93
7	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	11.03	
8	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	9.59	17.55
9	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	8.29	11.53
10	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	7.98	6.03
11	GAS NATURAL S.A. ESP	5.83	-6.93
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	2.67	3.36
13	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	0.89	-2.17
14	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	-23.03	
15	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	-41.06	
16	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	-71.54	
TOTALES		19.56	-80.08

Cuadro No. 2.5.3.3.
Las empresas de gas natural por utilidades operacionales y margen de utilidad operacional

Millones de Pesos

POSICIÓN 1997	EMPRESA	UTILIDAD OPERACIONAL 1997	1996	VAR. (%)
1	PROMIGAS S.A. ESP	40.871	23.094	76.98
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	2.416	1.830	32.00
3	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	5.836	2.832	106.08
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	4.513	3.131	44.16
5	GASES DEL LLANO S.A. ESP	2.880	318	805.74
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	2.325	890	262.02
7	GAS NATURAL S.A. ESP	2.140	2.943	-27.27
8	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	1.303	797	62.02
9	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	816	168	384.04
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	520	55	845.22
11	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	466	23	2010.90
12	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	152	17	265.72
13	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	62	17	265.72
14	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP	-46	53	-171.66
15	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	-167		
16	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	-1.821		
TOTALES		67.634	40.960	65.12

Nota: La actividad de transporte de gas natural representó el 71.00% de los ingresos operacionales de Promigas S.A. ESP en 1997

FUENTE: SSPD Información suministrada por las ESP

POSICIÓN 1997	EMPRESA	UTILIDAD OPERACIONAL 1997	1996
1	PROMIGAS S.A. ESP	48.37	48.00
2	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE S.A. ESP	14.38	16.93
3	GASES DEL LLANO S.A. ESP	3.71	6.98
4	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	33.19	28.55
5	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	29.92	10.30
6	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	22.95	1.41
7	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	22.41	
8	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	21.64	20.15
9	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	16.39	2.25
10	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	12.01	10.47
11	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	9.50	18.55
12	GAS NATURAL S.A. ESP	3.51	
13	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	1.25	0.58
14	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	-16.61	
15	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	-22.51	
16	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. ESP		
TOTALES		20.87	20.67

SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

SSP



Las utilidades operacionales, que reflejan más de cerca la eficiencia de las administraciones, sumaron \$67.634 millones; estuvieron sólo 6% por debajo de las utilidades netas (\$63.588 millones), representaron el 19.6% de los ingresos operacionales y se incrementaron (65%) respecto a 1996. Sin

embargo, se mantuvieron en términos reales y su participación en los ingresos operacionales respecto a 1996 (de 20.7% a 20.9%), implicaron aumentos de la eficiencia: Los costos y gastos de operación aumentaron en la misma proporción que los ingresos (ver Cuadro No. 2.5.3.3.).

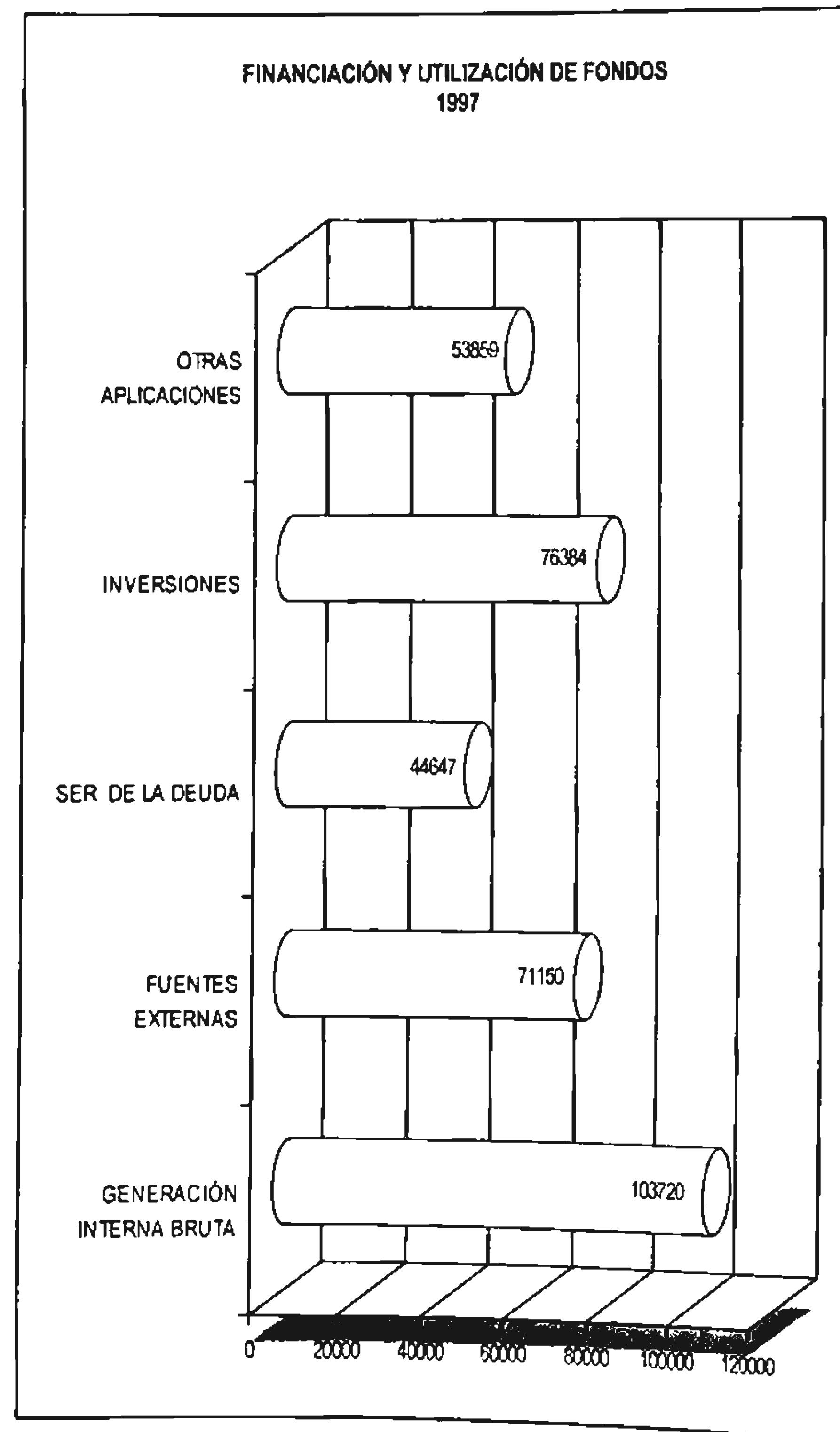
2.5.4. Financiación y Utilización de Fondos

Durante 1997 las empresas del sector financiaron las inversiones, el servicio de la deuda y otras aplicaciones con generación propia de recursos \$103.720 millones (59%) y con fuentes externas \$71.150 millones (41%) para un total de fuentes de \$174.87 millones. Cuatro empresas (Promigas, Gases del Caribe, Gas Natural del Oriente y Alcanos del Huila) aportaron el 81% de las fuentes. Gas Natural del Cesar y Gas Natural del Oriente se financiaron fundamentalmente con fuentes externas, en tanto que Alcanos del Huila, Metrogas de Colombia y Gases del Oriente sus fuentes provienen ciento por ciento (100%) de Generación Interna Bruta (GIB). Los créditos internos y externos y las capitalizaciones constituyen las principales fuentes externas (Cuadro No. 2.5.9).

Dentro de las aplicaciones, el 44% se orientaron al rubro de inversiones, el 31% a otras aplicaciones y el 25% al servicio de la deuda. Promigas y Gas Natural del Oriente fueron las empresas que mayores recursos destinaron al servicio de la deuda, \$14.046 millones y \$14.412 millones, respectivamente.

Promigas y Surtidora de Gas del Caribe realizaron las mayores inversiones (\$43.431 millones), el 57% del total. Se destaca que Metrogas de Colombia que obtuvo el 100% de sus recursos de GIB, solo destinó a inversión el 3.17%. Las inversiones realizadas por Gases de Occidente, se dirigieron fundamentalmente a la construcción y operación de los gasoductos urbanos. Promigas realizó la mayor parte de sus

7. Para su obtención se tiene en cuenta además de los gastos financieros, los ingresos netos no operacionales, los ajustes, la corrección monetaria y la provisión para impuestos.



inversiones en compañías subordinadas, en las cuales posee directa o indirectamente más del 50% del capital social⁸.

El rubro otras aplicaciones representa el 31% (\$53.859 millones) y comprende principalmente la utilización en aumentos en el capital de trabajo. Del total, las empresas que más recursos concentraron en otras aplicaciones fueron Promigas (67%) y Gases del Caribe (17%).

2.5.5. Estructura del Flujo de Caja

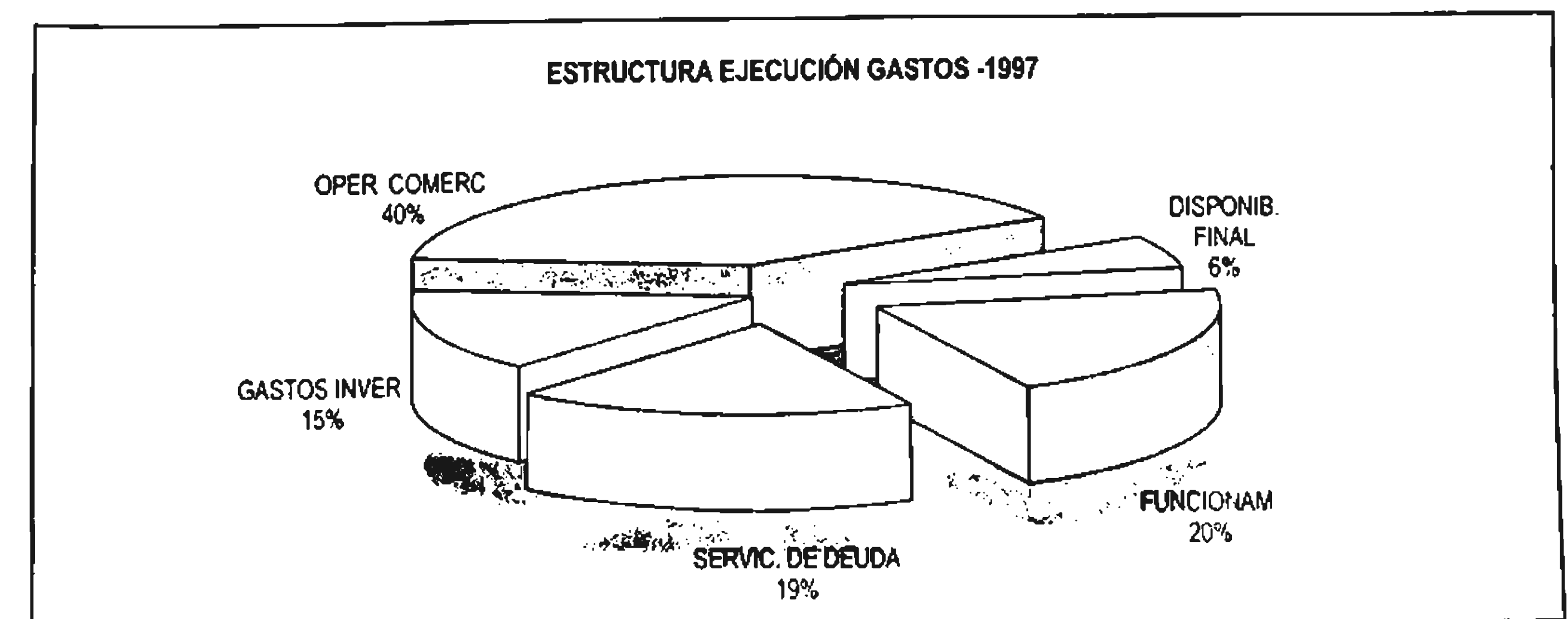
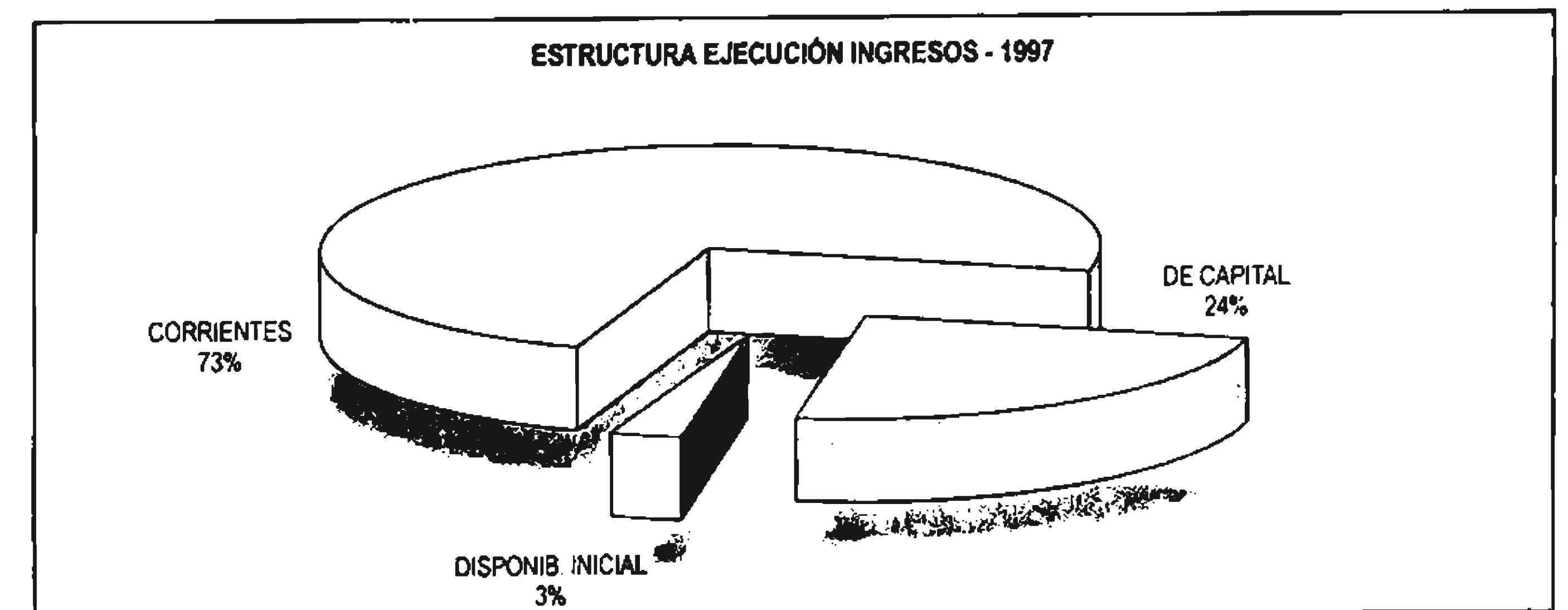
En 1997, las empresas más representativas de gas natural obtuvieron ingresos efectivos por \$231.139 millones, provenientes de ingresos corrientes \$169.535 millones (73%), de capital \$55.499 millones (24%). Se destacan Gases del Caribe y Surtidora de Gas del Caribe, que concentraron el 68% del total de los ingresos corrientes recibidos.

Los ingresos corrientes, constituidos principalmente por los de operación, aportaron el 73% del total de ingresos efectivos. Las empresas que mayores recursos efectivos de caja recibieron fueron Gases del Caribe (43%) y Surtidora de Gas del Caribe (25%).

Los recursos de capital aportaron el 24% de los ingresos efectivos, solo dos empresas (Gas Natural del Oriente y Alcanos del Huila) recibieron \$32.294 millones, el 58% del total de lo registrado por este concepto.

Un factor importante que contribuyó al equilibrio presupuestal de las empresas fue el de los ingresos corrientes, \$169.535 millones, los que representaron el 73% del total de ingresos efectivos.

8. Empresas subordinadas de Promigas: Gases del Caribe, Surtigas, Gases de Occidente, Gases de la Guajira, Transmetano, Terpel del Norte, Terpel de Bucaramanga, Transoriente, Centragas y Centrooriente.





SSP

SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Cuadro No. 2.5.9.
FINANCIACIÓN Y UTILIZACIÓN DE FONDOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

No.	EMPRESA	FUENTES			APLICACIONES					
		GENERACIÓN INTERNA BRUTA		FUENTES EXTERNAS	SERV. DE LA DEUDA		INVERSIONES		OTRAS APLICACIONES	
		\$	%		\$	%	\$	%	\$	%
1	PROMIGAS S.A. ESP	82.814	60.40	32.731	14.046	18.96	31.832	38.44	36.826	44.80
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	24.403	59.69	9.835	7.140	29.26	7.136	29.24	10.127	41.50
3	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	17.548	18.50	14.832	14.412	82.13	3.458	19.71	322	-1.84
4	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	16.907	100.00	0	0	0.00	11.599	68.61	5.308	31.39
5	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	7.311	23.59	3.587	0	0.00	3.335	45.62	3.976	54.38
6	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	7.297	82.57	1.272	4.675	64.06	4.942	67.73	-2.020	-31.79
7	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE ESP	4.364	20.92	3.169	320	7.34	8.798	20.50	-4.754	-108.93
8	GASES DEL LLANO S.A. ESP	3.989	87.96	440	1.661	46.64	833	20.87	1.256	32.49
9	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	3.030	70.01	909	372	12.27	1.742	57.50	916	30.22
10	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	2.198	100.00	0	60	2.73	70	9.17	2.068	94.10
11	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	1.594	100.00	0	353	22.12	1.038	65.10	204	12.77
12	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	1.216	2.40	1.196	411	33.83	906	74.42	-100	-8.25
13	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	999	30.98	482	421	60.20	0	0.00	278	38.90
14	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	597	51.23	268	0	0.00	622	50.54	65	9.46
15	PROMOTORA DE GASES DEL SUR ESP	689	41.94	388	490	73.27	35	5.19	144	21.54
16	GAS NATURAL S.A. ESP	144	22.74	112	87	60.49	39	27.09	18	12.42
	TOTALES	174.870	59.31	31.350	14.602	25.53	76.394	43.68	53.639	30.78

MILLONES DE PESOS

Fuente: SSPD Información suministrada por las ESP

Estos recursos (\$231.139 millones) se destinaron: \$91.751 millones a operación comercial (40%), \$47.254 millones a gastos de funcionamiento (20%), \$44.495 millones al servicio de la deuda (19%) y \$33.773 millones a gastos de inversión (15%), quedando una disponibilidad final de \$13.386 millones (6%).

Gases del Caribe, Surtidora de Gas del Caribe y Gas Natural del Oriente concentraron un poco más de la mitad de los gastos de funcionamiento y el 73% del servicio de la deuda. Gases del Caribe y Surtidora de Gas del Caribe aportaron el 80% de los gastos destinados a operación comercial. (Cuadro No. 2.5.10)

2.5.6. Indicadores

2.5.6.1. Liquidez

Al cierre de 1997, el conjunto de empresas prestadoras del servicio público de gas natural registró un índice de liquidez promedio de 2.2, lo que refleja la capacidad del sector para cumplir con sus obligaciones inferiores a un año. Algunas empresas como Metrogas (9.8) y Alcanos del Huila (7.6%) presentaron un índice alto, el cual está asociado con la etapa de crecimiento y expansión en la que se encuentran, exigente en recursos de capital de trabajo. Las empresas restantes presentaron un índice entre 0.49 y 2.60 a excepción de Progasur con 0.34, el cual confirma la difícil situación financiera de corto plazo por la que atraviesa la empresa. (Cuadro No. 2.5.6.1)

2.6. CONTROL DE GESTIÓN Y RESULTADOS

El modelo interinstitucional que estableció la Ley 142 de 1994 para efectuar el control de gestión y resultados a las empresas de servicios públicos domiciliarios, dejó la función de regulación a cargo de la CREG, la función de planeación a la

SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

SSP



UPME y la de control a la Superintendencia de servicios públicos, a las auditorías externas de gestión y resultados y a las mismas empresas.

Bajo este esquema, la CREG definió los indicadores de gestión y con base en los mismos la UPME acordó con las empresas de servicios públicos la meta de gestión para cada uno de los indicadores para 1997. La SSPD basándose en la información suministrada por las ESP a través del Sistema de Vigilancia y Control de las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios -SIVICO-, realizó la correspondiente evaluación teniendo en cuenta la me-

todología definida por la CREG*. De esta forma se cierra el ciclo: Regulación, planeación y control de la actividad empresarial en los servicios públicos domiciliarios de gas natural.

2.6.1. Evaluación Planes de Gestión y Resultados

De un total de 19 empresas que actualmente operan en el país, la SSPD evaluó 14, que contaban con el Plan de Gestión y Resultados aprobados por la UPME para 1997, tal como se observa a continuación.

Cuadro 2.6.1.
PLANES DE GESTIÓN APROBADOS -1997-
EMPRESAS DE GAS NATURAL

1	ALCANOS DEL HUILA
2	GAS NATURAL DEL ORIENTE
3	GAS NATURAL ESP
4	GASES DE BARRANCABERMEJA
5	GASES DE LA GUAJIRA
6	GASES DEL CARIBE
7	LLANOGAS
8	METROGAS
9	PROMIGAS
10	PROMOTORA DE GASES DEL SUR
11	SURTIGAS
12	TRANSMETANO
13	TRANSORIENTE
14	GASES DEL ORIENTE

Fuente: SSPD

2.6.1.1. Indicadores de gestión

En el cuadro No. 2.6.1 se presentan las metas acordadas por las empresas con la UPME para cada uno de los indicadores, con su respectiva ejecución durante 1997.

INDICADORES DE INGRESOS

Índice de pérdidas

El índice de pérdidas de gas, representa el porcentaje de gas natural que se pierde por causas técnicas o no técnicas, considerando como período básico de medición un año. Para el sector, las pérdidas suelen ser muy bajas porque los sistemas de distribución están regidos por normas estrictas que garantizan un servicio confiable.

9. Resolución CREG 232 de diciembre de 1997. Esta norma contiene las fórmulas y la manera de calcular los indicadores de: Pérdidas, cuentas por cobrar, cuentas por pagar, gastos de funcionamiento, avance presupuestal plan de inversión, suscriptores sin medición, atención solicitudes conexión y continuidad del servicio.

Cuadro No. 2.5.10
ESTRUCTURA DEL FLUJO DE CAJA A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

[illegible]

Fuente: SSPD Información suministrada por las ESP

Cuadro No. 2.5.6.1
INDICADORES DE LIQUIDEZ
A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

No.	EMPRESA	RAZÓN CIRCULANTE (VECES)	FONDO DE MANIOBRA (MILLONES DE \$)	RAZÓN FONDO MAN/ACTIVOS (VECES)	PRUEBA ÁCIDA (VECES)
1	GAS NATURAL S.A. ESP	13.25	15.163	0.07	1.73
2	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	2.86	13.357	0.65	2.76
3	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	7.87	12.898	0.87	7.57
4	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	1.46	9.240	0.32	1.30
5	PROMIGAS S.A. ESP	1.14	4.780	0.12	1.02
6	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	10.26	3.819	0.90	9.78
7	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	2.76	2.044	0.64	1.14
8	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	2.82	916	0.65	2.60
9	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	1.63	815	0.39	1.57
10	GASES DEL LLANO S.A. ESP	1.22	645	0.18	1.00
11	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	1.89	439	0.47	1.75
12	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	0.99	-96	-0.01	0.85
13	GAS NATURAL DEL CESAR ESP	0.77	-92	-0.30	0.58
14	PROMOTORA DE GASES DEL SUR ESP	0.34	-110	-1.31	0.34
15	GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	0.74	-133	-0.35	0.51
16	SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE ESP	0.54	-1.286	-0.84	0.49
	TOTALES	3.16	82.309	0.12	2.19

FUENTE: SERIO INFORMACION NUMEROSAS POR LAS ESP

CUADRO 2.6.1.1
RESUMEN COMPARATIVO DE LOS INDICADORES DE GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR GAS NATURAL
META PROPUESTA DE LOS INDICADORES DE GESTIÓN Y RESULTADOS (EJEC.)
INFORME FINAL 1997

EMPRESA	Índice de Producción		Reserva Estimada		Redes Cuad. por Colaba		Redes Cuad. por pagar		Cambio de Activación		Aven. Falso plan de inv.		Sumari en Medición		Reclamos Faltamiento		Atención Reclamos		Satisfacción de Consumidor		Cantidad del servicio	
	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC	META	EJEC
1 ALCAÑOS DEL HOLA	3.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N.D.	ESP
2 GAS NATURAL	3.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.2%	ESP
3 GAS NATURAL DEL ORIENTE	3.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.2%	ESP
4 GASES DE BARRANQUA	1.7%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
5 GASES DE LA GUAYRA	1.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
6 GASES DEL CARIBE	1.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N.D.	ESP
7 GASES DEL ORIENTE	1.0%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
8 LLANOGAS	1.0%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N.D.	ESP
9 METOGAS	1.0%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
10 PROGASUR	0.2%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
11 PROMAGAS	0.2%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
12 SURTIDAS	3.3%	10.8%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0%	ESP
13 TRANSMISTANO	N/A	N/A	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N.D.	ESP
14 TRANSORIENTE	100%	N/A	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N.D.	ESP
PROMEDIO	ESP	ESP	0.5%	ESP	5	ESP	12	ESP	5	ESP	23.3%	ESP	38.3%	ESP	0.10%	ESP	27.1%	ESP	55%	55%	23.3%	ESP

Fax: +961 3 807 1000

ST. HELENS COUNTY, OREGON

Las indicaciones se adaptan con facilidad a cursos en los que la empresa utiliza indicadores de desempeño. Con objeto de la evaluación se tomó el más representativo.

N.A. No. 2000-01-0000

NO ES POSIBLE CALCULAR POR CADA DE INFORMACION DE LA ESO

Este indicador aplica para 13 empresas, de las cuales 10 superaron la meta pactada con la UPME como resultado de la implantación de tecnologías de punta que permiten incrementar la seguridad y que se traducen, finalmente, en mayores beneficios para las empresas.

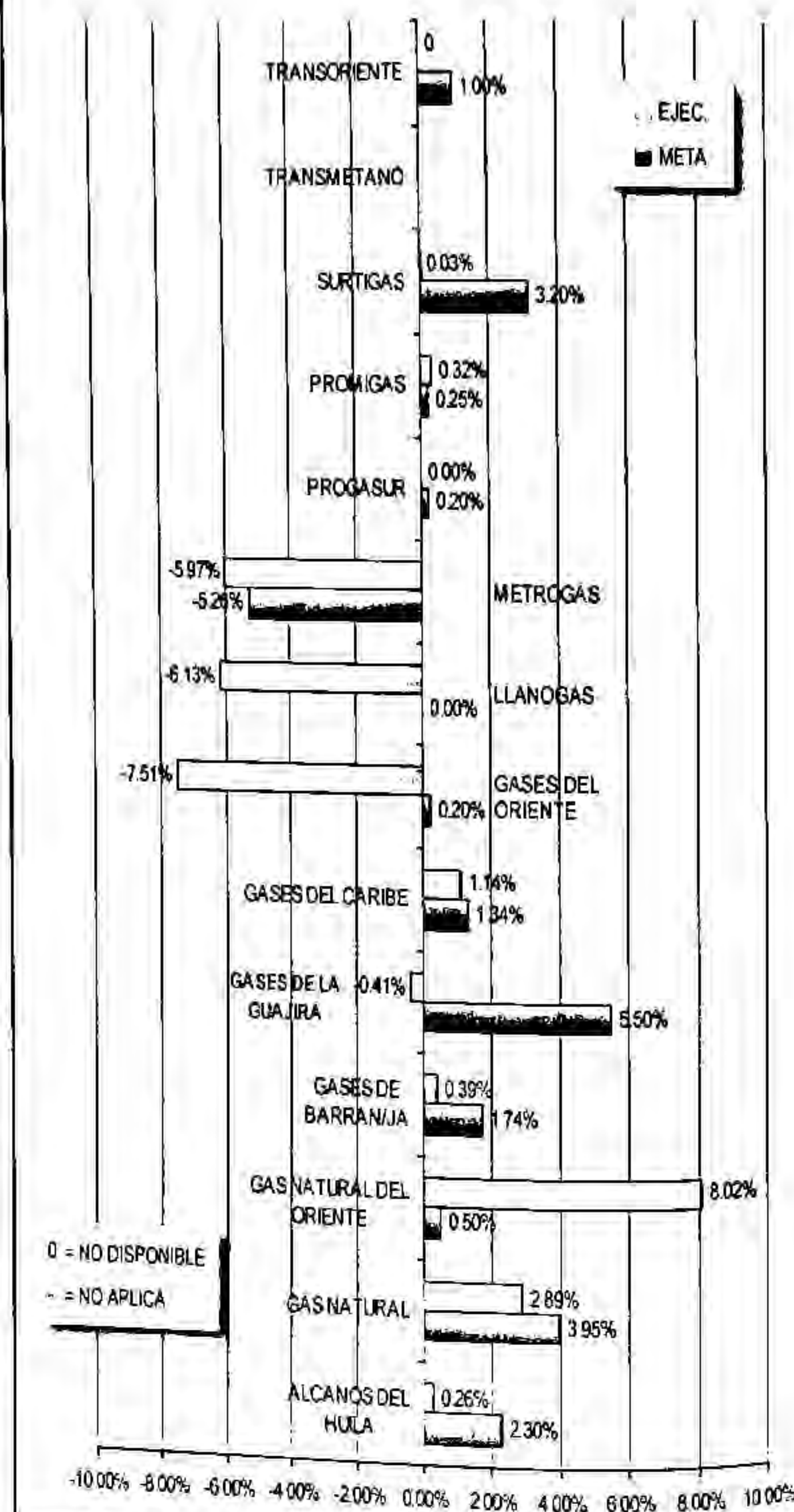
El promedio para el sector es de -0.58%, (ver gráfico 2.6.1.1.1); este índice negativo señala que en promedio las empresas obtienen una ganancia como resultado de la forma especial de llevar a cabo el proceso de medición, donde se entrega la custodia de este combustible al distribuidor.

En el cuadro 2.6.1 se observa que las pérdidas de gas más altas las presenta Gas Natural del Oriente (8.02%), sin embargo, más que a fallas en la gestión, este resultado está asociado a que dicha empresa presentó una reclamación relacionada con los altos volúmenes de gas que le estaban siendo facturados desde diciembre de 1996 y cuyas posibles causas fueron:

- Pérdidas físicas de gas detectadas en el balance horario efectuado el 30 de diciembre de 1997, correspondientes al 6.79%.
- Causas no determinadas con exactitud, probablemente originadas en la inexactitud propia de los instrumentos, inestabilidad de los elementos secundarios, procedimientos de cálculos del factor de supercompresibilidad y falta de bisel de la platina de medidor, correspondiente al 3.21%.

Es de anotar que en razón de lo anterior y teniendo en cuenta que el factor de incertidumbre en relación con las causas no determinadas con exactitud es alto, se llegó a un acuerdo con Ecopetrol, donde se concluye que esta última entidad reconoce el 8.1% de los volúmenes facturados desde diciembre de 1996.

GRÁFICO 2.6.1.1.1.
ÍNDICE DE PÉRDIDAS



Recaudo y Recuperación de Cartera

El índice promedio de recaudo fue de 94.2%. Por encima de este promedio están Transoriente (113.5%), Promigas (103.2%), Gases del Caribe (101.6%), Progasur (100%), Gases del Oriente (98.3%), Llanogas (96.7%), Metrogas (96.3%) y Gas Natural del Oriente (95.1%).

No cumplieron con la meta pactada Alcanos del Huila, Gas Natural, Gas Natural del Oriente, Gases de Barrancabermeja. Sin embargo, su gestión se considera satisfactoria dentro del sector, y su buen nivel de recaudo está asociado con bajos niveles de rotación de cartera. En efecto, para la mayoría de las empresas este índice oscila entre 0 y 17 días, lo cual es altamente favorable para mantener un adecuado nivel de liquidez. (ver cuadro 2.6.1.1.2).

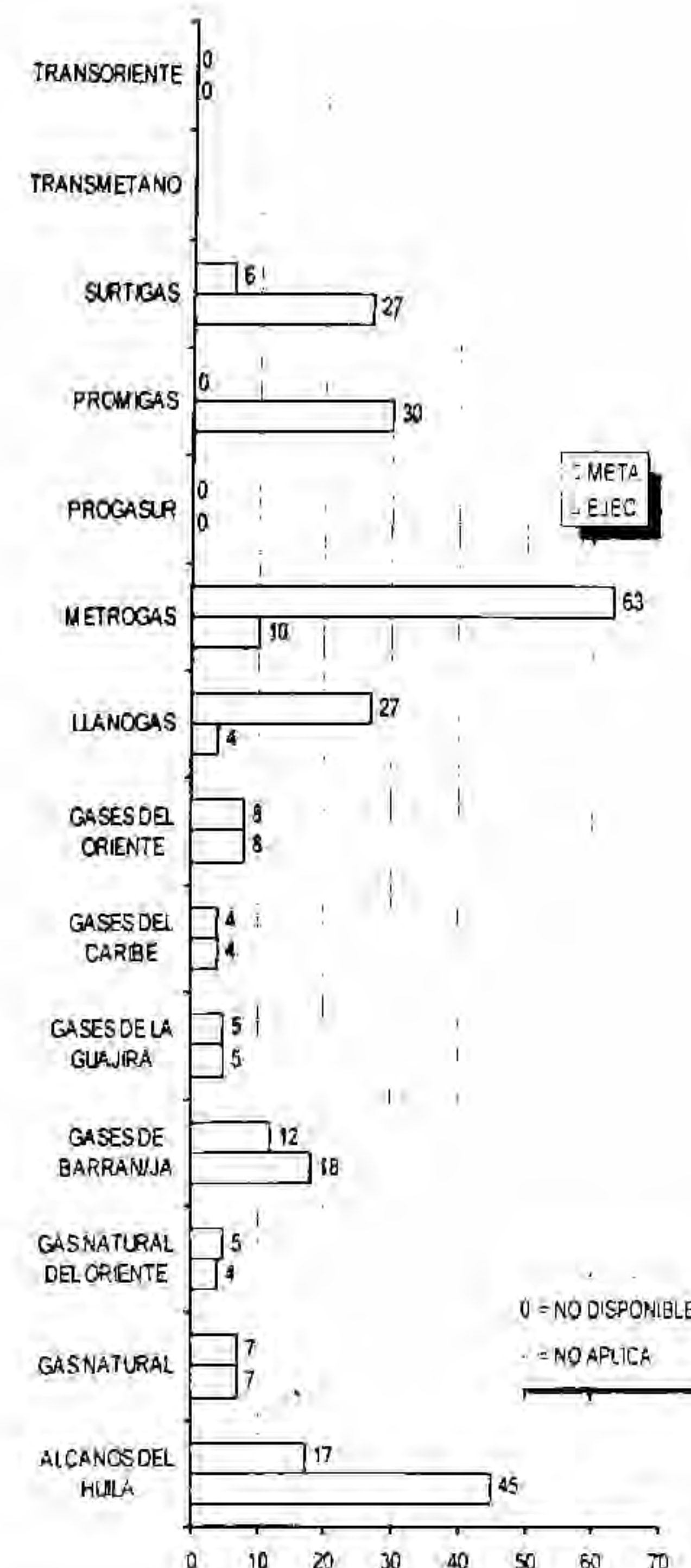
Dos empresas se salen de los parámetros citados anteriormente, Llanogas y Metrogas que presentan niveles aceptables de recaudo del 96.72% y 96.29%, pero con una rotación de cartera de 27 y 63 días respectivamente (ver gráfico 2.6.1.1.2).

De otra parte, Surtigas, Llanogas, Gases del Caribe y Gases de la Guajira presentan niveles de recaudo superiores al 100% debido, principalmente, a la incorporación de grandes y medianos usuarios tanto industriales como residenciales.

Para el caso de Surtigas vale la pena destacar la incorporación de cinco grandes usuarios industriales con consumos de 302.968.863 m³, que representarán recaudos para el año de \$17.313 millones.

A Gases del Caribe se incorporaron 12 grandes usuarios con consumos de 469.787.154 m³ que generaron ingresos por \$24.503,6 millones durante 1997.

GRÁFICO 2.6.1.1.2.
ROTACIÓN CUENTAS POR COBRAR





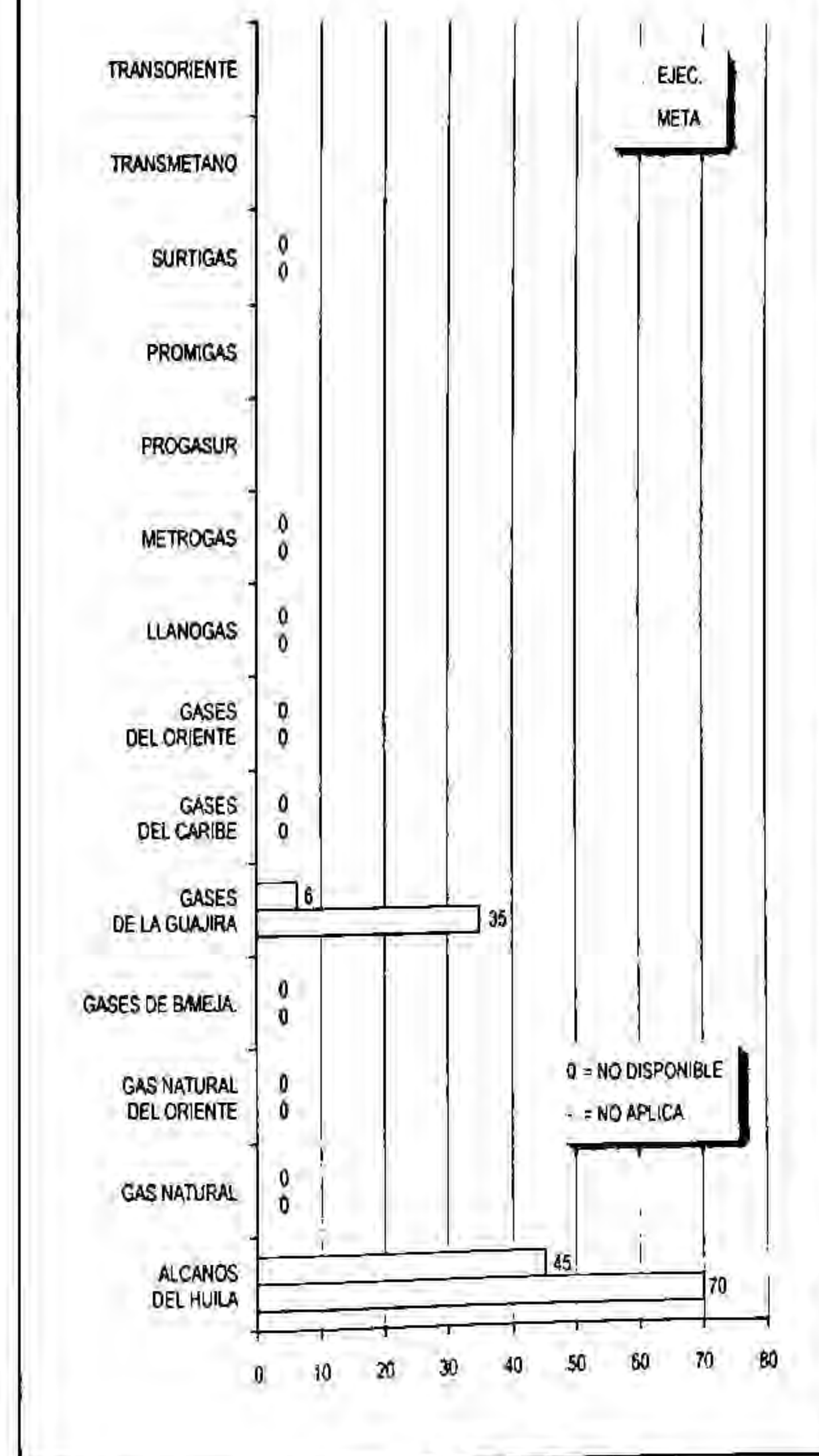
CUADRO 2.6.1.1.2
COMPARATIVO RECAUDO 1996-1997

No.	EMPRESA	RECAUDO - 96	FACTURACIÓN - 96	%	RECAUDO - 97	FACTURACIÓN - 97	%	CRECIMIENTO DEL RECAUDO
1	Alcanos del Huila ESP	3.770.220.000	4.063.986.510	93.00%	4.951.834.740	6.145.688.429	80.57%	31%
2	Gas Natural del Oriente S.A. ESP Gasoriente	13.311.497.000	13.449.400.000	98.97%	17.233.457.001	18.128.890.825	95.06%	29%
3	Gas Natural S.A. ESP	30.381.813.846	34.989.841.917	87.08%	44.606.802.940	53.970.405.037	82.65%	47%
4	Gases de Barrancabermeja ESP	2.159.018.202	2.982.586.890	72.08%	2.503.658.170	3.308.091.640	71.41%	16%
5	Gases del Guajira S.A. GASGUAJIRA	1.752.312.496	1.796.305.036	97.55%	3.628.636.439	3.855.581.973	94.11%	107%
6	Gases del Caribe S.A. - GAS CARIBE	31.005.432.000	31.459.588.000	98.56%	67.285.002.000	68.233.442.000	101.56%	117%
7	Gases del Oriente S.A. ESP	1.575.476.613	1.606.972.468	98.04%	1.797.643.477	1.828.669.736	98.29%	14%
8	Llanogás S.A. ESP	2.050.650.000	2.274.242.223	90.17%	4.936.887.755	5.104.814.500	96.72%	141%
9	Metrogas de Colombia S.A. ESP	2.433.146.360	2.501.020.869	97.29%	3.504.051.437	3.639.163.263	96.29%	44%
10	PROGASUR, ESP	204.952.346	204.952.346	100.00%	260.758.329	260.758.329	100.00%	27%
11	Promigas S.A. ESP	41.257.103.611	45.515.493.515	90.64%	61.179.997.000	59.310.670.000	103.15%	48%
12	SURTIGAS S.A.	14.263.053.659	14.881.462.751	95.84%	41.804.553.805	45.929.580.123	91.30%	184%
13	TRANSMETANO S.A.	972.997.782	1.033.204.779	94.17%	1.978.212.791	1.742.238.097	113.54%	103%
14	TRANSORIENTE ESP.	145.137.672.915	156.629.057.394.00	92.66%	255.801.546.894.00	269.655.960.752.00	94.86%	76%
	TOTALES							

Fuente: Información Siva

! = INFORMACIÓN INCOMPLETA
N.A. NO APLICA

GRÁFICO 2.6.1.1.3.
ROTACIÓN CUENTAS POR PAGAR



Transoriente presenta un nivel de recaudo de 113,54% debido al aumento en su capacidad de transporte, como resultado de la entrada en funcionamiento de la línea Loop Payoa - Bucaramanga.

Promigas mejoró su recaudo al pasar de \$41.000 millones en 1996 a \$61.000 millones en 1997, como resultado de una mejor gestión gracias al desarrollo de procesos de facturación más eficientes, control administrativo y operativo, y facilidades para el pago de las facturas.

El índice de recaudo del sector también mejoró con respecto a la vigencia anterior, al pasar de 92.66% en 1996 a 94.86% en 1997 (ver cuadro 2.6.1.1.2). Así mismo, el promedio de recuperación de cartera disminuyó al pasar de 16 a 12 días (ver cuadro 2.6.1.1).

INDICADORES DE EGRESOS

Los indicadores de egresos corresponden a: Rotación de cuentas por pagar servicio, relación gastos de funcionamiento sobre ingresos de explotación, avance físico del plan de inversión y avance presupuestal del plan de inversión.

Rotación de Cuentas por Pagar

El índice de rotación de cuentas por pagar servicio representa los días que tarda la empresa en pagar las cuentas vencidas por compras de gas.

De las empresas analizadas únicamente dos presentan indicadores diferentes a cero, Alcanos del Huila con 45 días y Gases de la Guajira con 6 días. Para el caso de Alcanos del Huila, al igual que el año anterior, persisten los problemas de liquidez dado que la mayoría de sus usuarios son residenciales y no ha logrado ampliar su mercado a otros sectores. Por su parte, Gases de la Guajira ha demostrado mejor gestión en el cumplimiento de sus deudas, al pasar de una rotación de

cuentas por pagar de 36 días en 1996 a 6 días en 1997 (ver gráfico 2.6.1.1.3.).

Para el sector en general, se observa un cumplimiento satisfactorio de las obligaciones de las empresas.

Relación Gastos de Funcionamiento

El índice de gastos de funcionamiento, representa el porcentaje de los egresos de funcionamiento en pesos corrientes respecto de los ingresos operacionales durante el último año.

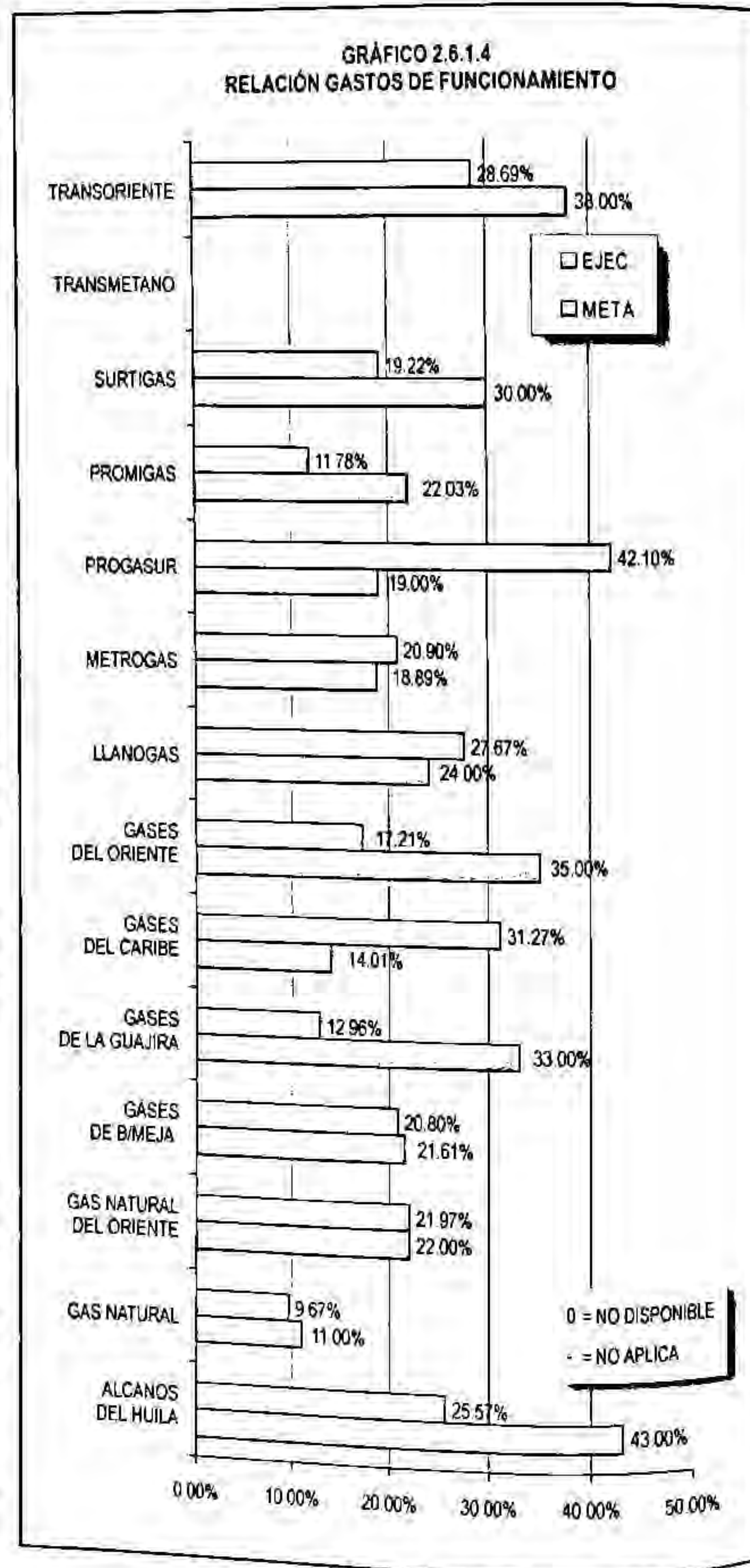
El indicador para todo el sector disminuyó al pasar de 19.6% en 1996 a 18.6% en 1997, como resultado del incremento en los ingresos operacionales y de los esfuerzos realizados por empresas como Alcanos del Huila que pasó de un índice de 74.3% en 1996 a 25.6%, Gases de la Guajira que pasó de 33.2% en 1996 a 12.9% en 1997, Gases del Oriente que pasó de 38.2% en 1996 a 17.2% en 1997, Surtigas que pasó de 32.5% en 1996 a 19.2% en 1997 y Transoriente que pasó de 31.4% en 1996 a 28.7% en 1997. (gráfico 2.6.1.1.4)

Progasur presenta un incremento en este indicador al pasar de 23.6% en 1996 a 42.1% en 1997, debido a problemas financieros y estructurales que impidieron la capitalización prevista para 1997.

Avance físico plan de inversión

En lo atinente a la desviación de la ejecución física de las obras de inversión con relación a las programadas, es necesario aclarar que en su cálculo se han presentado inconvenientes debido a la ausencia de un estándar para determinar los resultados de ejecución, con el agravante de que varias de las empresas no suministraron la información completa.

Teniendo en cuenta lo anotado y de acuerdo con los resultados obtenidos, se debe mencionar que ninguna empresa cumplió



CUADRO: 2.6.1.1.3.
COMPARATIVO GASTOS FUNCIONAMIENTO 1996-1997

EMPRESA	GASTOS FUNCIONAMIENTO '96	INGRESOS OPERACIONALES '96	INDICADOR 1996	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO '97	INGRESOS OPERACIONALES '97	INDICADOR 1997
Alcanos del Huila, ESP	4.516.925.289	6.076.904.842	74.33%	2.094.246.632	8.188.768.242	25.57%
Gas Natural del Oriente S.A. ESP Gasomente	3.158.697.000	14.453.857.847	21.86%	4.275.404.410	19.456.913.603	21.97%
Gas Natural ESP	4.085.902.993	42.190.912.794	9.69%	5.887.615.897	60.905.563.858	9.67%
Gases de Barrancabermeja ESP	SD	2.257.995.000	33.16%	659.645.358	3.171.840.792	20.80%
Gases de la Guajira S.A. GASGUAJIRA	884.715.422	2.667.712.744	33.16%	578.333.695	4.462.888.614	12.96%
Gases del Caribe S.A. - GAS CARIBE	9.167.397.000	37.361.939.000	24.53%	20.981.613.913	67.094.401.183	31.27%
Gases del Oriente S.A. ESP	579.475.348	1.516.055.824	38.22%	342.137.586	1.987.726.667	17.21%
Llanogás S.A. ESP	1.097.830.685	4.299.932.296	25.53%	1.998.021.533	7.221.333.959	27.67%
Metrogas de Colombia S.A. ESP	554.931.968	2.790.896.635	19.88%	788.951.696	3.775.270.564	20.90%
Promigas S.A. ESP	48.420.763	204.952.346	23.63%	109.784.160	260.758.329	42.10%
PROGASUR ESP	4.686.221.574	44.687.722.588	10.44%	9.427.592.000	80.038.000.000	11.78%
Surtigas S.A.	7.955.619.159	24.486.487.641	32.49%	8.826.206.055	45.929.580.123	19.22%
TRANSMETANO S.A. ESP	324.027.920	1.033.204.779	31.36%	499.791.856	1.742.238.097	28.69%
TRANSORIENTE ESP	38.040.465.111	104.027.614.339	36.56%	57.669.344.021	275.304.294.037	20.95%
TOTALES	38.040.465.111	104.027.614.339	36.56%	57.669.344.021	275.304.294.037	20.95%

CUADRO: 2.6.1.1.4.
INVERSIONES Y SUSCRIPTORES 1996-1997

EMPRESA	INVERSIONES 1996	INVERSIONES 1997	SUSCRIPTORES SIN MED 96	SUSCRIPTORES SIN MED 97	SUSCRIPTORES TOTALES 96	SUSCRIPTORES TOTALES 97	TASA DE CRECIMIENTO
Alcanos del Huila ESP	302,711,955	1,490,000,000	29	6	62,200	66,386	6.73
Gas Natural del Oriente S.A. ESP. Gasoriente	803,799,000	1,129,946,406	0	0	126,273	131,353	4.02
Gas Natural ESP	28,089,012,941	55,354,542,693	0	0	315,214	425,386	34.95
Gases de Barrancabermeja ESP	190,673,097	1,544,181,723	0	0	33,233	34,753	4.57
Gases del al Guajira S.A. GASGUAJIRA	474,983,696	1,071,658,304	0	2	19,675	24,790	26.00
Gases del Caribe S.A. - GAS CARIBE	5,549,844,000	3,805,394,997	22	0	253,800	300,575	18.43
Gases del Oriente S.A. ESP	15,143,692	333,618,143	0	0	6,143	7,790	26.81
Llanogás S.A. ESP	345,000,000	1,194,853,433	0	0	48,796	55,530	13.80
Metrogas de Colombia S.A. ESP	251,886,347	406,677,627	0	0	36,465	38,434	5.40
PROGASUR, ESP	686,980,000	463,587,825	NA	NA	NA	NA	NA
Promigas S.A. ESP	5,887,286,508	13,841,379	NA	NA	NA	NA	NA
SURTIGAS S.A.	2,544,983,814	4,944,198,190	0	0	217,462	238,598	9.72
TRANSMETANO S.A. ESP*	5,906,386,000	101,002,771,652	NA	NA	NA	NA	NA
TRANSORIENTE ESP	51,048,691,050	3,834,700,000	NA	NA	NA	NA	NA
TOTALES	51,048,691,050	176,589,972,372	51	8	1,118,261	1,323,595	19.28

con la meta pactada. Las mayores desviaciones las tuvieron Metrogas con el 87.48%, Llanogás¹⁰ con 76.33% y Progasur¹¹ con 64.83%. (Ver cuadro 2.6.1)

Avance presupuestal plan de inversión

Las empresas del sector realizaron erogaciones por concepto de inversión destinadas a expandir o mantener su infraestructura por valor de \$176.589 millones, cifra que comparada con la del año anterior se incrementó en un 245.9%. Es de resaltar que el 88.54% de las inversiones realizadas durante 1997 fueron efectuadas por Transmetano¹² (\$101.002.7 millones) y Gas Natural¹³ (\$55.354.5 millones). (Ver cuadro 2.6.1.4).

El 86% de las 14 empresas evaluadas, no cumplieron con la meta establecida para este indicador. Sin embargo, el promedio de ejecución para el sector es del 75.21%, superior al de las empresas del sector eléctrico que ejecutaron en promedio el 67%. Las empresas que superaron la meta fueron Gas Natural y Gases de Barrancabermeja¹⁴. Dentro de las empresas con un porcentaje de ejecución inferior al 50% están Progasur (35.4%), Gases del Caribe (43.8%) y Gases del Oriente (49.7%). (Ver gráfico. 2.6.1.1.5).

INDICADORES DE USUARIOS

Lo conforman los siguientes indicadores: Relación suscriptores sin medición, reclamos facturación, atención reclamos ser-

10. Los programas de expansión no se ejecutaron porque la administración local cedió la operación a otra empresa.

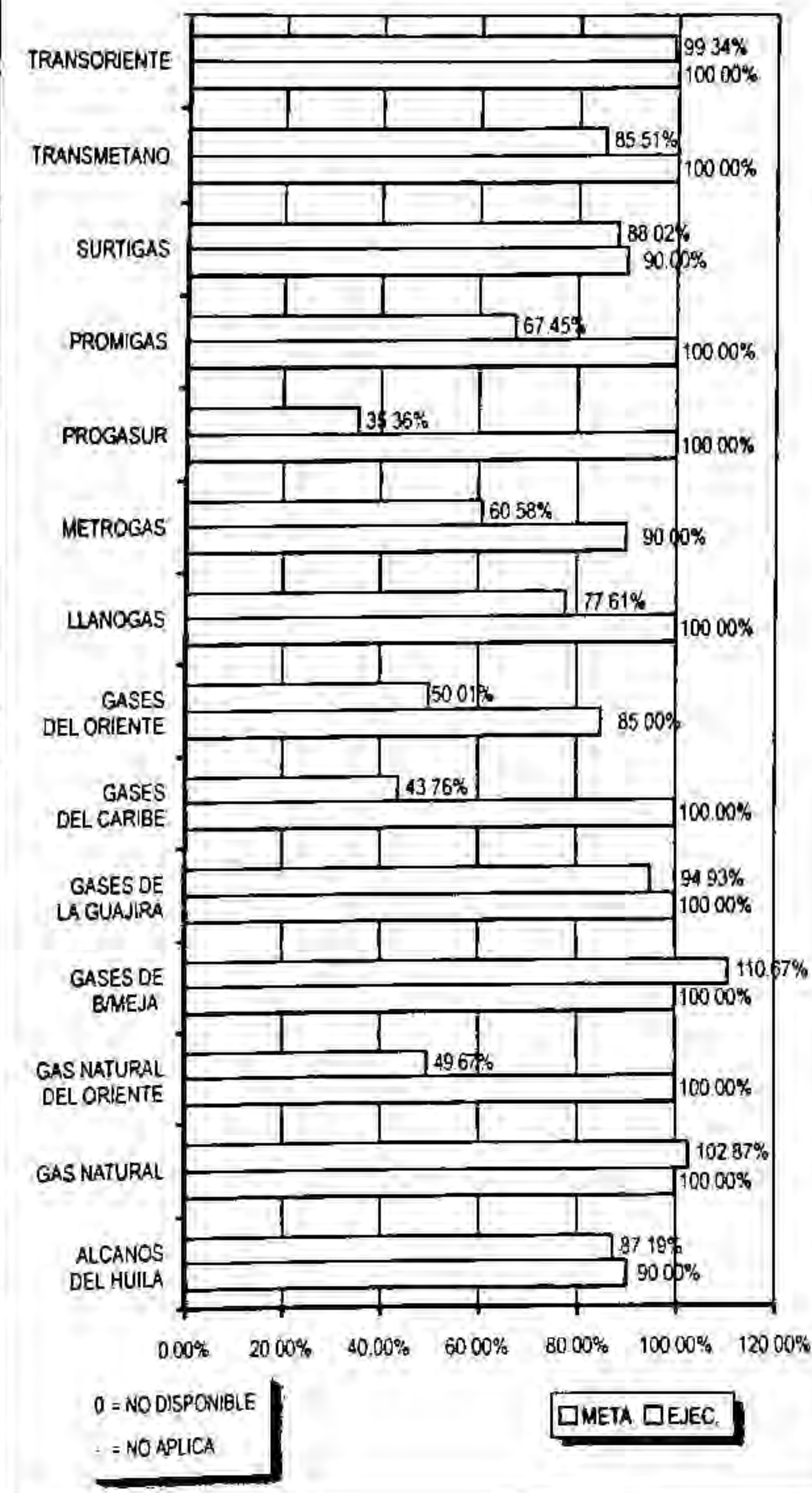
11. La empresa aduce problemas de liquidez debido a la crisis del sector agropecuario y a la situación económica del país.

12. La ESP destinó más de \$100.000 millones para iniciar la construcción del gasoducto Sebastopol - Medellín.

13. Dentro del programa de expansión de la empresa se contempló llevar el servicio a 100.000 usuarios nuevos y construir 1.7 millones de metros de redes en polietileno y acero.

14. En la actualidad esta ESP no opera ya que fue absorbida por Gasoriente.

Gráfico 2.6.1.1.5
AVANCE PRESUPUESTAL DE INVERSIÓN





vicio, atención solicitudes conexión y continuidad servicio. (Ver cuadro 2.6.1).

Estos indicadores miden la gestión de las empresas comercializadoras y se clasifican en:

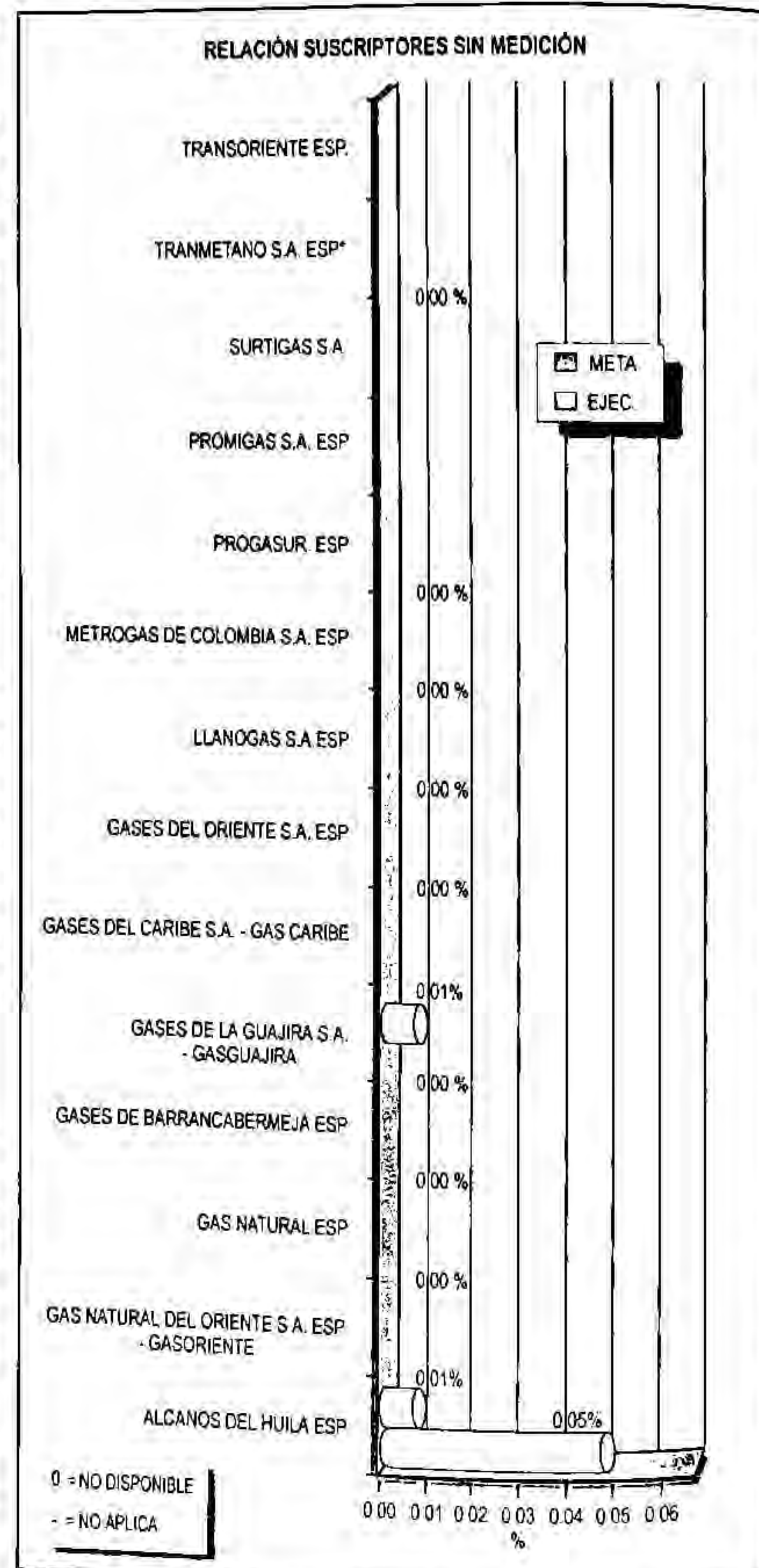
1. Los que cuantifican el número de suscriptores a los que se les factura sin medición.
2. Aquellos que miden los tiempos de respuesta de las ESP a las necesidades del servicio de los usuarios como los de: Atención a los reclamos de facturación y conexión de nuevos usuarios.
3. Aquellos que miden la calidad del servicio mediante la verificación de las interrupciones o fallas del servicio.

De los anteriores, solo el indicador suscriptores sin medición muestra de alguna forma el comportamiento real de la gestión de las empresas y se pueden verificar. Los demás están muy lejos de mostrar resultados reales a las acciones emprendidas por las empresas. Para el cálculo de estos indicadores las empresas recurren a técnicas de muestreo o de inferencia estadística, sin implementar sistemas adecuados que garanticen la confiabilidad de esta información.

Suscriptores sin medición

Las empresas del sector, dando cumplimiento a la política de instalar medidores a todos los suscriptores conectados a la red, obtuvieron buenos resultados en la ejecución de este índice; en efecto, de los 1.323.595 suscriptores a los que se les prestó el servicio durante 1997, solamente 8 no tenían contador. En 1996 había 1.119.261 suscriptores de los cuales 51 estaban sin medida.

Vale destacar el apreciable aumento de los suscriptores del sector, que creció a una tasa del 18.26%, entre 1996 y 1997 (Cuadro 2.6.1.1.4).



Las empresas que aun tienen algunos usuarios sin medida son Alcanos del Huila y Gases de la Guajira, con la salvedad que la primera superó la meta y la segunda no. (Ver gráfico 2.6.1.1.6).

Reclamos facturación

En cuanto a los reclamos de facturación y la atención de los mismos, tal como se dijo anteriormente las estadísticas no son confiables dado que las ESP no tienen procesos de facturación adecuados que permitan depurar los listados de usuarios que presentan variaciones significativas en los consumos.

Atención solicitudes de conexión

Como se explico anteriormente la información suministrada por las ESP no pueden ser confrontadas, por esta razón se presenta a continuación una descripción de cómo la empresa Gas Natural¹⁵, realiza este proceso dentro de su sistema comercial.

PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN NUEVOS USUARIOS

Este proceso comienza cuando se determinan las zonas que se van a gasificar el año siguiente, atendiendo los planes de expansión de la empresa.

La elección de las zonas se realiza teniendo en cuenta su proximidad a redes existentes y la viabilidad técnica y legal de los barrios, dando prioridad a aquellos que lo han solicitado a través de su junta de acción comunal. Al mismo tiempo se procura que se extienda el servicio en todas las zonas de la ciudad de una manera equitativa.

15. Información suministrada por la Dirección de Relaciones Externas y la Dirección Comercial de la empresa Gas Natural S.A. ESP

16. Durante 1997 el servicio solo se vio interrumpido al desbordarse una quebrada y destruir el ducto en el cual Gas Natural transporta el combustible a los barrios del sur de Bogotá

17. Puerta de ciudad donde se baja la presión del gas, se mide, se filtra y se odora, para luego ser distribuido

18. Una falla en la distribución es una liberación no controlada de gas o variación en la presión o el caudal que se originan dentro del sistema de distribución



Una vez definidas estas zonas se procede a realizar el levantamiento cartográfico de los barrios donde se va a introducir el gas y se solicitan los permisos pertinentes para realizar las obras de canalización. Mientras tanto, se comienzan los trabajos comerciales, realizando contactos directos con las juntas de acción comunal -J.A.C.-. Para ponerles al corriente del comienzo de la actividad comercial, darles la previsión de inicio de suministro y aclararles todas las dudas que pueden tener. En estos contactos se le propone a la J.A.C. las firmas instaladoras -F.I.- que pueden realizar la comercialización y posterior ejecución de las instalaciones de gas.

Los vecinos interesados contratan directamente con la F.I. seleccionada la realización de las instalaciones internas. Gas Natural asigna un contratista para que les hagan la acometida y el centro de medición.

Una vez realizada la acción comercial la F.I. informa a Gas Natural cuantos contratos ha obtenido y las direcciones de los mismos. Con estos datos y una vez obtenidos los permisos necesarios, Gas Natural envía un contratista para realizar las obras de canalización necesarias para llevar el suministro a aquellas personas que lo han contratado.

Tratamiento de solicitudes de suministro

Además de las acciones comerciales que promueve Gas Natural, también se atienden todas las solicitudes recibidas directamente del interesado ya sean en persona, a través del teléfono o por escrito.

En este caso primero se comprueba si el domicilio del solicitante tiene servicio de gas natural en el barrio, en caso afirmativo se pasa el aviso a una F.I. que esté trabajando en esa zona para que le haga una visita y le explique los requisitos necesarios para disponer de gas natural y los costes económicos. Gas Natural hace un seguimiento de la evolución de la gestión de la F.I.

Con los centros del Gas Natural quiere tener un mayor acercamiento tanto a los clientes en servicio como aquellos clientes potenciales de la zona.

El centro de gas se concibe como un lugar donde los clientes pueden realizar cualquier tipo de gestión administrativa, donde se resuelven dudas o inquietudes que tengan tanto los clientes del servicio como los potenciales, e incluso donde puedan ver y comprobar cualquier tipo de gasodomestico.

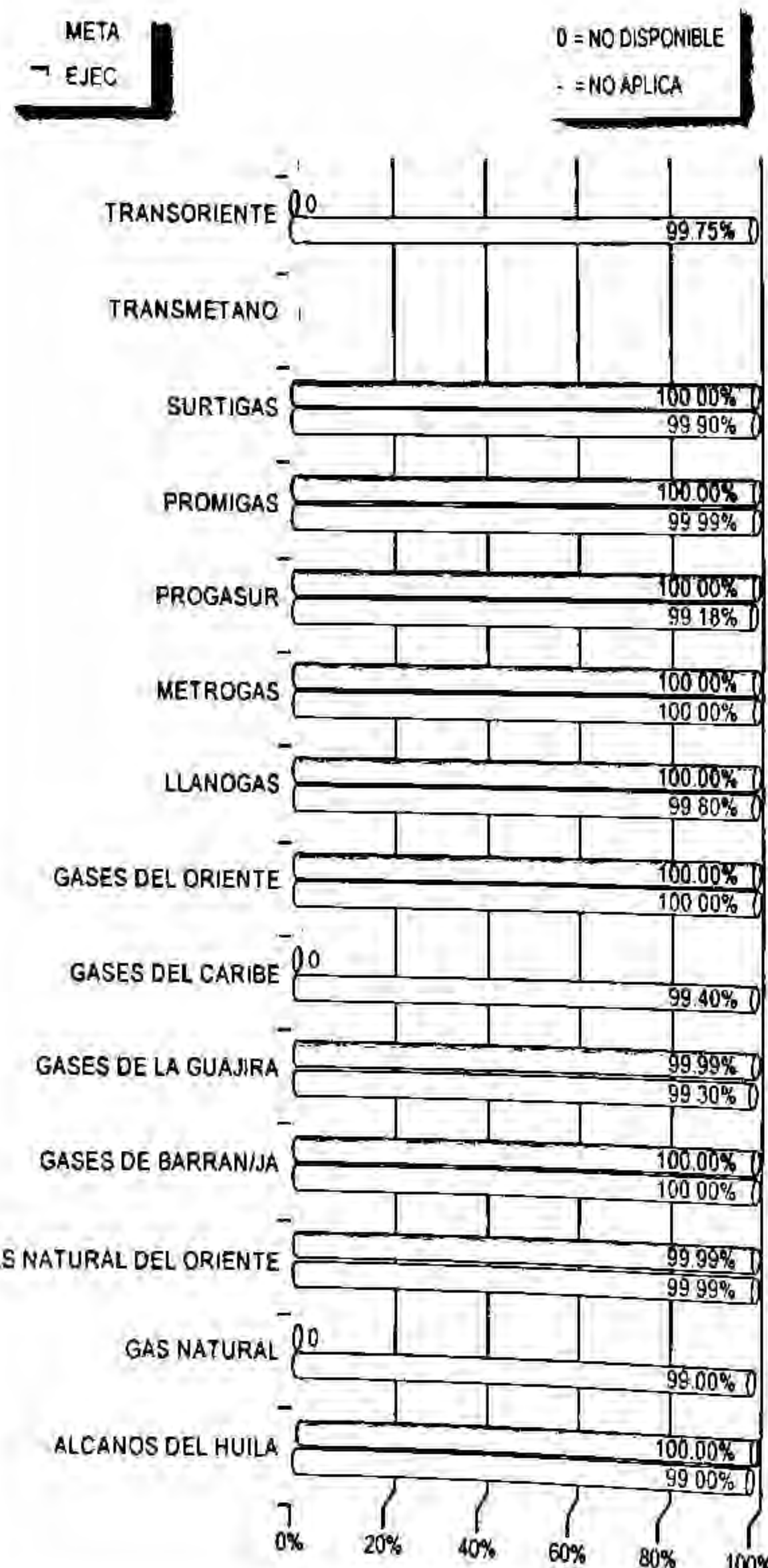
Continuidad del servicio

En general las empresas del sector cumplieron o superaron las metas propuestas, alcanzando un promedio del 99.9%¹⁶ de continuidad como resultado de la disponibilidad del gas en los City Gate¹⁷, del mantenimiento preventivo y continuo de las redes de distribución y de los sistemas de control utilizados en cada estación, que permiten identificar posibles fugas en una red¹⁸. (ver gráfico 2.6.1.1.8).

2.6.1.2. Costo de gestión -CG.

El costo de gestión constituye el incumplimiento o retraso que presenta una unidad con respecto a las metas de desempeño concertadas entre las ESP y la UPME, y genera en todos los casos un costo positivo o negativo que debe valorarse con una tasa o tarifa pertinente a cada indicador.

GRÁFICO 2.6.1.1.8
CONTINUIDAD DEL SERVICIO



El CG califica en todos los casos, la gestión integral y no la rentabilidad de las empresas del sector, por esta razón el ejercicio constituye una estimación del comportamiento global de las empresas y no recoge, de ninguna manera, los factores exógenos que afectaron el resultado final de los indicadores.

El cálculo del costo total de gestión se realiza con base en las fórmulas que para tal fin definió la CREG y que se pueden observar en el anexo 1.

Para su análisis y cálculo es necesario tener en cuenta que si la meta alcanzada o logro de ejecución del indicador para 1997 se encuentra por debajo de la meta programada, el valor del CG será negativo, en caso contrario será positivo. Para comparar las metas alcanzadas contra las metas UPME, es necesario establecer si el óptimo del indicador es 100% o 0% en caso de los indicadores porcentuales o valores numéricos altos o mínimos para los indicadores de rotación y usuarios. Caso concreto lo constituyen los indicadores de avance presupuestal y de avance físico. Mientras lo óptimo del primero es que se llegue al 100% de la ejecución, para el segundo lo ideal es llegar a un valor de 0.

Para cada empresa evaluada, la SSPD calcula un Costo Total de Gestión -CTG-, correspondiente a la sumatoria de los CG parciales obtenidos para cada indicador, de acuerdo con la Resolución CREG No. 232 de 1997.

- Se considera que las empresas que obtuvieron un CTG positivo, cumplieron adecuadamente con las exigencias establecidas en su plan de gestión.
- Las empresas que tuvieron un CTG negativo, no cumplieron en general con

19. Para 1997 la UPME acordó sólo una meta para la mayoría de las empresas del sector.

los compromisos acordados en el plan de gestión. Cuando el CTG es negativo, la CREG requiere el cálculo del RCGT, que corresponde al cociente del CTG sobre los ingresos operacionales de una empresa.

A continuación se presentan los resultados obtenidos, después de aplicar la metodología de evaluación de la Comisión a las empresas del sector. Se anota que éstos deben considerarse como un ejercicio meramente académico.

CUADRO: 2.6.1.2.
SECTOR GAS NATURAL

EMPRESA	CTG	REPROBARON	CTG	RCTG
Surtidora de Gas del Caribe S.A. - SURTIGAS S.A.	2,994,787,530	Gases del Caribe S.A. - GAS CARIBE Gas Natural del Oriente S.A. ESP. Gasoriente Promotora de Gases del Sur ESP. PROGASUR, ESP Metrogas de Colombia S.A. ESP Llanogás S.A. ESP Transmetano S.A. ESP	-3,564,239,464	5.31%
Promigas S.A. ESP	1,541,873,173		-1,778,739,743	9.14%
Gas Natural ESP	886,191,007		-216,028,273	82.85%
Alcanos del Huila ESP	583,199,277		-172,097,947	4.56%
Gases del al Guajira S.A. GASGUAJIRA	421,320,813		-30,045,100	0.42%
Gases del Oriente S.A. ESP	170,181,579		SD	
Gases de Barrancabermeja ESP	106,273,700			
Sociedad Transportadora de Gas del Oriente - TRANSORIENTE ESP	32,993,332			

CTG = COSTO TOTAL DE GESTIÓN EN PESOS, DE ACUERDO CON LA RESOLUCIÓN CREG 232 DE 1997.

El resultado del cálculo del costo total de la gestión durante 1997 para el sector, en general muestra que las empresas cumplieron las metas acordadas con la UPME, como se puede apreciar en los resultados del CTG (ver cuadro No. 2.6.1.2). En efecto, de las 14 empresas de gas natural evaluadas, ocho (8) aprobaron el plan.

Estos resultados están asociados a los logros en los indicadores: Recaudos, gastos de funcionamiento y reclamos facturación.

Dentro de las empresas que presentaron un CGT negativo vale mencionar a Progasur, que presentó el más alto RCTG (82.85%), explicado principalmente por la poca inversión realizada durante 1997, por los altos gastos de funcionamiento y los bajos niveles de recaudo. Según la empresa, durante 1997 se propuso aumentar la participación accionaria de los socios, pero la precaria situación económica de la región impidió la capitalización propuesta. El CTG resultante fue de (\$-216.028.273).

Los más altos valores negativos los obtuvo Gas Caribe y Gasoriente, con \$-3.564.2 millones y \$-1.778.7 millones, respectivamente. Gasoriente había proyectado realizar inversiones en construcción y ampliación de gasoductos, pero la falta de estratificación impidió el inicio de las inversiones programadas para 1997.

En Gasoriente el CGT negativo está asociado a la postergación de inversiones en activos productivos.

Obtuvieron un CTG positivo Surtigas, Promigas y Gas Natural. En general contribuyó a esto: El adecuado manejo de sus gastos de funcionamiento y de cartera.

CUADRO 2.6.2.

AUDITORES EXTERNOS DE GESTIÓN EMPRESAS DE GAS NATURAL

NOMBRE DE LA EMPRESA	AUDITORÍA EXTERNA
GAS NATURAL ESP	PULECIO CORTES ASOCIADOS
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	AUGE LTDA
ALCANOS DEL HUILA ESP	CAMPO ELIAS PERDOMO
PROMOTORA DE GASES DEL SUR S. A. ESP	CAMPO ELIAS PERDOMO
GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	AUGE LTDA
PROMIGAS S.A. ESP	AUGE LTDA
LLANOGAS S.A. ESP	FAST ASOCIADOS
GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	ROJAS SERRANO DIAZ LTDA
GAS NATURAL DEL ORIENTE ESP	ROJAS SERRANO DIAZ LTDA
SOCIEDAD TRANSPORTADORA DE GAS DEL ORIENTE ESP	ROJAS SERRANO DIAZ LTDA
GASES DE BARRANCABERMEJA ESP	GÓMEZ ECHEVERRY CONTADORES
METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	ROJAS SERRANO DIAZ LTDA
GASES DEL CARIBE S.A. ESP	AUGE LTDA
CUSIANAGAS S.A. ESP	FAST ASOCIADOS

Fuente: SSPD

2.6.2. Auditorías Externas de Gestión y Resultados

La Auditoría Externa de Gestión y Resultados fue establecida en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios como un mecanismo externo que sirva y represente los intereses de los usuarios, de los socios y de la empresa en forma armónica. Es por esto que dentro del proceso de Control de Gestión, -regulación, planeación y control-, se da una gran participación a las auditorías externas en el proceso de control, toda vez que constituyen una herramienta de apoyo para la SSPD.

La utilización del mecanismo de las Auditorías Externas de Gestión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, debe permitir a esta última contacto inmediato con la AEG, sin tener que acudir en forma directa y dispersa a la propia empresa y así generar los siguientes efectos:

1. Descongestión de las gerencias de las empresas, pues los requerimientos de la SSPD se pueden canalizar a través de la AEG.
2. Prevalencia del antepenúltimo inciso del artículo 79 de la LSP. La SSPD no está obligada a efectuar visitas ni

a requerir información salvo que exista motivo especial que lo amerite, que es la esencia del modelo de control de gestión y resultados propio de la Superintendencia.

3. Naturaleza legal de las AEG. Se trata de un funcionario indirecto de la SSPD in situ en cada una de las empresas, retroalimentando la visión del control de gestión y resultados al interior de la Superintendencia.

Sin embargo, se ha encontrado que en el desarrollo del ejercicio, algunas empresas de gas no han identificado el valor agregado que pueden obtener de los Auditores Externos de Gestión y Resultados, lo que denota que no se está dando cumplimiento a los requerimientos establecidos en las circulares externas de la SSPD Nos. 005 de 1995, 011 de 1996 y 005 de 1997, en cuanto a la idoneidad profesional y calidad de las personas contratadas para realizar dicha función. Las firmas de auditoría deben contar con un equipo de alto desempeño, flexible, polifuncional y con alta experiencia y conocimiento en gestión empresarial, buscando siempre la efectividad en cada uno de los procesos productivos dentro de las empresas de servicios públicos.

Se observa en cambio, que su función en la mayoría de los casos se ha limitado a

diligenciar unos formatos y al cálculo de los indicadores definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el objeto de presentar "un informe" de requisito anual a la Superintendencia, sin hacer una real evaluación integral de la empresa, olvidándose del cumplimiento de sus objetivos generales cuales son:

- Disponer de instrumentos de control de Gestión y de Resultados en las empresas de servicios públicos domiciliarios privadas.
- Promover el autocontrol y colaborar en el fortalecimiento institucional.

Y de su objetivo específico:

- La prestación eficiente del servicio a menores costos y tarifas, mayor cobertura y calidad.

De igual forma se observa que el rol de las Auditorías Externas de Gestión y Resultados tampoco se está cumpliendo en la medida en que no se ha ejercido:

- El desarrollo del control de gestión y resultados equivalente al que se ejercería al interior de una empresa que cuente con un sistema de control adecuado.
- Darle valor agregado a la función de control, retroalimentando oportunamente a la empresa.

- Servir de apoyo y factor multiplicador al proceso de control y resultados de la Superintendencia.

Durante 1997 se dieron al interior de algunas empresas de gas situaciones anómalas y cuyos auditores externos de gestión y resultados no informaron a las empresas, a sus socios, a los usuarios, ni a la Superintendencia.

Algunas empresas de gas por su parte, han visto a los auditores externos de gestión y resultados como una figura de rigor, a la que se le debe contratar por que así lo ordena la Ley, y no como a una herramienta de apoyo gerencial; no en vano la gestión de resultados de cinco empresas durante 1997 arrojó resultados negativos.

Vale la pena recordar que los auditores externos de gestión cumplen funciones públicas, bien como personas jurídicas o naturales. Por cuanto tienen origen en la Ley 142 de 1994, realizan el control de gestión y resultados sobre las ESP, cuyo objetivo, por la misma prestación de los servicios, es igualmente de carácter público, en cuanto son actividades reguladas y controladas por el Estado.

Colateralmente, las AEG responden por una actividad pública ante la empresa, y con relación a ésta, ejercen funciones de idéntico carácter derivadas del objeto empresarial, independientemente de que la empresa constituya una persona pública o privada.

Las atribuciones de las AEG tienen un tratamiento legal y estatutario, o contractual, que por sus funciones, dirigidas al objeto empresarial en la prestación de un servicio público, les otorga el carácter de actividad pública. De acuerdo con la responsabilidad por el ejercicio de sus facultades frente a la empresa o al mismo Estado, los hechos, actos o actuaciones que

realice, cumplen una función pública, y por este aspecto resultan aplicables las normas de derecho público, y las que derivan de organismos especiales de control como la Superintendencia de Servicios Públicos, a particulares que presten en la forma transitoria o permanente una función de carácter público.

Las atribuciones de las AEG tienen un tratamiento legal y estatutario, o contractual, que por sus funciones, dirigidas al objeto empresarial en la prestación de un servicio público, les otorga el carácter de actividad pública

2.6.2.1. Requerimientos especiales a las AEG ante la SSPD

- La responsabilidad de las AEG frente a la Superintendencia se deriva de las obligaciones legales y de las que se indiquen en el contrato con las ESP, según los artículos 51 y 52 de la Ley 142.
- En consecuencia, en el cumplimiento de su actividad, de las funciones de la Ley 142 de 1994 y las que se señalen en el respectivo contrato, deben responder por la debida y cabal ejecución de los compromisos legales y contractuales ante el gerente de la empresa, de forma tal que su actividad refleje el estado fidedigno y veraz del ente auditado.
- El gerente de la empresa, a su vez, tiene la obligación de asegurar el cumplimiento del contrato ante la

empresa, y colateralmente, ante la Superintendencia, a efectos de las atribuciones que la Ley 142 le confía a estas Auditorías.

- Las AEG deben atender los requerimientos especiales de la Superintendencia en materia del establecimiento que ésta haga de los sistemas de información y contabilidad aplicados por las ESP, con sujeción a los principios de contabilidad general, como se deduce del artículo 79.3 de la Ley 142 de 1994.
- Así mismo, deben responder por la solicitud de documentos, inclusive contables. En este aspecto, la Superintendencia ejerce atribuciones en la inspección, práctica de pruebas y en la realización de visitas a las ESP y a las auditorías externas, con arreglo al artículo 79.7 de la Ley.
- La responsabilidad por la información que deben rendir las Auditorías Externas de Gestión y de Resultados, en cualquier momento y no sólo con el reporte anual, obedece a un criterio ex ante y de oportunidad ante las situaciones que pongan en peligro la viabilidad financiera de la empresa y las apreciaciones de evaluación de la misma, con arreglo al artículo 51 de la Ley.

2.6.2.2. Régimen sancionatorio de las AEG

La omisión o las faltas que cometan los auditores externos frente a los deberes, obligaciones y responsabilidades de la Ley 142, y particularmente respecto a los informes sobre la viabilidad financiera de la empresa y los que se refieran a la evaluación de la misma, en ausencia de disposiciones del régimen de los servicios públicos deben tenerse en cuenta las siguientes competencias normativas, por remisión a normas específicas, de la siguiente forma:

- La Ley 190 de 1995 (estatuto Anticorrupción) señala las conductas,

que se describen textualmente en el acápite siguiente, en cuanto son aplicables a los servidores públicos y a los particulares (personas naturales o jurídicas) que ejerzan función pública, con la cual se comprometen los auditores externos.

- Las que se pacten en el contrato que se celebre con la empresa, a efectos de deducir responsabilidad contractual, o de la aplicación de cláusulas penales, de garantía y de terminación de contrato, con efectos sancionatorios al incumplimiento del contrato.
- Por las Leyes y reglamentaciones inherentes al ejercicio de su actividad profesional, y las que impongan sanciones por faltas a su desempeño, o contra la ética profesional, que pueden derivar en conductas penales.
- Por el desarrollo legislativo del artículo 123, inciso 3 de la Constitución Política, sobre el régimen aplicable a los particulares que desempeñen funciones públicas, o las que resulten aplicables en procedimientos particulares o especiales.
- Las normas penales, disciplinarias o fiscales, según el caso, y por la competencia que asuman los jueces penales, el Ministerio Público o las Contralorías.

2.6.2.3. Responsabilidades derivadas de la Ley 190 de 1995, Estatuto- Anticorrupción- modificadorio del código penal.

Los auditores externos, como personas naturales o jurídicas privadas especializadas que cumplen funciones públicas ante las empresas de servicios públicos, privadas, mixtas u oficiales, de acuerdo con lo establecido en los artículos 51, 52 y 53 de la Ley 142 de 1994, son responsables, de acuerdo al ítem 1

del punto anterior, por las previsiones normativas seguidamente citadas:

ARTÍCULO 18. Modifícase el artículo 63 del Código Penal, así:

Artículo 63. Servidores Públicos. Para todos los efectos de la Ley penal, son servidores públicos los miembros de las Corporaciones Públicas, los empleados y trabajadores del Estado y de sus entidades descentralizadas territorialmente y por servicios.

Para los mismo efectos se consideran servidores públicos, los miembros de la Fuerza Pública, los particulares que ejerzan funciones públicas en forma permanente o transitoria.

ARTÍCULO 27. El Código Penal tendrá un artículo con el número 148A, del siguiente tenor:

Artículo 148A. Utilización indebida de información privilegiada. El servidor público o el particular que como empleado o directivo o miembro de una junta u órgano de administración de cualquier entidad pública o privada que haga uso indebido de información que haya conocido por razón o con ocasión de sus funciones, con el fin de obtener provecho para sí o para un tercero, sea éste persona natural o jurídica, incurrirá en prisión de dos (2) a seis (6) años e interdicción de funciones por el mismo término de la pena principal.

ARTÍCULO 28. El artículo 149 del Código Penal quedará así: *Prevaricato por acción. El servidor público que profiera Resolución o dictamen manifiestamente contrario a la Ley, incurrirá en prisión de tres (3) a ocho (8) años, multa de cincuenta (50) a cien (100) salarios mínimos legales mensuales vigentes e interdicción de derechos y funciones públicas hasta por el mismo tiempo de la pena impuesta.*

ARTÍCULO 30. El artículo 151 del Código Penal quedará así:

Artículo 151. Prevaricato por asesoramiento ilegal. El servidor público que asesore, aconseje o patrocine de manera ilícita a persona que gestione cualquier asunto público de su competencia, incurrirá en prisión de

tres (3) a seis (6) años, multa de cincuenta (50) a cien (100) salarios mínimos legales mensuales vigentes e interdicción de derechos y funciones públicas por el mismo término de la pena principal.

Artículo 58. Todo ciudadano tiene derecho a estar informado periódicamente acerca de las actividades que desarrollen las entidades públicas y las privadas que cumplan funciones públicas o administren recursos del Estado.

2.6.2.4. Responsabilidades de la empresa o de sus administradores frente a las facultades de los Auditores Externos de Gestión y de Resultados, y las competencias de la Superintendencia.

Colateralmente y en relación con el punto anterior, será deber de las ESP y de sus administradores sujetarse al control de gestión y de resultados, ejercido por las auditorías externas.

Frente a las competencias de la Superintendencia, la empresa asume las responsabilidades para atender los informes que rindan los auditores externos en cuanto a la viabilidad financiera y a la evaluación sobre la empresa.

En consecuencia, la Superintendencia podrá requerir a la empresa para que rinda la información necesaria al auditor externo, y colateralmente, la empresa deberá atender los dictámenes del auditor externo. La omisión a este deber, por aplicación de los artículos 79.7 y 81 de la Ley 142 de 1994, conlleva el ejercicio de las facultades de inspección, vigilancia, control y sanción de la Superintendencia.

A través de la obtención de información que la Superintendencia requiera de la

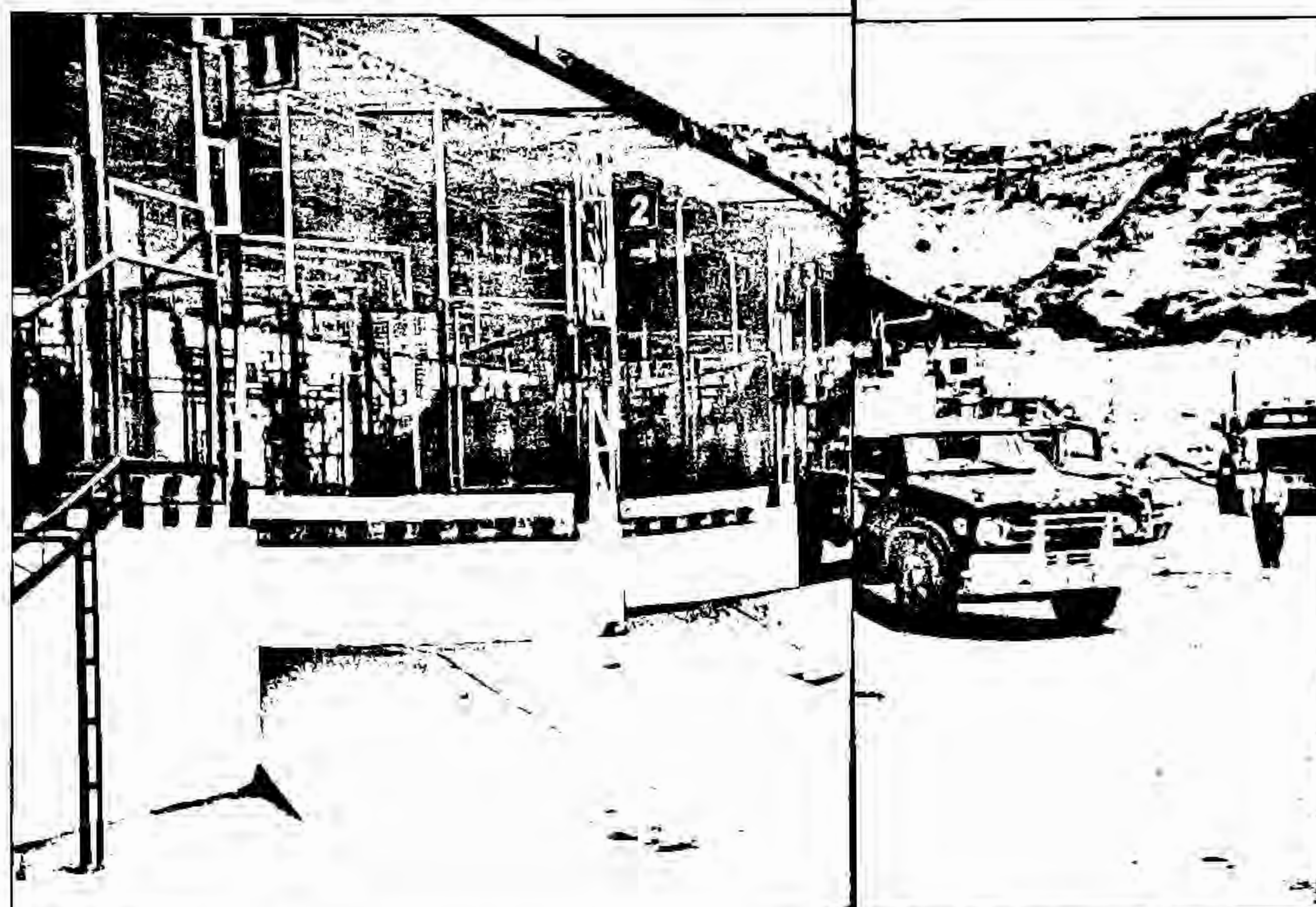
empresa o de la misma auditoría externa, la Superintendencia, previa la verificación del dictamen de ésta última, podrá determinar las competencias normativas y sancionatorias, con arreglo a los artículos 79 y 81.

Con fundamento en el sistema de información de las empresas establecido por la Superintendencia, aplicables a las auditorías externas, y sobre la base de los mismos, las empresas deberán atender las evaluaciones adelantadas por los auditores externos, debidamente publicadas y difundidas, en concordancia con el artículo 53; su incumplimiento por aplicación de los artículos 79.3 y 81, conllevará facultades de vigilancia, inspección, control y sanción por parte de la Superintendencia.

De otra parte, las facultades legales de las auditorías, constituyen de acuerdo con los criterios señalados anteriormente, un instrumento auxiliar de verificación o comprobación al control de la Superintendencia sobre las empresas prestadoras de los servicios públicos.

En consecuencia, las empresas de servicios públicos de gas tienen la obligación de:

- Suministrar informes e información veraz, oportuna y completa a las auditorías externas de gestión.
- Facilitar las labores de la auditoría externa, brindándole todo el apoyo necesario para el cumplimiento de su contrato.
- Cumplir con las recomendaciones dadas por la auditoría externa o corregir las situaciones, las deficiencias e inconsistencias encontradas por ella.
- Colateralmente, la Superintendencia podrá verificar, comprobar o confrontar los informes de las auditorías externas, a efectos de ejercer sus competencias normativas y sancionatorias sobre las empresas, y vigilar que éstas asuman responsa-



bilidades ante las auditorías externas, que se constituyen en organismos complementarios de esta entidad de control estatal.

El incumplimiento de las obligaciones de la empresa y de los administradores de la misma en la verificación de la información que rindan las auditorías externas a la Superintendencia, en cuanto constituyen instrumentos de complementación a inspección, control y vigilancia de la Superintendencia, dará así mismo, lugar a la aplicación de sanciones, de acuerdo con el artículo 81 de la Ley 142 de 1994.

Finalmente, vale la pena mencionar que durante 1997 el sector de gas natural contaba con 14 firmas de auditoría externa de gestión y resultados, (ver cua-

dro) de las cuales se destacaron Rojas Serrano Días Ltda, Campo Elias Serrano y Pulecio Cortes Asociados por haber dado cumplimiento a los requisitos establecidos en las circulares externas de la SSPD N°s 005 de 1995, 011 de 1996 y 005 de 1997. Sus informes se caracterizan por realizar un diagnóstico integral de cada una de las empresas que auditan, permitiendo realizar con claridad la evaluación de la gestión respectiva.

2.7. REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS EN EL SECTOR DE GAS NATURAL

El Constituyente de 1991 y el Legislador de 1994 determinaron que los subsidios que se otorguen a los usuarios con menor capacidad económica fueran financiados por:

- La Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas, los cuales pueden conceder subsidios en sus respectivos presupuestos (artículo 368 C.P.).
- Los usuarios de los estratos residenciales 5 y 6, y los comerciales e industriales hasta el 20% del costo de prestación del servicio (Ley 142 de 1994).

Cuadro No. 2.7.
REDISTRIBUCIÓN DEL INGRESO POR USUARIO DE LOS ESTRATOS 1, 2 Y 3
Año 1997

No.	EMPRESA	No. USUARIOS ESTRATOS 1,2,3	CONTRIBUCIONES 1997 (Millones de \$)	REDISTR.INGH/ USUARIO (\$)
1	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	4,250	65	15,392
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	227,243	3,258	14,335
3	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	202,687	2,600	12,814
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	87,749	1,077	12,271
5	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	10,623	124	11,669
6	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	51,743	252	4,862
7	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	30,110	96	3,267
8	GAS NATURAL S.A. ESP	391,030	916	2,343
9	GASES DEL LLANO S.A. ESP	47,608	84	1,770
10	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	28,986	48	1,655
11	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	4,601	5	989
12	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	1,951	1	507
	TOTALES	1,068,781	8,528	81,874

FUENTE: SIVICO SSPD. Información suministrada por las ESP.

En 1997, la suma total destinada a cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos en el sector de gas natural estuvo alrededor de \$8,528 millones, siendo cercano al 13% de las utilidades netas del sector (\$65.6 mil millones).

Dichos recursos corresponden a las contribuciones facturadas a los usuarios re-

sidenciales de estratos altos y no residenciales en 1997, según la información suministrada por las empresas y cálculos efectuados por la SSPD. El 81% corresponden a Gases del Caribe, Surtidora de Gas del Caribe y Gas Natural del Oriente y el 19% a las empresas ubicadas en el resto del territorio nacional, como se puede observar en el cuadro No. 2.7.

A partir de la información suministrada por las empresas y de cálculos propios, se ha buscado determinar la forma como se redistribuyeron estos ingresos en el sector. Para el efecto se utilizaron dos procedimientos:

- Participación de las contribuciones y de la tarifa efectivamente cobrada a los

usuarios en el ingreso medio obtenido por una empresa distribuidora por la venta de un (1) m³ en el rango de consumo de subsistencia.

- Determinación del ingreso promedio obtenido por cada uno de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 atendido, a partir de los valores provenientes de las contribuciones de los usuarios de estratos 5 y 6 y no residenciales.

El análisis se realizó con fundamento en los consumos de subsistencia. Adicionalmente, se asumió que las contribuciones fueron aplicadas en su totalidad por la respectiva empresa.

2.7.1. Ingreso Promedio Obtenido por una Empresa Distribuidora por la Venta de un (1) m³ en el Rango del Consumo de Subsistencia (Cuadro 2.7.1.):

El ingreso promedio obtenido por las distribuidoras por la venta de un (1) m³ en el rango de consumo de subsistencia sería:

Concepto	\$/m ³	Participación (%)
1. Mayores Distribuidoras (Gas Natural, Gases del Caribe, Surtigas, Gas Nat. Oriente). Tarifa media cobrada al usuario Contribuciones estratos 5 y 6 y no residenciales	199.22 60.18	76.8 23.2
TOTALES	259.4	100.0
2. Otras distribuidoras Tarifa media cobrada al usuario Contribuciones estratos 5 y 6 y no residenciales	204.99 41.83	83.05 16.95
TOTALES	246.82	100.0

Fuente: SIVICO SSPD. Incluye cálculos propios.

El cuadro anterior permite concluir que, evidentemente, los usuarios de menores ingresos del servicio de gas natural en todo el país recibieron un subsidio significativo por los m³ demandados dentro del rango de consumo de subsistencia en 1997, así: Los usuarios de las mayores empresas pagaron en promedio \$199.2/m³ (el 76.8%) y se les subsidió \$60.18/m³ (el 23.2%); los atendidos por las restantes distribuidoras cancelaron \$204.99/m³ (el 83%) y se les subsidió \$41.8/kWh (el 17%). Estas cifras permiten observar que los usuarios de menores ingresos de las grandes empresas reciben un subsidio mayor que los de esta misma categoría en el resto del país por cada m³ que consumen dentro del rango de subsistencia.

Adicionalmente, se observan diferencias importantes entre lo recibido por las distintas empresas por cada m³ vendido dentro del rango de consumo de subsistencia, que en promedio se ubica en \$240/m³.

2.7.2. Ingreso Promedio Obtenido por Cada Uno de los Usuarios de los Estratos 1, 2 y 3 Atendido, A Partir de los Valores Provenientes de las Contribuciones de los Usuarios Estrato 5 y 6 y no Residenciales, por su Consumo Durante 1997 (Cuadro 2.7.):

Una segunda aproximación a la cuantificación de los resultados de la política de redistribución de los ingresos en el sector de gas natural, se hizo a partir del número de usuarios de los estratos 1, 2 y 3 atendidos por las distribuidoras, se obtuvieron los siguientes resultados:

Lo anterior confirma las conclusiones obtenidas en el acápite anterior, a saber: 1) Los montos significativos que ha alcanzado la política de redistribución de ingresos en el sector de gas natural, 2) El mayor subsidio recibido por los usuarios de menor capacidad económica de las grandes empresas distribuidoras frente a los residentes en otras zonas del país. 3) La dispersión existente en las cifras de redistribución del ingreso entre las empresas distribuidoras.

Finalmente, cabe anotar que los usuarios de bajos recursos del servicio de Gas Natural solo se benefician de los subsidios a partir del año de 1997.

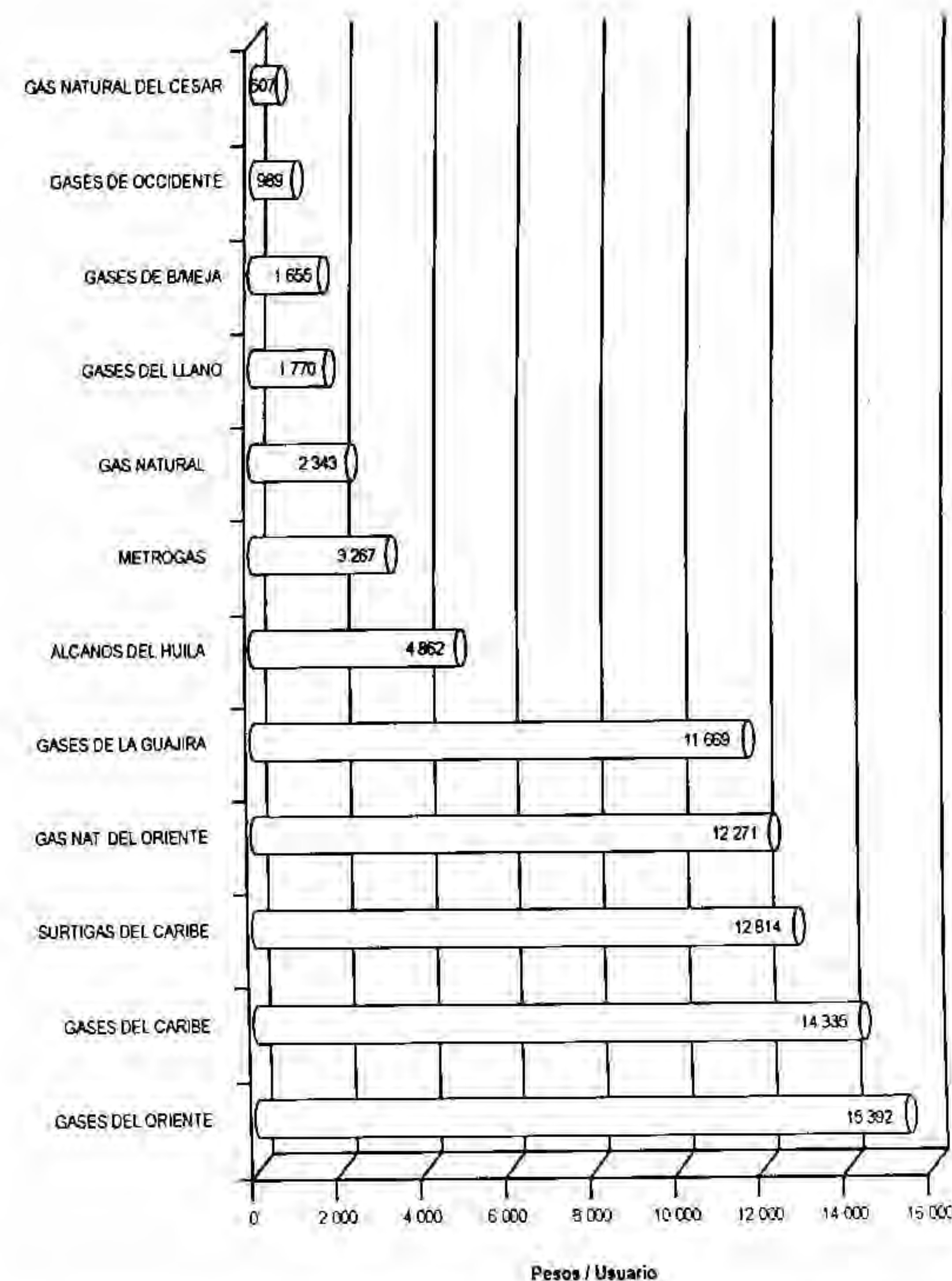
Cuadro No. 2.7.1.
INGRESO PROMEDIO OBTENIDO POR LAS DISTRIBUIDORAS POR LA VENTA DE UN (1) M³ EN EL RANGO
DE CONSUMO DE SUBSISTENCIA. AÑO 1997

No.	EMPRESA	TOTAL VENTAS CONSUMO SUBSISTENCIA 1,2,3 (m ³)	TOTAL FACTURACIÓN CONSUMO SUBSISTEN- CIA 1,2,3 (Millones de \$)	TOTAL CONTRIBU- CIONES ESTRATOS RESID. Y NO RES (Millones de \$)	TARIFA MEDIA COBRADA CONSUMO SUBSISTENCIA (\$/m ³)	CONTRIBUCIÓN m ³ CONSUMO SUBSISTENCIA (\$/m ³)	INGRESOS m ³ CONSUMO SUBSISTENCIA (\$/m ³)
1	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. ESP	40,097,742	4,970	2,600	124	65	189
2	GASES DEL CARIBE S.A. ESP	37,274,968	5,518	3,258	148	87	235
3	GAS NATURAL S.A. ESP	25,285,301	5,773	916	228	36	265
4	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	20,604,680	6,111	1,077	297	52	349
5	GASES DEL LLANO S.A. ESP	9,460,183	1,960	84	207	8	216
6	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP	5,916,584	828	98	140	17	157
7	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP	5,405,882	568	48	103	9	112
8	ALCANOS DEL HUILA S.A. ESP	4,261,184	1,466	252	344	59	403
9	GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	1,360,964	207	124	152	91	243
10	GASES DEL ORIENTE S.A. ESP	946,086	222	65	234	69	303
11	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. ESP	119,469	24	1	198	8	207
12	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	62,483	16	5	261	73	334
	TOTALES	150,885,646	27,660	8,528	183	57	240

Fuente: SIVICO SSPD Información suministrada por las ESP



REDISTRIBUCIÓN DEL INGRESO POR USUARIO



3. Temas de Interés para el Sector de Gas Natural a Diciembre de 1997

3.1. PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS ADELANTADOS POR LA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS EN 1997

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas adelantó durante 1997 ocho (8) Procedimientos Administrativos a las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de gas natural por la violación al régimen legal que las regula.

Dentro de las causas que dieron origen a la iniciación de los ocho (8) procedimientos administrativos, se observa que la mayoría se relaciona con el no envío de información requerida, planes de gestión, estados financieros del año 1995; igualmente se presentó abuso de posición dominante, incumplimiento de las normas de seguridad en la prestación del servicio, prácticas restrictivas de la competencia y una explosión ocurrida en Santa Fe de Bogotá D.C. como consecuencia de una fuga de gas natural.

Las empresas que fueron investigadas y sancionadas por el no envío y el tipo de información se relaciona en el siguiente cuadro:

EMPRESA	INFORMACIÓN
Empresa Caucana de Gas Gases del Tolima Llanogas Gases de Cusiana	Estados Financieros 1995*** Planes de Gestión Planes de Gestión Planes de Gestión

***El procedimiento administrativo fue archivado

De otra parte, la Empresa Caucana de Gas ESP fue investigada y sancionada por esta Entidad por la no observancia de la normatividad técnica, así como de los parámetros administrativos y financieros que se requieren para lograr una buena prestación el servicio.

Le empresa Llanogas S.A. ESP incurrió en abuso de posición dominante frente a sus usuarios, pues establecía obligaciones a los usuarios prohibidas por la Ley 142 de 1994, razón por la cual fue investigada y sancionada por esta Superintendencia.

La empresa Gas Natural S.A. ESP durante 1997 incurrió en violaciones al régimen del servicio público domiciliario que presta, las cuales consistieron en la realización de prácticas restrictivas a la competencia, situación que se presentó entre la empresa y sus proveedores; y de otra parte en el Barrio Santa Lucía de Santa Fe de Bogotá D.C. la empresa no observó normas de seguridad en el procedimiento a seguir en el reconocimiento de fugas de gas natural, lo que coadyuvó a

la ocurrencia de una explosión en las instalaciones de un inmueble, en el que se vieron directamente afectados los habitantes y vecinos de dicho inmueble.

Por lo demás, las empresas presentaron una observancia al Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios que las regula, lo que permite que este sector presente avances considerables en el desarrollo de un libre mercado, intentando cumplir el objetivo establecido en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes, es decir el beneficio del usuario final.

3.2. OPERACIÓN COMERCIAL Y GESTIÓN USUARIOS

3.2.1. Procesos Comerciales

Las empresas de servicios públicos domiciliarios en un entorno de competencia tendrán que realizar grandes ajustes a sus procesos comerciales y con mayor énfasis en aquellos que generen momentos de verdad con los clientes, pretendiendo en todo momento que se cumpla una ecuación de prestación de servicio (la empresa) y retribución por el mismo (el cliente) que sea transparente y fundamentada en la oportunidad, continuidad y confiabilidad de la relación comercial de manera que se establezcan vínculos de largo plazo donde la empresa garantice que siempre cobre lo justo por el servicio prestado y el cliente a su vez la oportuna retribución por éste. Para lograrlo, se requiere un especial cuidado en los siguientes aspectos constitutivos de dicha relación comercial:

1. Incorporación de nuevos clientes.

La incorporación de nuevos clientes debe estar fundamentada en procesos simples y ágiles que garanticen que una vez el cliente manifieste la necesidad del servicio, y previo el cumplimiento de las normas legales, pueda entrar a disfrutar en el menor tiempo posible el servicio solicitado. Para ello las empresas deben procurar tener una infraestructura de puntos de atención que permitan a la mayor cantidad de clientes realizar en tiempos cortos y con desplazamientos no muy largos sus trámites para acceder al servicio.

Un mecanismo que permita monitorear el proceso de incorporación del cliente nuevo y sirva a la empresa para ejercer un adecuado control de gestión es la utilización de una herramienta de "Workflow" o control sobre el flujo del proceso. Este sistema permite conocer los aspectos críticos de un determinado proceso haciendo la separación entre los tiempos de demora generados por la empresa y los generados por el cliente buscando su optimización.

2. Instalación del servicio.

Una vez concluidos los trámites de ingreso del nuevo cliente se debe proceder a la instalación del servicio (suministro), el cual

se tiene que desarrollar con el cumplimiento de los más altos índices de calidad y sobre todo asegurando la instalación de equipos de micromedición homologados por la compañía, asegurando de esta manera que los consumos de cada cliente sean medidos en forma individual para que así se pague por lo realmente consumido.

3. Lectura de consumos.

Actualmente existe en el mercado un gran número de proveedores de Hardware y Software que aseguran una excelente calidad en el proceso de toma de lecturas en cada instalación, inclusive con procesos incorporados de crítica de consumos que exijan por sí mismos la realización de la actividad de lectura con el cumplimiento de altos índices de calidad, lo cual se traduce en una facturación ajustada a la realidad de uso de cada cliente.

4. Crítica de consumos.

Las empresas, una vez cumplida la actividad de lectura, deben someter los consumos de cada cliente a un proceso de validación matemático y estadístico que garantice que los consumos anormales de un cliente sean detectados antes de generarle la factura de cobro, ofreciendo la posibilidad de realizar revisiones que permitan identificar las causas de las variaciones, eliminando al máximo la generación de una reclamación.

5. Generación de la factura y repartición.

Todas las compañías deben generar una factura de cobro que cumpla con los requisitos mínimos exigidos por la normatividad existente sobre el tema y que permita en un momento dado proceder, si es el caso, a efectuar un cobro jurídico sobre valores no cancelados por el cliente.

6. El recaudo.

Un buen esquema comercial debe asegurar una adecuada descentralización del recaudo, para lo cual se debe proceder de conformidad con la realidad de cada empresa a realizar convenios con las diferentes entidades bancarias y financieras y de otra naturaleza (sector solidario, almacenes de cadena, etc.) logrando con ello una mayor cobertura que se traduzca en facilidades para los clientes.

7. Servicio al cliente (posventa)

Esta actividad es muy importante, ya que se convierte en la "ventanilla" permanente que tiene el cliente para tramitar ante

la empresa sus peticiones, quejas, reclamaciones y recursos.

Lo fundamental consiste en ofrecer al cliente modalidades de atención que le permitan una óptima relación comercial.

Las actividades relacionadas con la posventa requieren un alto soporte informático, compatible 100% con el de las actividades de facturación, recaudo y cartera; de esta forma se cuenta con la mayor información comercial del cliente, de manera que sus trámites sean solucionados de una manera oportuna y eficiente.

Como conclusión, se puede decir que la gestión comercial de las empresas de servicios públicos será más exigente cada día ya que los clientes estarán ante nuevos, y en muchas ocasiones mejores proveedores de servicios públicos domiciliarios, los cuales centrarán sus esfuerzos en satisfacer las necesidades de los clientes insatisfechos con otras empresas proveedoras de servicios.

Una buena gestión comercial requiere de una sólida cultura de servicio al cliente y de unos adecuados soportes

informáticos de Hardware y Software que agilicen los procesos y permitan ejercer controles sobre los mismos.

A partir de la entrada en funcionamiento de la Superintendencia de Servicios Públicos en noviembre de 1994, los usuarios han considerado esta entidad, en algunos casos, como segunda instancia para sus reclamaciones, pero muchas veces las quejas, peticiones y reclamos son presentados directamente, sin haber hecho el trámite respectivo ante la empresa de servicios públicos.

3.2.2. Gestión Usuarios

En este aparte se presentan los resultados de la gestión realizada por la Superintendencia en el sector de gas natural durante 1997, en lo pertinente a recursos así:

RECURSOS DE APELACIÓN

Se tramitaron 50 recursos de apelación por las siguientes causas:

Causa	Numero	Porcentaje
Fraude	30	60%
Facturación	20	40%
Total	50	100%

A continuación se presenta la participación por empresa en el total de los recursos:

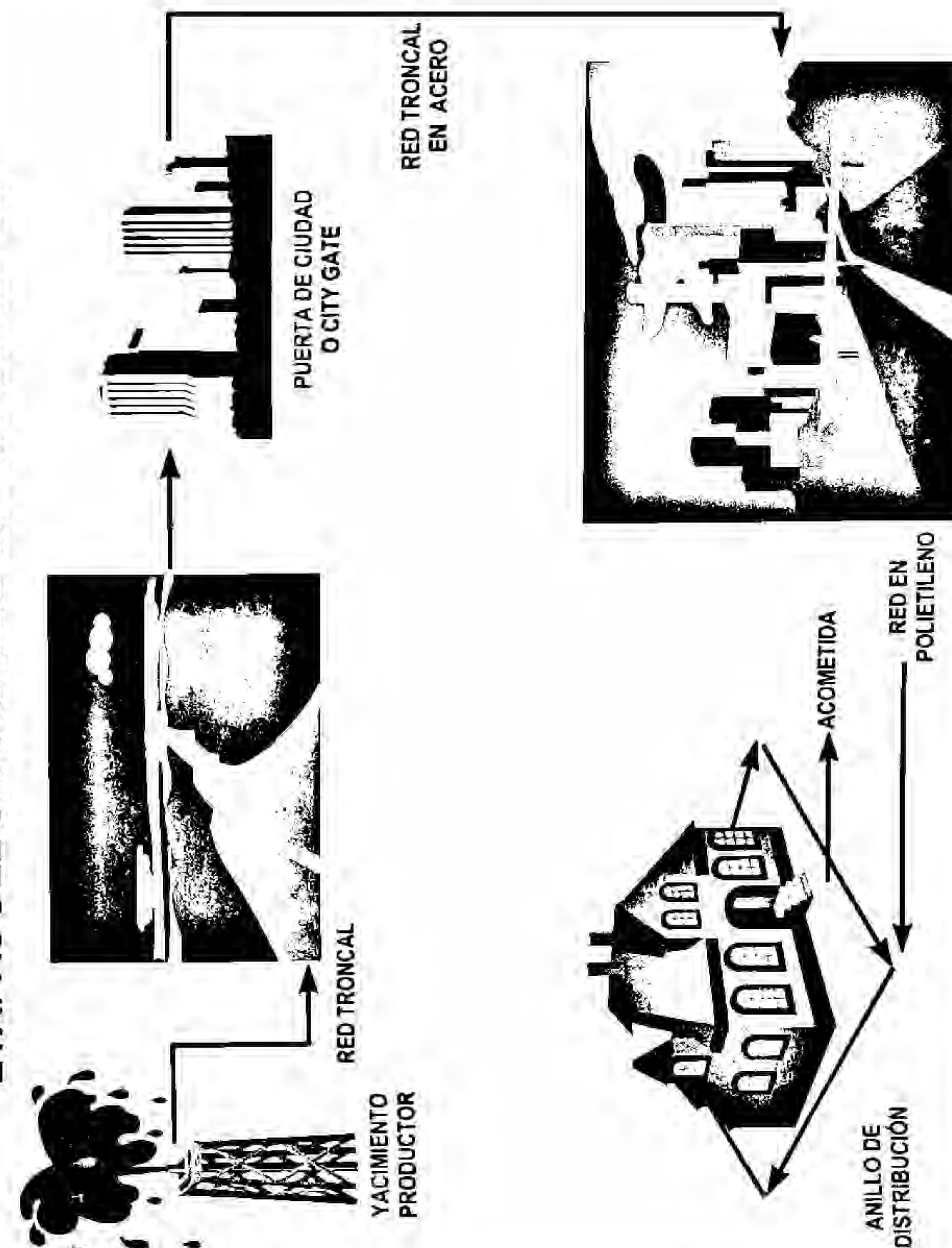
PARTICIPACIÓN EMPRESAS DE GAS DEL TOTAL DE RECURSOS

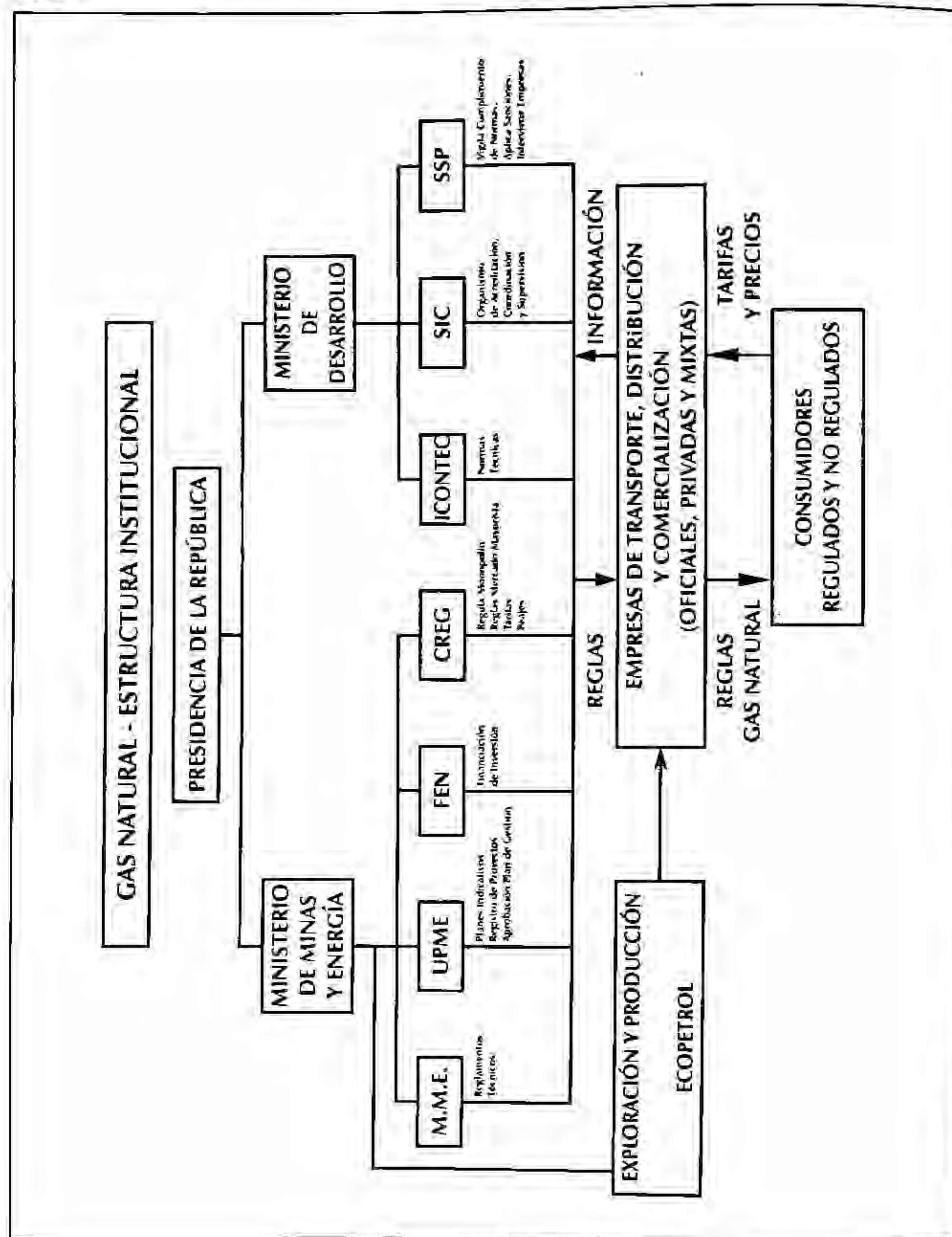
EMPRESA	TOTAL RECURSOS	PARTICIPACIÓN
ALCANOS DEL HUILA	0	0,00%
GASCARIBE	10	20,00%
GAS CUSIANA	0	0,00%
GAS NATURAL	40	80,00%
LLANOGAS	0	0,00%
SURTIGAS DEL CARIBE	0	0,00%
TOTAL GAS	50	100,00%

FUENTE: GRUPO DELTA SSPD

La mayor participación en el total de recursos interpuestos la tuvo Gas Natural, entre otras razones por ser la empresa que más usuarios atiende en el país (32%).

ETAPAS DEL SERVICIO DE GAS NATURAL - GN





SuperCifras

Impresa en Santa Fe de Bogotá, febrero de 1999



*Presidencia de la República
de Colombia*



**SUPERINTENDENCIA
DE SERVICIOS PÚBLICOS**

CAMBIO PARA CONSTRUIR LA PAZ

AMOUNT
\$52.00
VOID IF OVER 2100
DATE