

PROSPECTO DE COLOCACION

gasNatural

Entidad domiciliada en la Avenida 40 A No. 13-09 Piso 4 - Santa Fe de Bogotá D.C.

La actividad económica principal de Gas Natural S.A. E.S.P. es la prestación del servicio público de gas natural en cualquier parte del país

Emisión de Bonos Ordinarios

**Monto de la Emisión: Ciento Noventa y Cinco Mil Millones de Pesos
(\$195 mil millones)**

Calificación: AA+

otorgada por Duff & Phelps de Colombia S.A.

Dicha calificación significa: Emisiones con muy alta calidad crediticia. Los factores de protección son muy fuertes. El riesgo es modesto, pero puede variar ligeramente en forma ocasional por las condiciones económicas.

Los aspectos técnicos de la calificación se encuentran plasmados en el numeral 1.15 de este documento.

RENTABILIDAD	CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN
<p>Los bonos devengarán intereses a una tasa variable fijada con base en la variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses, o con base en la DTF vigente el día en que se inicia el periodo de causación de intereses, adicionada en un margen que no podrá superar los límites establecidos por la Junta Directiva. Tanto la tasa de referencia como el margen máximo a ofrecer, serán publicados en el aviso de oferta pública correspondiente a cada tramo.</p> <p>Los bonos devengarán intereses sobre el capital. Los intereses serán causados desde el día de emisión hasta el día de vencimiento de los bonos.</p> <p>Para la liquidación de los intereses se tomará:</p> <ul style="list-style-type: none">• La DTF nominal trimestre anticipado vigente el día en que se inicie el respectivo periodo de causación de los intereses, adicionado en los puntos determinados de acuerdo con el mecanismo descrito en el numeral 1.10.4 del presente prospecto.• La variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses certificado por el DANE y que corresponda a la del mes inmediatamente anterior al día en que finalice el periodo de causación de intereses (o en su defecto el del último mes certificado por el DANE), y se multiplicará por los puntos correspondientes según la siguiente fórmula: Rentabilidad = $[(1 + \text{Variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses}) \times (1 + \text{Margen})] - 1$ <p>Modalidad de pago de intereses: Los bonos devengarán intereses año vencido, o su equivalente en las modalidades trimestre o semestre vencido, a solicitud del suscriptor inicial del bono.</p>	<p>Valor Nominal: \$5.000.000.00</p> <p>Número de Títulos a Emitir: 39,000</p> <p>Inversión Mínima en mercado primario: \$5.000.000.00</p> <p>Series: La Emisión se hará en siete series A,B,C,D,E,F, y G</p> <p>Plazo: : Serie A con plazo de 1 año, Serie B con plazo de 2 años, Serie C con plazo de 3 años, la serie D con plazo de 4 años, Serie E con plazo de 5 años, Serie F con plazo de 6 años, la serie G con plazo de 7 años. Los plazos para cada una de las series serán contados a partir de la fecha de emisión correspondiente a cada tramo.</p> <p>Ley de Circulación: A la Orden</p> <p>Pago del Capital: Una redención única al vencimiento "Bullet"</p> <p>Destino de los Recursos: Se utilizará el ciento por ciento (100%) de los recursos para capital de trabajo y financiación de proyectos comerciales y de inversión.</p> <p>Otras Características de los Títulos: La totalidad de la Emisión se adelantará en forma desmaterializada, por lo que los adquirentes de los títulos renuncian a la posibilidad de materializar los bonos emitidos. La custodia y administración de la Emisión será realizada por el Depósito Centralizado de Valores S.A – DECEVAL</p>

Los Bonos estarán inscritos en las Bolsas de Bogotá, Medellín y Occidente.

La información financiera contenida en este prospecto se encuentra actualizada a Marzo de 2000, a partir de esta fecha, toda la información relevante se encuentra a disposición de los interesados en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios y en las Bolsas de Valores en las cuales se encuentran inscritos los títulos

LA INSCRIPCIÓN ANTICIPADA EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES E INTERMEDIARIOS NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DEL TÍTULO O LA SOLVENCIA DE LA ENTIDAD EMISORA.

Estructuración y Colocación



CONFIGRA



Banco Ganadero

Julio de 2000

ESTE DOCUMENTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA PÚBLICA VINCULANTE, POR LO CUAL, PUEDE SER COMPLEMENTADO O CORRIGIDO, EN CONSULTA CON LA ENTIDAD EMISORA, SIN QUE SE PUEDAN REALIZAR NEGOCIACIONES, NI ASISTIR A LA OFERTA PÚBLICA SEA AUTORIZADA Y OFICIALMENTE COMUNICADA A SUS DESTINATARIOS.

1.15 CALIFICACION DE LA EMISION

La calificación otorgada a la presente emisión por la Sociedad Calificadora de Valores Duff & Phelps de Colombia es AA+. Dicha calificación significa: emisiones con muy alta calidad crediticia. Los factores de protección son muy fuertes. El riesgo es modesto, pero puede variar ligeramente en forma ocasional por las condiciones económicas. La calificación asignada refleja:

- El respaldo de los accionistas. Gas Natural SDG e Iberdrola Energía S.A. a través de las sociedades Gas Natural Internacional SDG S.A., Lauroste 98, S.L. y Sabinely 2000, S.L., son poseedoras del 59.06% de Gas Natural S.A. E.S.P. La primera es una importante empresa del sector energético con activos cercanos a los U\$7.500 millones que atiende a más de 6.311.000 clientes en España y Latinoamérica. Gas Natural SDG está calificada internacionalmente como AA-. Por su parte, Iberdrola tiene presencia en España, México, Guatemala y Brasil. Estas empresas han demostrado un alto compromiso con sus inversiones en América Latina tanto a nivel de respaldo patrimonial como de transmisión de conocimiento, puesto que se consideran inversionistas de largo plazo.
- La posición competitiva de la empresa. Gas Natural S.A. E.S.P. opera en un mercado de alta densidad y potencial de crecimiento como es Santa Fe de Bogotá, y Soacha. A la fecha cuenta con 728.479 clientes y amplias perspectivas de crecimiento, debido a la baja saturación de sectores tales como estratos altos e industrias. Aunque tanto la regulación actual como el contrato de concesión para la distribución y comercialización de gas a esta zona no otorga exclusividad en la prestación del servicio requerido por cualquier cliente potencial, la infraestructura actualmente instalada otorga la capacidad necesaria para suministrar el servicio de manera inmediata, convirtiéndose así en una garantía de competitividad.
- El mercado potencial de la empresa. En los últimos años se han mostrado elevadas tasas de crecimiento tanto del número de clientes como de las ventas en Mm³ de gas natural. Para el periodo 1997-99 las ventas de gas en volumen crecieron en 91.8% y el número de clientes en 61.7% cuando el incremento en redes de acero fue de tan solo el 3% y el de redes de polietileno de 49.3%. Tal hecho sirve para ilustrar el potencial de crecimiento del negocio.
- La fortaleza comercial de la empresa. La visión de la empresa se fundamenta en principios de rentabilidad, calidad y atención al cliente. En este sentido los nuevos operadores han desarrollado una organización administrativa en la que el comercial es tanto gestor como ejecutor, lo que guarda coherencia con los planes estratégicos de la compañía, y ha permitido la expansión de la red y los clientes objetivo a elevadas tasas de crecimiento.
- Los programas especiales que se están implementando con el fin de aumentar la penetración en el mercado y el consumo. La empresa ha iniciado exitosamente

planes para fomentar el consumo per capita de gas natural como sustituto de otros energéticos, penetrar los mercados con baja saturación y posicionar el gas como una energía moderna y económica con aceptación de la comunidad a través de esquemas novedosos como son el mercadeo directo, la financiación a mediano plazo y el desarrollo de nuevos usos como el Gas Natural Vehicular, los calentadores de agua a gas, la calefacción a gas y las marcas colaboradoras. Dados los beneficios que ofrece el gas como producto energético y la agresividad de estos programas especiales se espera un crecimiento del número de clientes y del consumo de gas.

- La naturaleza de los servicios prestados por Gas Natural. El gas natural es una fuente de energía económica y confiable. Las reservas de gas natural en Colombia ascienden a 200.000 Mm³ para 20 años, lo cual garantiza su disponibilidad durante la vigencia de la emisión. Adicionalmente, Bogotá cuenta con 2 fuentes de suministro lo que mitiga el riesgo de limitación en caso de falla de una de las redes. Así mismo, se ha logrado un cambio en la cultura para incrementar el uso del gas dadas sus ventajas por ser más económico que otros sustitutos a la vez que protege el medio ambiente.
- Los nuevos accionistas han procurado participar activamente en Gas Natural a través de la transmisión de su "know how" por medio de un contrato de asesoría para la operación técnica celebrado con Gas Natural SDG y del traslado de ejecutivos a la empresa, lo que se ha reflejado en una mejoría en la calidad de la gestión por parte de la administración y en el plan de control de gastos.
- La calidad de sus inversiones. En el año 1998, la compañía adquirió la mayoría accionaria de Gasoriental. Esta empresa funciona en un mercado maduro como es la zona de Bucaramanga y sus municipios vecinos. A diciembre de 1999 registró utilidades por \$9.442 millones. Por su parte, en 1998 se conforma Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P. la cual atiende el área de concesión exclusiva de 57 municipios del altiplano cundiboyacense. Esta empresa tiene un mercado potencial de 175.000 usuarios. Estas inversiones ayudan a fortalecer la posición de Gas Natural en el país, a la vez que generaran importantes dividendos para la compañía.
- Los niveles de cobertura de la deuda. Tras la enajenación de la participación accionaria de Ecopetrol en la compañía en 1997, Gas Natural S.A. E.S.P. cambió de administración y de operador. En estos 2.7 años de nueva gestión, la situación financiera de la empresa se ha visto afectada por la compra de Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. en 1998, financiada con pasivos de corto plazo, lo cual implicó que Gas Natural presentara un indicador de fixed charge de 0.2 veces y un ebdita/intereses de 0.6. En 1999 estos indicadores mejoran al pasar el fixed charge a 0.9 veces y ebdita/ intereses brutos a 1.2 veces. No obstante, en los últimos dos años la empresa se ha beneficiado de dos capitalizaciones de los inversionistas, la primera en 1998 por \$75.000 millones y la segunda en

1999 y 2000 por \$100.000 millones, utilizadas para la expansión de infraestructura y el prepago de obligaciones, lo que ha aliviado el flujo de caja a la vez que disminuye el índice de endeudamiento. Por otro lado, de acuerdo a las proyecciones financieras presentadas a Duff & Phelps de Colombia S.A., la empresa presenta un crecimiento sostenido de los indicadores de cobertura de la deuda durante la vigencia de la emisión. La calificadora, luego de realizar el estudio de estas proyecciones, considera razonable este comportamiento, dado el potencial de crecimiento y los planes de expansión de Gas Natural S.A. E.S.P.

- El marco regulatorio. Aunque Colombia presenta un marco regulatorio muy avanzado para el sector energético, incluido el gasífero, este sufre de constantes modificaciones. Adicionalmente se consideró un posible riesgo para el año 2005 cuando se liberará el precio del gas, lo que puede inducir a un alza en el precio del insumo, afectando de esta manera su competitividad.

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN.....	5
1.1 CLASE DE TÍTULO OFRECIDO	5
1.2 MONTO.....	5
1.3 OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN.....	5
1.4 CARACTERÍSTICAS CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN	5
1.4.1 AUTORIZACIÓN	5
1.4.2 VALOR NOMINAL, INVERSIÓN MÍNIMA Y PRECIO DE SUSCRIPCIÓN.....	5
1.4.3 SERIE Y PLAZO DE LOS BONOS	6
1.5 REPRESENTANTE LEGAL DE LOS TENEDORES DE BONOS	6
1.5.1 FACULTADES Y OBLIGACIONES DEL REPRESENTANTE LEGAL DE LOS TENEDORES DE BONOS	6
1.5.2 DERECHOS DE LOS TENEDORES DE BONOS	7
1.5.3 OBLIGACIONES DE LOS TENEDORES DE BONOS.....	8
1.6 ADMINISTRACIÓN DE LA EMISIÓN Y AGENTE DE PAGOS	9
1.7 OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS.....	10
1.8 CONDICIONES FINANCIERAS DE LA EMISIÓN	12
1.8.1 RENDIMIENTO DE LOS BONOS.....	12
1.8.2 RETENCIÓN EN LA FUENTE	14
1.9 FORMA DE PAGO DEL CAPITAL E INTERESES.....	14
1.9.1 AMORTIZACIONES DE CAPITAL	14
1.9.2 PAGO DE INTERESES	14
1.10 CONDICIONES DE LA OFERTA Y LA COLOCACIÓN.....	14
1.10.1 PLAZO DE COLOCACIÓN Y VIGENCIA DE LA OFERTA.....	14
1.10.2 DESTINATARIOS Y MEDIOS PARA FORMULARLA	15
1.10.3 BOLSAS DE VALORES DONDE ESTARÁN INSCRITOS	15
1.10.4 REGLAS GENERALES PARA LA COLOCACIÓN Y VENTA	15
1.11 REGLAS APLICABLES A LOS BONOS.....	16
1.12 NORMAS PARA LA NEGOCIACION POSTERIOR DE BONOS	17
1.13 COSTOS DE LA EMISION.....	17
1.14 BONDAD DEL VALOR Y ALCANCE DE LA AUTORIZACION DE LA EMISION ..	17
1.15 CALIFICACION DE LA EMISIÓN.....	18
2. MARCO SECTORIAL.....	21
2.1 INTRODUCCIÓN.....	21
2.2 ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR DE GAS	23
2.3 INTEGRACIÓN EMPRESAS PARTICIPANTES	32
2.4 POLÍTICAS OFICIALES HACIA EL SUBSECTOR DE GAS	33
2.5 ZONAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	34
2.6 REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL	34

3. EL NEGOCIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	36
3.1 EL GAS NATURAL	36
3.2 ANTECEDENTES	36
3.3 USOS DEL GAS NATURAL.....	37
3.4 PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE GAS	38
3.5 RESERVAS DE GAS	41
4. GAS NATURAL S.A., E.S.P.	44
4.1 ANTECEDENTES DE LA COMPAÑÍA	44
4.2 ADQUISICIÓN DE LA COMPAÑÍA POR PARTE DE LOS INVERSIONISTAS ESPAÑOLES	45
4.3 LOS INVERSIONISTAS ESPAÑOLES	46
4.5 LOS SOCIOS	47
4.6 APORTE DEL GRUPO ESPAÑOL COMO OPERADOR TECNICO.....	52
4.7 NATURALEZA JURIDICA	52
4.8 DOMICILIO	52
4.9 DURACION	53
4.10 OBJETO SOCIAL	53
4.11 ACTIVIDAD ECONOMICA.....	54
4.12 ORGANOS DE DIRECCION, ADMINISTRACION Y FISCALIZACION	54
4.13 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....	56
4.14 RELACIONES LABORALES.....	60
4.15 SITUACION DE FILIALES Y GRADO DE CONTROL.....	61
4.16 PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSION EN EMPRESAS RELACIONADAS CON LA INDUSTRIA.....	63
4.17 COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	69
4.18 OPERACIONES CON VINCULADOS ECONÓMICOS.....	75
4.19 FORTALEZAS.....	77
4.20 OTROS ASPECTOS GENERALES	79
4.21 ASPECTOS MACROECONOMICOS QUE PODRIAN AFECTAR A LA SOCIEDAD.....	82
4.22 PROCESOS PENDIENTES.....	84
4.23 PROTECCIONES GUBERNAMENTALES	84
5. ASPECTOS COMERCIALES.....	85
5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS VENTAS	85
5.2 COMPORTAMIENTO DEL NUMERO DE USUARIOS	87
5.3 PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA Y VENTAS	90
6 ASPECTOS TECNICOS.....	94
6.1 DETALLE DE INFRAESTRUCTURA	94
6.2 CAPACIDAD OPERATIVA	97
6.3 ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	98
6.4 GESTION AMBIENTAL.....	98

7. PROGRAMAS ESPECIALES.....	99
7.1 GAS NATURAL VEHÍCULAR.....	99
7.2 PROGRAMA MARCAS COLABORADORAS.....	101
7.3 PROGRAMA DE FINANCIACIÓN MASIVA.....	102
7.4 PROGRAMA FUERZA DE VENTAS DIRECTA.....	102
8. ESTRUCTURA TARIFARIA.....	103
8.1 ESQUEMA TARIFARIO ACTUAL.....	103
8.2 CONTRIBUCIONES Y SUBSIDIOS.....	105
8.3 ESTRUCTURA DE PRECIOS Y COSTOS.....	108
8.4 PRECIOS ASOCIADOS A LA POLITICA TARIFARIA.....	112
8.5 EVOLUCION REGULATORIA.....	113
9. SITUACION DE CONTRATOS DE CONCESIÓN, SUMINISTRO Y TRANSPORTE.....	116
9.1 CONTRATO DE CONCESIÓN DEL GASODUCTO URBANO DE BOGOTÁ.....	116
9.2 CONTRATO DE CONCESION DEL GASODUCTO URBANO DE SOACHA.....	116
9.3 ALCANCE DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN.....	117
9.4 CONTRATO DE TRANSPORTE.....	118
9.5 CONTRATO DE SUMINISTRO.....	118
10. ESQUEMAS DE SEGURIDAD.....	119
10.1 SEGUROS.....	119
10.2 PLAN DE EMERGENCIAS.....	120
10.3 VULNERABILIDAD SISMICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL DE SANTA FE DE BOGOTA.....	121
11. EVOLUCION FINANCIERA.....	123
11.1 INFORMACIÓN HISTORICA SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LA COMPAÑIA.....	123
11.2 RESULTADOS A DICIEMBRE 31 DE 1999.....	129
11.3 EVOLUCION DE LOS PRINCIPALES RENGLONES.....	130
12 ASPECTOS DE POLITICA FINANCIERA E INFORMATICA.....	143
12.1 POLITICAS CONTABLES.....	143
12.2 POLÍTICAS DE PROCEDIMIENTO FINANCIERO.....	147
12.3 SISTEMAS INFORMATICOS.....	150
13. PLANES FUTUROS DE LA COMPAÑÍA.....	151
13.1 OBJETIVOS.....	151
13.2 LINEAS DE ACCION.....	152
13.3 PRINCIPIOS DE GESTION.....	155

ANEXOS**155**

ANEXO 1: INFORME DE CALIFICACION	156
ANEXO 2: ESTADOS FINANCIEROS A MARZO 30 DE 2000	157
ANEXO 3: ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31 DE 1999 Y 1998	183
ANEXO 4: ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31 DE 1998 Y 1997	239
ANEXO 5: ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 31 DE 1999 Y 1998	297
ANEXO 6: FORMATOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE VALORES	332
ANEXO 7: CERTIFICACIONES	346

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN

1.1 CLASE DE TÍTULO OFRECIDO

Bonos Ordinarios a la Orden

1.2 MONTO

GAS NATURAL S.A., E.S.P. emitirá bonos ordinarios en uno o más tramos por un monto de ciento noventa y cinco mil millones de pesos moneda corriente (\$195.000.000.000.00) en las condiciones indicadas en el prospecto de colocación.

1.3 OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN

De acuerdo con lo establecido por la Junta Directiva, GAS NATURAL S.A. E.S.P. utilizará el cien por ciento (100%) de los recursos para capital de trabajo y financiación de proyectos comerciales y de inversión.

1.4 CARACTERÍSTICAS CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN

1.4.1 AUTORIZACIÓN

La presente emisión fue autorizada por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de GAS NATURAL S.A., E.S.P. en su reunión del 24 de marzo de 2000, tal y como consta en el Acta No. 030 del 24 de marzo de 2000. El reglamento de emisión fue aprobado por la Junta Directiva de GAS NATURAL S.A., E.S.P., en sesiones realizadas el 5 de mayo y 13 de junio de 2000 según Actas No. 116 y 118 respectivamente.

1.4.2 VALOR NOMINAL, INVERSIÓN MÍNIMA Y PRECIO DE SUSCRIPCIÓN

Se trata de una emisión de Treinta y Nueve mil bonos, de valor nominal cada uno de cinco millones de pesos moneda corriente (\$5.000.000), para un total de ciento noventa y cinco mil millones de pesos (\$195.000.000.000.00). La inversión mínima es de cinco millones de pesos, es decir de un (1) bono y en múltiplos de cinco millones.

El precio de suscripción de los bonos será su valor nominal. Cuando la suscripción de los bonos se realice en una fecha posterior a la Fecha de Emisión, el precio de suscripción del título estará constituido por su valor nominal más los intereses causados linealmente entre la Fecha de Emisión y la Fecha de Suscripción.

1.4.3 SERIE Y PLAZO DE LOS BONOS

La Emisión se hará en siete series: Serie A con plazo de 1 año, Serie B con plazo de 2 años, Serie C con plazo de 3 años, la serie D con plazo de 4 años, Serie E con plazo de 5 años, Serie F con plazo de 6 años, la serie G con plazo de 7 años.

Los plazos de cada una de las series se contarán a partir de la Fecha de emisión correspondiente a cada tramo.

En cada tramo el Emisor ofertará las series que considere viables de acuerdo con las condiciones de mercado. Las series ofrecidas se indicaran en el aviso de oferta pública correspondiente.

1.5 REPRESENTANTE LEGAL DE LOS TENEDORES DE BONOS

El representante Legal de los Tenedores de Bonos será FIDUCIARIA DEL COMERCIO S.A. – FIDUCOMERCIO S.A., sociedad anónima con domicilio principal en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, y debidamente autorizada para funcionar por la Superintendencia Bancaria. Dicha sociedad, se encuentra ubicada en la Carrera 7 No. 75-66.

1.5.1 FACULTADES Y OBLIGACIONES DEL REPRESENTANTE LEGAL DE LOS TENEDORES DE BONOS

Serán facultades del Representante Legal de Tenedores de Bonos:

1. Realizar todos los actos de administración y conservación que sean necesarios para el ejercicio de los derechos y la defensa de los intereses comunes de los tenedores.
2. Llevar a cabo los actos de disposición para los cuales lo faculte la Asamblea de Tenedores en los términos de la Resolución 400 de 1995.
3. Actuar en nombre de los tenedores de bonos en los procesos judiciales y en los de quiebra o concordato, así como también en los que se adelanten como consecuencia de la toma de posesión de los bienes y haberes o la intervención administrativa de que sea objeto la sociedad emisora. Para tal efecto, el representante de los tenedores de bonos deberá hacerse parte en el respectivo proceso dentro del término legal, para lo cual acompañará a su solicitud como prueba del crédito copia auténtica del contrato de emisión y una constancia con base en sus registros sobre el monto insoluto del empréstito y sus intereses.
4. Representar a los tenedores en todo lo concerniente a su interés común o colectivo.
5. Intervenir con voz pero sin voto en todas las reuniones de la Asamblea de Accionistas de la sociedad emisora.

6. Convocar y presidir la Asamblea de Tenedores de Bonos.
7. Solicitar a la Superintendencia de Valores los informes que considere del caso y las revisiones indispensables de los libros de contabilidad y demás documentos de la sociedad emisora.
8. Informar a los tenedores y a la Superintendencia de Valores, a la mayor brevedad posible y por medios idóneos sobre cualquier incumplimiento de las obligaciones por parte de la sociedad emisora.
9. Las demás funciones que se establezcan en el contrato o que le asigne la Asamblea de Tenedores de Bonos.

Salvo en lo que concierne a la información a que se refiere el numeral 8 antes mencionado, el representante legal de los tenedores de bonos deberá guardar reserva sobre los informes, hechos y circunstancias que conozca de la entidad emisora en desarrollo del respectivo contrato y le está prohibido revelar o divulgar las circunstancias o detalles que hubiere conocido sobre los negocios de ésta, en cuanto no fuere estrictamente indispensable para el resguardo de los intereses de los tenedores de bonos.

1.5.2 DERECHOS DE LOS TENEDORES DE BONOS

1. A percibir los intereses aquí establecidos y el reembolso de su capital, todo de conformidad con los términos y condiciones expresados en este prospecto.
2. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales para el adquirente la facultad de ejercer el derecho al pago del capital y de los intereses en los términos ofrecidos en este prospecto de emisión y colocación al suscriptor inicial.
3. Los Tenedores de Bonos tendrán derecho a participar en la Asamblea General de Tenedores de Bonos, por sí o por medio del representante y votar en ella. La convocatoria para la Asamblea se hará mediante aviso publicado en el diario La República y eventualmente en otros periódicos de amplia circulación, con quince (15) días hábiles de anticipación a la reunión. En el aviso de convocatoria se informará si se trata de una reunión de primera, segunda o tercera convocatoria; el lugar, la fecha, la hora y el orden del día de la Asamblea. Así mismo se indicará en caso que se trate de una decisión sujeta a mayoría especial, el quórum para deliberar y decidir válidamente de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones 400 y 1210 de 1995 de la Superintendencia de Valores. De acuerdo con el párrafo del artículo 1.2.4.17 de la Resolución 400 de 1995, con cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha prevista para la convocatoria de la Asamblea, se informará a la Superintendencia de Valores sobre tal hecho, anexando el proyecto de aviso que incluye el orden del día y el informe a los Tenedores cuando sea el caso a efectos que esta entidad adopte las medidas que considere del caso para la protección de los inversionistas. En la Asamblea se acatará lo dispuesto en

las disposiciones vigentes que regulen el Mercado Público de Valores y en las demás normas que las modifiquen o sustituyan, en lo referente a quórum para deliberar, los votos de los tenedores, en mayoría decisoria y demás aspectos para su funcionamiento. Para la realización de Asambleas, la mayoría no solo es necesaria para designar representantes, sino también para cualquier otro efecto en que se requiera ese quórum.

4. Los Tenedores de Bonos pueden solicitar la asistencia del Representante Legal de Tenedores en todo lo que concierne a su interés común colectivo.
5. Los Tenedores que representen, por lo menos, el diez por ciento (10%) del valor de los Bonos en circulación, podrán exigir al Representante Legal de Tenedores que convoque a la Asamblea General de Tenedores de Bonos. De igual forma, podrán acudir a la Superintendencia de Valores para que, en caso de que el Representante Legal de Tenedores no lo haga, la Asamblea sea convocada por la Superintendencia de Valores.
6. Los Tenedores de Bonos tienen la facultad de remover al Representante Legal de Bonos y designar la entidad que ha de sustituirlo, mediante decisión de la Asamblea tomada por mayoría de los votos presentes. La Asamblea podrá deliberar y decidir validamente con la presencia de un número plural de tenedores de bonos, que representen no menos del cincuenta y uno por ciento (51 %) del monto insoluto del empréstito. Si no hubiera quórum para deliberar y decidir en la reunión de la primera convocatoria, podrá citarse a una nueva reunión, en la que bastará la presencia de cualquier número plural de tenedores de bonos.

1.5.3 OBLIGACIONES DE LOS TENEDORES DE BONOS

1. Manifestar su intención de suscribir dentro del término previsto para el efecto.
2. Pagar totalmente el valor de la suscripción en los términos establecidos en este prospecto de emisión y colocación.
3. Cobrar en la fecha a que haya lugar los intereses o capital de los títulos a través de DECEVAL según lo establecido en el reglamento de operaciones del depósito, cuando el beneficiario sea o esté representado por un depositante directo con servicio de administración valores. Para los eventos en que el titular sea o esté representado por un depositante directo sin servicio de administración valores "GAS NATURAL S.A., E.S.P." pagará los recursos, con la certificación para el cobro de derechos que para este fin expide DECEVAL S.A. por solicitud del interesado.
4. Avisar oportunamente a DECEVAL y/o al depositante directo de cualquier enajenación, gravamen o limitación al dominio, que pueda pesar sobre los bonos adquiridos.

5. Ordenar a través de los depositantes directos las transferencias de los bonos de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operaciones de DECEVAL S.A.
6. Los demás derechos y obligaciones que se originen en este prospecto o en la ley.

1.6 ADMINISTRACIÓN DE LA EMISIÓN Y AGENTE DE PAGOS

El Depósito Centralizado de Valores DECEVAL S.A. con domicilio en la Carrera 10 No. 72-33 Piso 5 Torre B centro Comercial Granahorrar de Santa Fé de Bogotá, realizará la custodia y administración. Así mismo ejercerá todas las actividades operativas derivadas del depósito de la emisión, dentro de las cuales se incluyen las siguientes obligaciones y responsabilidades:

1. Registrar el macrotítulo representativo de la emisión, que comprende:
2. Registro contable de la emisión y en cuentas de orden.
3. La custodia, administración y control del título global.

El control y registro sobre el saldo en circulación de la emisión incluidos: el monto emitido, colocado, en circulación, cancelado, por colocar y anulado de la emisión de los bonos ordinarios emitidos por GAS NATURAL S.A. E.S.P..

El macrotítulo registrado y administrado por DECEVAL S.A. respaldará el monto efectivamente colocado de la emisión.

Registrar y anotar en cuenta la información sobre:

1. La colocación individual de los derechos emitidos mediante el sistema de anotación en cuenta
2. Inventario del título por beneficiario de los derechos.
3. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales anotados en cuenta o subcuentas de depósitos. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito, se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL S.A.
4. Las actas de expedición o anulación de los Bonos anotadas en cuentas de Depósito.
5. Las pignoraciones, embargos y gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones

del depósito en sus artículos 66 a 72 inclusive sobre los derechos individuales anotados en cuentas o subcuentas de depósito.

6. El saldo en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.
7. El englobe y/o fraccionamiento de los derechos anotados en cuentas y subcuentas de depósito, cuando el titular a través del depositante directo intermediario o el depositante beneficiario así lo solicite, siempre que se cumpla con lo dispuesto en el numeral 5 del punto 1.11 de este prospecto.
8. A dar aviso a GAS NATURAL S.A. E.S.P. sobre cualquier enajenación, gravamen o limitación al dominio que pueda pesar sobre los bonos adquiridos.
9. Cobrar a la SOCIEDAD EMISORA, los derechos patrimoniales que estén representados por anotaciones en cuenta a favor de los respectivos beneficiarios, cuando éstos sean o estén representados por un depositante directo con servicio de administración valores.
10. DECEVAL S.A. realizará una preliquidación de las sumas que deben ser giradas por GAS NATURAL S.A. E.S.P. y enviará dicha preliquidación dentro de los cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que deban realizar los pagos; la preliquidación que presenta DECEVAL a GAS NATURAL S.A. E.S.P., deberá sustentarse indicando el saldo de la emisión. GAS NATURAL S.A. E.S.P. verificará la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordará con ésta los ajustes correspondientes en caso de presentarse discrepancia. Una vez confirmados los valores a pagar, DECEVAL presentará a GAS NATURAL S.A. E.S.P. dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago, una liquidación definitiva sobre los valores en depósito para que GAS NATURAL S.A. E.S.P. efectúe el abono respectivo.
11. DECEVAL S.A. no asume ninguna responsabilidad frente a GAS NATURAL S.A. E.S.P., ni ante los suscriptores o compradores de los Bonos, cuando ocurran omisiones o errores en la información que le suministre el depositante directo acerca del banco líder donde se realizarán los pagos o abonos en cuenta, así como de aquella información derivada de las órdenes de expedición, anulación y suscripción de los bonos ordinarios del producto de la colocación efectuada por los colocadores de la emisión.

1.7 OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS

Los títulos serán emitidos a la orden y la transferencia de su titularidad se hará tal y como se encuentra estipulado más adelante.

La totalidad de la Emisión se adelantará en forma desmaterializada, por lo que los adquirentes de los títulos renuncian a la posibilidad de materializar los bonos emitidos.

Teniendo en cuenta que en virtud de la Ley 27 de 1990 y del Decreto Reglamentario 473 de 1992 se crearon y regularon las Sociedades Administradoras de Depósitos Centralizados de Valores, cuya función principal es recibir en depósito los títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios, para su custodia y administración, eliminando el riesgo de su manejo físico, la custodia y administración de la emisión será realizada por el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A DECEVAL S.A. conforme a los términos del Contrato de Depósito Administración suscrito entre GAS NATURAL S.A. E.S.P. y DECEVAL S.A.

Los suscriptores y/o beneficiarios de los derechos de los títulos consentirán en el depósito con Deceval, el cual se entenderá dado con la adhesión al reglamento de la Emisión. Cuando el suscriptor sea depositante indirecto indicará el depositante directo que le represente ante Deceval.

DECEVAL S.A., en su calidad de prestador de servicios para la custodia y administración desmaterializada de la emisión, se obliga para con GAS NATURAL S.A. E.S.P. a custodiar y administrar la emisión así como a ejercer todas las actividades operativas derivadas del depósito de la emisión.

Se entiende por emisión desmaterializada el monto de la misma colocado en el mercado primario o transado en el mercado secundario, y representado en un Título Global o Macrotítulo que comprende un conjunto de derechos anotados en cuenta en un número determinado de títulos de determinado valor nominal.

La transferencia de la titularidad de los bonos se hará mediante anotaciones en cuentas o subcuentas de depósito de los tenedores de DECEVAL S.A. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento operativo de DECEVAL S.A.

La anotación en cuentas o subcuentas de depósito implicará la acreditación en cuenta de depósito de los suscriptores de los bonos.

Los pagos de intereses y de capital serán realizados directamente por DECEVAL S.A., cuando el beneficiario sea o esté representado por un depositante directo con servicio de administración valores, en caso contrario se procederá de acuerdo a lo establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL S.A y en el numeral 1.5.3. del presente prospecto.

Los bonos devengarán intereses en la modalidad establecida hasta la fecha de su vencimiento. No habrá lugar al pago de intereses de mora por el retardo en el cobro de intereses dentro del plazo indicado.

Los intereses se pagarán año vencido o su equivalente en las modalidades de trimestre o semestre vencido.

Las acciones para el cobro de los intereses y del capital de los bonos prescribirán y caducarán de conformidad con las leyes vigentes que rijan la materia.

Los gravámenes, embargos, demandas civiles y otros eventos de tipo legal relativos a los títulos, se perfeccionarán de acuerdo con lo dispuesto en el Código de Procedimiento Civil. En tal virtud, el secuestro o cualquier otra forma de perfeccionamiento del gravamen será comunicado a DECEVAL S.A. quien tomará nota de él, y dará cuenta al juzgado respectivo dentro de los tres (3) días siguientes, quedando perfeccionada la medida desde la fecha de recibo del oficio y, a partir de ésta no podrá aceptarse ni autorizarse transferencia ni gravamen alguno. En caso de que GAS NATURAL S.A. E.S.P. llegue a conocer los hechos mencionados, deberá informarlos inmediatamente al administrador de la emisión.

1.8 CONDICIONES FINANCIERAS DE LA EMISIÓN

1.8.1 RENDIMIENTO DE LOS BONOS

Los bonos devengarán intereses a una tasa variable fijada con base en la variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses, o con base en la DTF vigente el día en que se inicia el período de causación de intereses, adicionada en un margen que no podrá superar los límites establecidos por la Junta Directiva. Tanto la tasa de referencia como el margen máximo a ofrecer, serán publicados en el aviso de oferta pública correspondiente a cada tramo.

Los bonos devengarán intereses sobre el capital. Los intereses serán causados desde el día de emisión de cada tramo hasta el día de vencimiento de los bonos. En la liquidación de los intereses se prescindirá de las fracciones de pesos tomando el número entero más próximo a la unidad correspondiente.

Los bonos cuyos intereses se determinen con referencia al IPC nacional devengarán intereses a tasa variable por año vencido, o su equivalente en las modalidades de trimestre o semestre vencido redondeada en dos (2) dígitos decimales. Estos intereses se devengarán a partir de la Fecha de Emisión de cada tramo, sobre el capital con base en la variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses certificado por el DANE y que corresponda a la del mes inmediatamente anterior al día en que finalice el período de causación de intereses (o en su defecto el del último mes certificado por el DANE), y se multiplicará por los puntos que se determinen de acuerdo al mecanismo descrito en el numeral 1.10.4 del presente prospecto, según la siguiente fórmula:

$$\text{Rentabilidad} = [(1 + \text{Variación porcentual del IPC nacional acumulado doce (12) meses}) \times (1 + \text{Margen})] - 1$$

Por IPC nacional se entiende el indicador estadístico calculado por el DANE, que permite establecer las variaciones en el gasto del consumo final de hogares, atribuido exclusivamente a los cambios en el nivel general de precios entre dos períodos de

tiempo determinados, de un conjunto de bienes y servicios adquiridos por la población de referencia (hogares) para su propio consumo.

B En el evento en que por cualquier circunstancia el DANE llegase a redefinir el IPC nacional correspondiente a un período para el cual ya fueron causados y pagados los intereses de los bonos, no habrá lugar a la reliquidación de los mismos por esta circunstancia.

Los bonos cuyos intereses se determinen con referencia al DTF devengarán intereses a tasa variable por año vencido, o su equivalente en las modalidades de trimestre semestre vencido. Estos intereses se devengarán a partir de la Fecha de Emisión correspondiente a cada tramo sobre el capital, con base en la DTF nominal trimestre anticipado vigente el día que se inicie el período de causación de intereses y se le adicionarán los puntos que se determinen de acuerdo al mecanismo descrito en el numeral 1.10.4 del presente prospecto. Para el cálculo de los rendimientos la tasa DTF adicionada en los puntos correspondientes, será la tasa nominal base trimestre anticipado, la cual deberá convertirse en una tasa equivalente en términos efectivos de acuerdo con el período de pago de intereses escogido, redondeada en dos (2) dígitos decimales. La tasa así obtenida, se aplicará al saldo de capital.

Por DTF se entiende la tasa variable calculada y certificada semanalmente por el Banco de la República o entidad que la llegase a sustituir expresada en la modalidad de trimestre anticipado, con base en el promedio ponderado de las tasas de interés para captación a noventa (90) días de los establecimientos bancarios, corporaciones financieras, compañías de financiamiento comercial y corporaciones de ahorro y vivienda.

En el evento en que por cualquier circunstancia el Banco de la República llegase a redefinir la DTF correspondiente a un período para el cual ya fueron causados y pagados los intereses de los bonos, no habrá lugar a la reliquidación de los mismos por esta circunstancia.

En caso de que se elimine la DTF, ésta será reemplazada para los efectos del cálculo de los intereses, por la tasa que el Gobierno defina como su reemplazo.

Si el día de vencimiento del bono o de sus intereses coincide con un día no hábil o no bancario, éste se trasladará al día hábil siguiente, sin causar intereses adicionales o compensatorios.

Para efectos de la presente emisión y calculo de intereses, se tomara trimestre de noventa (90) días, semestre de ciento ochenta (180) días y año de trescientos sesenta (360) días.

Para la determinación de cada período trimestral, semestral y anual, se tendrán en cuenta los períodos sucesivos comprendidos entre la fecha de emisión correspondiente a cada tramo y la misma fecha 90, 180 y 360 días después según el caso.

1.8.2 RETENCIÓN EN LA FUENTE

Los rendimientos financieros de los bonos se someterán a la retención en la fuente de acuerdo con las normas tributarias vigentes y los conceptos de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN-. Para estos efectos, cuando el título sea expedido a nombre de dos o más beneficiarios, estos indicarán la participación individual en los derechos del título, así mismo si a ello hubiere lugar, acreditarán que no están sujetos a la retención en la fuente.

1.9 FORMA DE PAGO DEL CAPITAL E INTERESES

1.9.1 AMORTIZACIONES DE CAPITAL

Los bonos tendrán una amortización única al vencimiento "bullet". Se entenderá por vencimiento del título la fecha en que hayan transcurrido de (1) hasta (7) años contados a partir de la fecha de emisión de cada tramo así: (1) año para los bonos de la serie A, (2) años para los bonos de la serie B, (3) años para los bonos de la serie C, (4) años para los bonos de la serie D, (5) años para los bonos de la serie E, (6) años para los bonos de la serie F, y (7) años para los bonos de la serie G.

1.9.2 PAGO DE INTERESES

"La periodicidad de pago de intereses podrá elegirse, a opción del suscriptor, entre las modalidades que la sociedad emisora establezca al momento de la respectiva oferta. Una vez definida será fija durante la vigencia del bono. Tales modalidades serán determinadas por la sociedad emisora e indicadas en el aviso de oferta, entre las siguientes: trimestre vencido (TV), semestre vencido (SV), y año vencido (AV), reservándose el derecho a ofrecer dichas modalidades para cada serie. En la liquidación de los intereses se prescindirá de las fracciones de pesos tomando el número entero más próximo a la unidad correspondiente."

1.10 CONDICIONES DE LA OFERTA Y LA COLOCACIÓN

Los bonos de que trata este prospecto se colocarán ajustándose a lo establecido en las siguientes reglas:

1.10.1 PLAZO DE COLOCACIÓN Y VIGENCIA DE LA OFERTA

Los títulos se inscribirán bajo la modalidad de inscripción anticipada prevista en el Capítulo Tercero de la Resolución 400 de 1995 de la Superintendencia de Valores, con el propósito de efectuar su posterior emisión y colocación mediante oferta pública en una fecha futura durante el período de vigencia de la inscripción anticipada.

El plazo para la colocación será de dos (2) años contados a partir del día hábil siguiente a la fecha de publicación del primer aviso de oferta pública de la Emisión.

En consecuencia, los títulos que se emitan podrán ser colocados en uno o más tramos mediante oferta pública. El plazo máximo para adelantar la oferta pública de los títulos será de dos (2) años contados a partir de la ejecutoria del acto que ordene la inscripción de los títulos.

Para cada tramo la oferta estará vigente durante el plazo estipulado en el aviso de oferta que se publique para tal efecto.

1.10.2 DESTINATARIOS Y MEDIOS PARA FORMULARLA

Los bonos serán colocados en el mercado primario en forma libre entre el público en general.

La publicación del aviso de oferta se hará en el diario La República, y eventualmente en otros diarios de amplia circulación nacional. En este se indicaran las condiciones generales en que serán ofrecidos los bonos ordinarios de GAS NATURAL S.A. E.S.P..

1.10.3 BOLSAS DE VALORES DONDE ESTARÁN INSCRITOS

Los bonos estarán inscritos en las Bolsas de Valores de Bogotá, Medellín y Occidente.

1.10.4 REGLAS GENERALES PARA LA COLOCACIÓN Y VENTA

Los bonos serán colocados en el mercado de capitales colombiano mediante oferta pública. El mecanismo de colocación será el de Underwriting al mejor esfuerzo, de acuerdo con el contrato suscrito para tal efecto entre la entidad emisora y la Corporación Financiera Ganadera S.A. - CORFIGAN.

El mecanismo de adjudicación de ofertas que se empleará para la colocación de los bonos en cada tramo será el de subasta, en las siguientes condiciones:

1. Para cada plazo y tasa de referencia (IPC o DTF), se hará primero una clasificación de las demandas usando como criterios en su orden: La tasa de rentabilidad (de menor a mayor) y el monto (de mayor a menor para tasas iguales). En caso de que dos o más demandas presenten coincidencia en los criterios señalados y si el monto disponible es menor al valor agregado de dichas demandas, se asignará a prorrata el monto disponible de las mismas.
2. Una vez recibidas las demandas el emisor definirá el monto a adjudicar para cada uno de los plazos, sin que la suma para todos los plazos exceda el valor de la oferta. Sin embargo, el emisor podrá decidir no otorgar ninguna asignación de montos.
3. Según su conveniencia (menor tasa de interés) con base en las demandas presentadas se fijará la tasa única de rentabilidad de cada plazo (tasa de corte) para la adjudicación del tramo correspondiente, de tal manera, que las demandas

con tasas superiores a estas serán eliminadas y la que tengan tasas iguales o inferiores a estas serán aceptadas adjudicándose a todas la demandas aceptadas, los montos demandados a la tasa de corte respectiva.

4. Con base en lo anterior, el colocador procederá a asignar el monto que corresponda a cada uno de los proponentes.
5. El cierre de las ofertas se verificará a las 12:00 AM del día hábil siguiente a aquel en que se realice la publicación del aviso de oferta del tramo correspondiente.
6. El Saldo pendiente por colocar al final de la subasta, se podrá colocar hasta agotar la respectiva emisión.
7. El valor de la inversión realizada deberá ser pagado íntegramente al momento de la suscripción.

Los bonos tendrán mercado secundario a través de las Bolsa de Valores de Bogotá, Medellín y Occidente.

1.11 REGLAS APLICABLES A LOS BONOS

1. Para todos los efectos se entenderá por fecha de emisión el día hábil siguiente a la fecha en que se publique el primer aviso de oferta correspondiente a cada tramo con el correspondiente reglamento de suscripción, en los diarios de circulación nacional señalados.
2. Se entenderá como fecha de suscripción de los títulos, aquella en la cual sea colocado y pagado, originalmente, cada bono en el mercado primario.
3. Se entenderá por fecha de expedición, la fecha en que se realice la suscripción o compra original de los bonos, y/o la fecha en que se fraccionen o se engloben los títulos inicialmente emitidos.
4. Los bonos constituyen una obligación personal directa e incondicional del emisor, el cual queda obligado al pago del capital y de los intereses en las fechas y términos establecidos en el presente prospecto.
5. Los tenedores de los bonos podrán solicitar englobe y/o fraccionamiento de los mismos, a Deceval S.A. a través de un depositante directo, solo si los nuevos bonos incorporan unidades completas de bonos con valores no inferiores a cinco millones de pesos. En caso de solicitud de agrupación de dos o más títulos se requerirá que tengan las mismas fechas de suscripción, de vencimiento y la misma tasa de interés.

Para las diferentes series de cada tramo el emisor podrá incorporar o no una opción de prepago siguiendo el procedimiento establecido a continuación:

- a. Se deberá especificar en el aviso de oferta de cada tramo las series sobre las cuales se ejercerá esta opción.
- b. En igual forma se incluirá en el aviso de oferta el valor de la prima que pagará el emisor en el evento en que decida hacer uso de esta opción, la cual podrá variar para cada una de las series dependiendo del plazo remanente para la maduración de los títulos.
- c. Para hacer efectiva esta opción, el emisor deberá notificar su intención, mediante comunicación escrita y/o un aviso en el Diario La República, al Representante Legal de los tenedores de Bonos, con noventa (90) días de antelación a la fecha de pago de intereses. La fecha de prepago, deberá coincidir con la fecha de pago de intereses.
- d. De todas formas, si en el aviso de oferta, nada se dice al respecto, se entiende que el emisor no ejercerá opción de prepago.

1.12 NORMAS PARA LA NEGOCIACION POSTERIOR DE BONOS

Los bonos serán libremente negociables.

La negociación posterior de bonos, se efectuará de conformidad con lo establecido en el numeral 1.7 del presente capítulo.

1.13 COSTOS DE LA EMISION

Todos los costos de la Emisión estarán a cargo de GAS NATURAL S.A. E.S.P..

1.14 BONDAD DEL VALOR Y ALCANCE DE LA AUTORIZACION DE LA EMISION

De conformidad a lo establecido en las normas vigentes que regulan el Mercado Público de Valores en concordancia con lo dispuesto por la Resolución 400 de 1995 expedida por la Sala General de la Superintendencia de Valores, la inscripción en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios no implica certificación sobre la bondad del título o la solvencia de LA ENTIDAD EMISORA.

La presente emisión de bonos no esta avalada ni garantizada por institución financiera alguna.

2. MARCO SECTORIAL

2.1 INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en los preceptos Constitucionales, el Estado debe intervenir en los servicios públicos con el fin de garantizar la calidad en su prestación para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, la ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia en la capacidad de pago de los usuarios, la atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas, la prestación continua e ininterrumpida y eficiente, la libertad de competencia, la obtención de economías de escala, la creación de mecanismos que garanticen a los usuarios el libre acceso a los servicios, su participación en la gestión y fiscalización y el establecimiento de un régimen tarifario proporcional a cada uno de los sectores de la población.

En desarrollo de dichos lineamientos constitucionales se expidió la Ley 142 del 11 de julio de 1994 por la cual se estableció el régimen de los servicios Públicos domiciliarios entre los cuales se encuentran: acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, constituyéndose todos estos como servicios públicos esenciales.

A partir de la vigencia de la Ley 142/94 la prestación de cualquiera de los servicios públicos por ella definidos, se enmarca en la libre competencia, es decir otorga el derecho a todas las personas a organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la constitución y la Ley. Sin embargo, por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los mencionados servicios, se pueda extender a personas de menores ingresos, se podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivo, en las cuales podrá acordarse de que ninguna otra empresa podrá operar en esa misma área.

Así mismo, la Ley define al servicio público domiciliario del gas como "el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición".

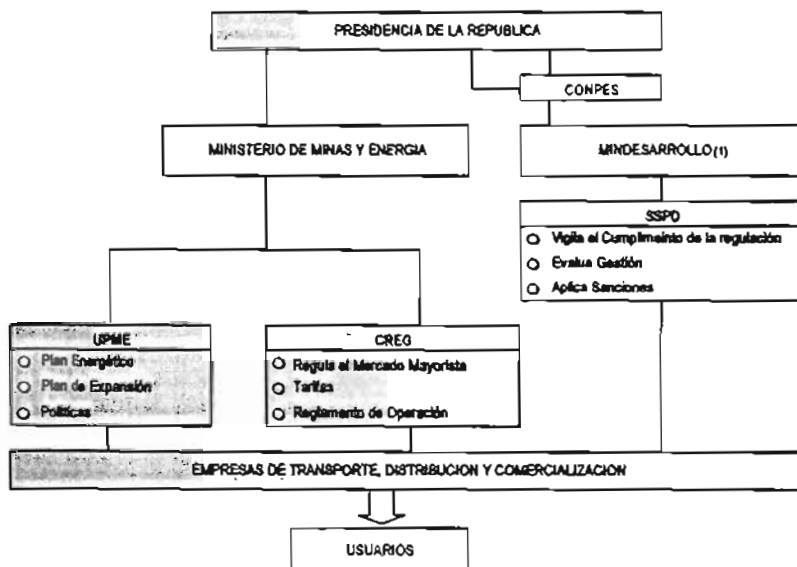
Como desarrollo de la regulación, se expidió la Resolución 057 de 1996, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la que se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.

Esta norma determina fundamentalmente:

- Un marco legal estable y coherente tanto para las empresas prestadoras del servicio, como para los usuarios, en donde se separan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización.
- La participación en las actividades del sector de agentes privados, mixtos o públicos.
- El establecimiento de que los actos y contratos que celebren los agentes del sector se regirán por las normas del derecho privado.
- La libertad de los productores para comercializar su producción de gas natural mediante contratos de venta en el mercado mayorista.
- La no discriminación por parte de los comercializadores al vender gas combustible por redes de tubería, entre personas o clases de personas, salvo que puedan demostrar que las diferencias en los precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de dicha venta.
- La negociabilidad de los precios de transporte, distribución y venta respetando los precios máximos establecidos (en la regulación), salvo que mediante Resolución se determine que el precio de comercialización a grandes consumidores sea libre.
- La obligatoriedad de establecer contratos de suministro y transporte de gas natural.
- La determinación del precio del gas teniendo en cuenta: El precio en boca de pozo, la tarifa de transporte, la tarifa de distribución y el margen de comercialización.

2.2 ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR DE GAS

A continuación se presenta el esquema institucional del subsector gasífero colombiano, donde aparecen las entidades que participan en la dirección y regulación del mismo:



(1) En proceso de reestructuración, se espera que en los próximos días quede adscrito al Departamento Nacional de Planeación

A nivel Nacional el principal organismo es el Ministerio de Minas y Energía (MME) que tiene como función la planeación, regulación, coordinación y seguimiento de todas las actividades desarrolladas por el subsector, a través de las siguientes entidades:

Organismos de Regulación y Control

Comisión de Regulación de Energía y Gas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas es una entidad del Gobierno, encargada por el Presidente de la República de señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Entre sus funciones se encuentran la de fijar fórmulas tarifarias de los servicios, así como la de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos de electricidad y gas, cuando la competencia no sea posible y en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten estos servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen

abuso de posiciones dominantes, y produzcan servicios de calidad. Para ello, tiene las siguientes funciones y facultades especiales:

- Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La Comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.
- Promover el uso eficiente de energía eléctrica y gas combustible por parte de los consumidores.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado Nacional (gas y electricidad) y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.
- Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de la Ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.
- La CREG está integrada por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado, por el Director del Departamento Nacional de Planeación o su delegado y por cinco expertos en asuntos energéticos, designados por el Presidente de la República para periodos de cuatro años.

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios asiste a las reuniones con voz pero sin voto.

Unidad de Planeación Minero Energética

La Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía que tiene bajo su responsabilidad la planeación integrada del sector, la determinación de los requerimientos energéticos de la población y la definición de los planes sectoriales de largo, mediano y corto plazo. Dentro de sus funciones se encuentran entre otras:

- Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos de país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta

la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos:

- Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos minero-energéticos existentes, convencionales.
- Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del subsector eléctrico y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo y la política macroeconómica del Gobierno Nacional.
- Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de la energía nuclear para fines pacíficos.
- Realizar diagnósticos que permitan la formación de planes y programas del sector minero-energético.

Superintendencia de Servicios Públicos

La Superintendencia de Servicios Públicos es un organismo de carácter técnico adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico⁽¹⁾, con personería jurídica y autonomía administrativa y patrimonial. Tiene como objetivos principales vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes prestan los servicios públicos contemplados en la Ley 142/94, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados, sancionando a sus infractores, siempre y cuando ésta función no sea competencia de otra autoridad, velar por la transparencia de la información de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios y por la continuidad y calidad en la prestación de sus servicios.

Además de lo anterior, la Superintendencia podrá tomar posesión de las empresas de servicios públicos en los casos expresamente contemplados en el art. 59 de la misma Ley.

La Ley determina otra serie de funciones que le competen a la Superintendencia, las cuales se encuentran establecidas en el artículo 79 de la referida Ley.

⁽¹⁾ (La Ley 489 de 1998 "Ley de Reestructuración del Estado", reglamentada mediante decreto 1165 de 1999, trasladó la dependencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al Departamento Nacional de Planeación. Este decreto fue declarado inexecutable a finales de 1999 por la Corte Constitucional, se espera que en el curso del primer semestre del año 2000 sea emitida la nueva reglamentación).

Empresas Participantes

Empresas Productoras

Son aquellas empresas que realizan la labor de producción de gas en los pozos y el tratamiento del mismo en las plantas.

Las empresas productoras de gas en el país son :

Item	Nombre	Ciudad
1	Empresa Colombiana de Petroleos - Ecopetrol	Bogotá
2	American International Petroleum Corporation of Colombia	Bogotá
3	Amoco Colombia Petroleum Company	Bogotá
4	B.P. Gas Colombia E.S.P.	Bogotá
5	Texas Petroleum Company	Bogotá
6	Triton Resources Colombia Inc.	Bogotá
7	Total Exploratie en Produktie MIJ B.V. TEMPA (Colombia)	Bogotá

La Resolución CREG 057 de 1996, fijó un precio máximo para el productor de gas colocado en troncal; este precio máximo empezó en US\$1,30/MBTU. Sin embargo la gran mayoría de productores prefirieron mantenerse bajo la regulación anterior de precio en boca de pozo: La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 039 de 1975 correspondiente al gas de la Guajira, y la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 061 de 1983 para el gas del resto del país.

En cualquier caso, la CREG mediante la Resolución 057 de 1996 estableció que a partir del año 2005 se liberará el precio máximo de referencia del gas natural.

Empresas de Transporte de Gas

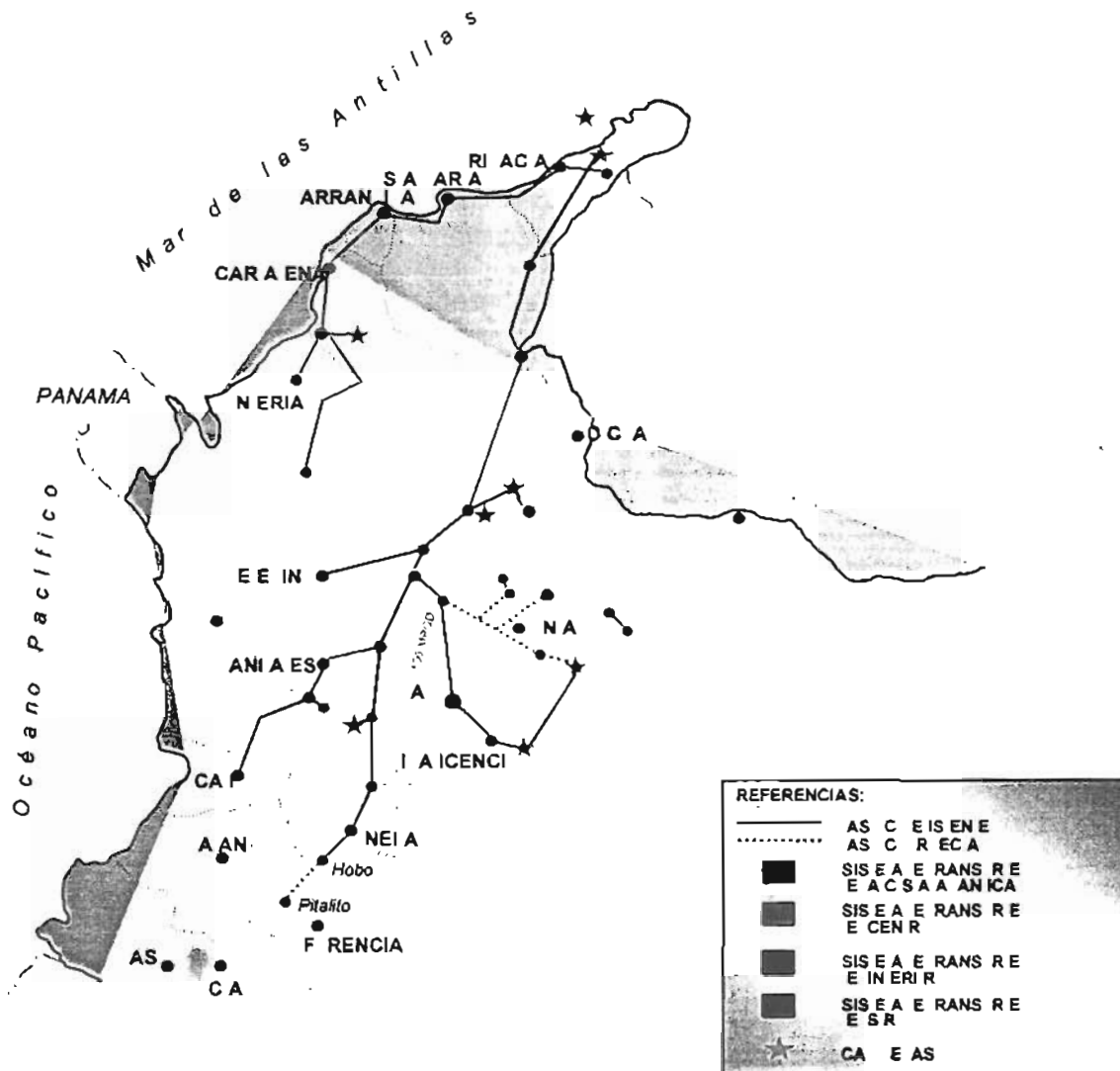
Las empresas transportadoras de gas, son aquellas que conducen gas combustible por tuberías, a altas presiones, desde un punto de ingreso al sistema, que puede o no ser boca de pozo, hasta el punto de recepción o de entrada de los "city gates" de los centros de consumo. Incluye la labor de almacenamiento.

La Red Nacional de Transporte de gas natural está compuesta por los siguientes sistemas:

- De la Costa Atlántica: conformado por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de La Guajira, Córdoba y Sucre, con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería, incluyendo las conexiones de otros campos menores y los subsistemas que se conecten a esta troncal.
- Del Centro: Es la troncal que hace la conexión de los campos de gas natural de La Guajira con el centro operacional de gas de Barrancabermeja (COGB) en Barrancabermeja (Santander) y los subsistemas y ramales que se conecten a esta troncal.
- Del Interior: Está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Casanare, Meta, Tolima, Huila, Santander, y otros existentes en el interior del país, con las ciudades de Villavicencio, Neiva, Medellín, Bucaramanga, Cali y Bogotá, entre otras.

Las empresas transportadoras de gas en el país son las siguientes:

Item	Nombre	Ciudad
1	Empresa Colombiana de Gas - Ecogas	Bucaramanga
2	Promigas S.A. E.S.P.	Barranquilla
3	Promotora de Gases del Sur E.S.P.	Neiva
4	Sociedad Transportadora de Gases del Oriente E.S.P.	Bucaramanga
5	Transoccidente S.A. E.S.P.	Cali
6	Transportadora de Metano S.A. E.S.P. - Transmetano	Medellín
7	Gasoducto del Tolima S.A. E.S.P.	Ibagué
8	Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P.	Bogotá



FUENTES: UPME, MINMINAS y ACIPEP

Mediante Ley 401 de Agosto 20 de 1.997 fue creada La Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS como una entidad descentralizada del orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía con el carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, conformando un grupo empresarial con ECOPETROL y cuyo objeto principal es el transporte del gas en el interior del país.

La estructura de tarifas de transporte para el gas natural fue definida con la premisa de que reflejara los costos reales de este servicio y que, sumada a la libre negociabilidad del suministro con los productores, permitiera a los gestores de los nuevos proyectos industriales y termoeléctricos optimizar sus costos mediante la selección apropiada de la localización de sus instalaciones.

Se considera que ello también incentiva la explotación eficiente de los campos de gas natural, favoreciendo aquellos con costos marginales más bajos o mejor localizados con referencia a los centros de consumo.

El sistema comercial y del transporte del gas natural en el país se ha concebido para mantener todavía independientes (pero interconectados) los mercados de la Costa Atlántica y del Interior del país.

Para ello fue necesario introducir un esquema de cargos por entrada y salida al sistema de transporte, los cuales serán pagados por los productores y consumidores de acuerdo con su localización en la red, pero que serán independientes de los contratos que finalmente acuerden productores y consumidores dentro de cada mercado, por tratarse de cargos de transporte que requieren un contrato separado.

La Resolución CREG 057 de 1996, en el capítulo IV, plantea el nuevo esquema de cargos implementado. Este debió considerar el esquema de cargos existente en la Costa (cobro de estampilla única de US\$ 0.34/KPC), dado que esta es una opción para la generación termoeléctrica que debe estar debidamente coordinada con la del interior para evitar incentivos inadecuados.

Para el mercado del Interior se seleccionó como centro de referencia a la localidad de Vasconia, en forma tal que los cargos de entrada se calculan como la suma algebraica de los cargos por tramos correspondientes a los trayectos entre los campos productores y dicho nodo, y los de salida, entre dicho nodo y los mercados, incluyendo la componente "estampilla" en los de salida.

En esta forma se organiza el "mercado mayorista de gas" para el interior del país en el cual se define a Vasconia como punto de encuentro entre la oferta y la demanda de gas a pesar de que estas se encuentran dispersas en todo el sistema del interior.

El precio de mercado del gas será entonces el precio localizado en Vasconia (nótese que este sería el comparable con el precio regulado de "boca de pozo" que se mantendría para el sistema de la Costa). El precio en Vasconia será por tanto, un precio de referencia para la realización de transacciones, aún cuando los compradores de gas pagarán el precio del transporte desde el productor hasta los diferentes centros de consumo.

Hay que agregar que la Resolución 056 de julio de 1996, fijó para el sistema del interior un cargo estampilla que en 1998 fue de US\$0,15 /MBTU, que permitirá disminuir el rezago de los cargos anteriores frente a la inflación, sin causar impactos sobre los nodos más lejanos del sistema de transporte.

Desde el punto de vista regulatorio, la Resolución CREG 001/2000 estableció las bases sobre las cuales deberán revisarse las tarifas originalmente definidas por la Resolución CREG 057/96.

Empresas Distribuidoras

De acuerdo con la reglamentación vigente, las Empresas Distribuidoras de Gas, son aquellas que operan redes urbanas de distribución de gas combustible. Estas empresas reciben el gas en las "city gates" y lo distribuyen por sus redes hasta llegar a los medidores de los clientes.

Las empresas distribuidoras de gas en el país son:

Item	NOMBRE	CIUDAD
1	Alcanos de Colombia S.A.	Neiva
2	Empresa de Gases de Occidente S.A.	Santiago de Cali
3	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Medellín
4	Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	Pereira
5	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	Bogotá
6	Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga
7	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	Manizales
8	Gases del Quindío S.A. E.S.P.	Armenia
9	Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	Bucaramanga
10	Gas Natural S.A. E.S.P.	Bogotá
11	Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	Barrancabermeja
12	Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	Riohacha
13	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	Barranquilla
14	Gases de Cusiana S.A. E.S.P.	Yopal
15	Gases del Llano S.A. E.S.P.	Villavicencio
16	Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	Palmira (Valle)
17	Gases del Oriente S.A. E.S.P.	Cúcuta
18	Grancolombiana de Gas S.A. E.S.P.	Ibague
19	Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)
20	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	Cartagena
21	Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	Bucaramanga

La Resolución CREG 057 de 1996, estableció los mecanismos para la aprobación del cargo promedio máximo por distribución (Dt) correspondiente a cada empresa. Estas empresas funcionan bajo un régimen de libertad regulada, que les permite definir las tarifas que van a aplicar a sus usuarios.

Tomando la información presentada por cada empresa se calculó el Dt, con base en la metodología del costo medio de largo plazo. De acuerdo con esta metodología se parte de una estructura de costos, teniendo en cuenta para el cálculo del costo de distribución: inversión en activos fijos tanto en operación como proyectados (gasoductos troncales, redes de distribución, estaciones de regulación y otros activos fijos), gastos operacionales (AOM), y una rentabilidad sobre la inversión.

Cada uno de los anteriores rubros se proyectaron para un período de veinte (20) años y se descontaron con una tasa de oportunidad que representa la rentabilidad a otorgar a la empresa, a un valor presente de 1996. Por otro lado, los consumos también se descontaron con la misma tasa de oportunidad.

Posteriormente, con el fin de hallar el cargo máximo de distribución promedio se utilizó la fórmula del costo medio de largo plazo, de donde se obtuvieron los siguientes valores para las empresas distribuidoras, a precios de 1996 y reconociendo una rentabilidad del 14% antes de impuestos.

Empresas Comercializadoras de Gas

Las empresas comercializadoras de gas en Colombia tienen como actividad principal la compra/venta de gas en el mercado mayorista a través de contratos. Son comercializadores por definición, además de los comercializadores puros (brokers) los productores y distribuidores de gas.

Ítem	Nombre	Ciudad
1	Alcanos de Colombia S.A.	Neiva
2	Empresa de Gases de Occidente S.A.	Cali
3	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Medellín
4	Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	Pereira
5	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	Bogotá
6	Gas Natural de Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga
7	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	Manizales
8	Gases del Quindío S.A. E.S.P.	Armenia
9	Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	Bucaramanga
10	Gas Natural S.A. E.S.P.	Bogotá
11	Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	Barrancabermeja
12	Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	Riohacha
13	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	Barranquilla
14	Gases de Cusiana S.A. E.S.P.	Yopal
15	Gases del Llano S.A. E.S.P.	Villavicencio
16	Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	Palmira (Valle)
17	Gases del Oriente S.A. E.S.P.	Cúcuta
18	Grancolombiana de Gas S.A. E.S.P.	Ibague
19	Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)
20	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	Cartagena
21	Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	Bucaramanga
22	Dinagas S.A.	Bogotá

2.3 INTEGRACIÓN EMPRESAS PARTICIPANTES

La CREG ha regulado la integración de la industria, tanto a nivel vertical como a nivel horizontal.

A nivel vertical la Resolución CREG 057 de 1996 establece: Las empresas productoras podrán poseer individualmente hasta el 20% del capital de una distribuidora y hasta el 30% en conjunto con otras empresas productoras. Así mismo podrán poseer hasta un 25% del capital de una transportadora.

Las empresas transportadoras podrán poseer hasta un 25% del capital de una empresa distribuidora, comercializadora o gran consumidora de gas.

Las empresas distribuidoras podrán poseer hasta un 25% del capital social de una transportadora.

Las empresas productoras y las empresas distribuidoras son a su vez empresas comercializadoras por definición.

La integración horizontal ha sido regulada mediante Resolución CREG 071 de 1998, la cual establece que al comenzar el año 2015, ningún distribuidor podrá atender a más del 30% de los consumidores conectados a las redes locales del país. Si en la actualidad alguna empresa excede ese límite, no podrá adquirir acciones o llegar a controlar empresas distribuidoras existentes o nuevas. Para calcular ese límite, se aplicarán los criterios de vinculación económica, lo que significa que los consumidores de un distribuidor son, no solamente los que él mismo atiende, sino los que sirven las empresas que él controla accionariamente (más del 50%) o por otros medios. Además, la CREG invoca de manera expresa el concepto de "beneficiario real", lo que le permite, en cualquier momento, determinar que una cierta relación entre empresas contradice de verdad las limitaciones señaladas, aunque en apariencia no sea así.

La comercialización también está limitada: Ningún comercializador, por sí mismo, o a través de empresas que él controle, puede vender más del 25% del volumen transado en el país, en lo que se exceptúan los volúmenes vendidos a plantas de generación eléctrica o a empresas petroquímicas. Así mismo, la comercialización conjunta entre las empresas asociadas y ECOPEL terminará el 12 de septiembre de 2000, cuando tendrán que venderse por separado los volúmenes de gas de cada productor.

Los productores de gas, por otra parte, no podrán ser propietarios de más del 50% de plantas térmicas que utilicen su gas. Este porcentaje se debe reducir al 25%, al cabo de 5 años de operación de la generadora. Para los transportadores, cuyos gasoductos

atienden plantas térmicas, la restricción de propiedad es del 25%. La distribución del gas está en manos del sector privado, a través de empresas locales o regionales, constituidas a lo largo del tiempo, mediante contratos de concesión, o recientemente mediante el proceso de adjudicación de áreas exclusivas.

2.4 POLÍTICAS OFICIALES HACIA EL SUBSECTOR DE GAS

Como un aporte a la erradicación de la pobreza absoluta y al mejoramiento de la calidad de vida de los colombianos, el Gobierno Nacional lanzó en el año de 1987 el programa "Gas para el Cambio" con el fin de atender las necesidades energéticas de la población colombiana con recursos más apropiados y más económicos para cada uno de los fines específicos, en los cuales se consume energía. Por medio de este programa, se planteó el incremento del empleo de este combustible en tres sectores: Domiciliario en primera instancia, así como industrial y automotriz, cada uno de ellos, manejado bajo el criterio de eficiencia y bajos costos.

En diciembre 18 de 1991, a través del Documento DNP-2571, el CONPES aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, en el cual se identificaron los principales proyectos del Plan de Masificación de Gas. En el se definieron objetivos Energéticos, Económicos y Sociales, y Ambientales, que buscan darle ventajas económicas al país, y satisfacción energética a los colombianos, utilizando de la manera más eficiente los recursos naturales.

Durante el año 1993, el CONPES mediante el documento 2346 y el decreto 408 del mismo año dictó y aprobó las estrategias para el desarrollo del programa de gas.

Entre 1994 y 1998 se elaboró el Plan Energético Nacional cuyos objetivos principales fueron:

- Realizar una gestión eficiente de la demanda energética y un uso racional de la energía, con criterios de equidad social.
- Lograr el abastecimiento pleno y eficiente de energía, con una adecuada infraestructura y con una asignación propia de recursos entre subsectores energéticos y finalmente modernizar las instituciones del sector.

En 1997, el Gobierno Nacional expidió un nuevo Plan Energético Nacional, titulado "Autosuficiencia Energética Sostenible", que en realidad es una actualización del Plan de Masificación de Gas. Los principales cambios con respecto a los objetivos anteriores son:

- El incremento de las exportaciones energéticas se convierte en el objetivo prioritario. Dentro de éste objetivo, se plantea la viabilidad de interconexiones Internacionales para electricidad y gas.
- El segundo objetivo pasa a ser la gestión eficiente de la demanda y uso racional de energía.

- Adicionalmente persigue la determinación de elementos críticos que permitan el abastecimiento pleno y eficiente de energéticos.
- Finalmente establece la definición de acciones encaminadas a cumplir los objetivos planteados.

2.5 ZONAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

Un área de servicio exclusivo se constituye en una concesión de distribución domiciliaria en aquellos municipios definidos dentro del área. Las características más importantes de estos contratos son: i) la exclusividad, cuyo objeto es asegurar la viabilidad financiera, en la medida en que se garantiza la prestación del servicio únicamente de parte del concesionario por un precio definido dentro del cual deberá recuperar sus costes e inversiones; ii) el compromiso para diseñar y construir la infraestructura física y obras necesarias para prestar el servicio; iii) prestar el servicio a todos los usuarios del área en las condiciones de calidad y precio establecidas y; iv) cumplir con las condiciones contractuales pactadas, especialmente en cuanto a cobertura mínima en estratos bajos.

La CREG, en Resolución 014 de 1995, determina los criterios para la conformación de áreas de servicio exclusivo para la distribución y comercialización de gas combustible por redes. Entre estos criterios se encuentra la distribución poblacional económica, las circunstancias de intervención de la Comisión, las normas y mercados aplicables, y el régimen tarifario y de subsidios. El Decreto 1359 de 1996 reglamenta el trámite para la contratación de zonas exclusivas. La Resolución 015 de 1995 verifica la necesidad de utilizar esta modalidad contractual en el Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda y Tolima. La Resolución 081 del mismo año establece esta necesidad para el altiplano Cundiboyacense.

2.6 REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL

De acuerdo con la Política Nacional Ambiental fijada mediante documento CONPES 2750 de 1994, la promoción de una producción limpia conducirá a un cambio tecnológico que permitirá reorientar las tendencias no sostenibles de la producción, la optimización de procesos productivos y los sistemas de gestión ambiental. La política de producción limpia, enfocada hacia el sector energético, tiende a fomentar el uso de energéticos más limpios como el gas, al manejo de la demanda final de energía mediante el aumento de la eficiencia energética y uso racional, y al fomento de fuentes no convencionales, siempre y cuando sean viables económica y ambientalmente. Se da prioridad al control de emisiones atmosféricas y manejo de residuos sólidos de plantas termoeléctricas.

La Resolución 5 de 1996 del Ministerio del Medio Ambiente y Ministerio de Transporte exime a las fuentes móviles terrestres con combustibles limpios (Gas Natural, GLP,

alcoholes, electricidad) de cumplir los requerimientos de niveles permisibles de emisión de contaminantes.

La Ley 491 de 1999 establece el seguro ecológico para todas las actividades humanas que puedan causar daños al ambiente y que requieran licencia ambiental, como la operación de calderas o incineradores por un establecimiento industrial o comercial o la operación de plantas termoeléctricas. Igualmente modifica el Código Penal estableciendo penas de hasta 8 años y multas hasta de 500 salarios mínimos mensuales a quien ilícitamente contamine la atmósfera y demás recursos naturales. Las calderas u hornos que utilicen como combustible gas natural o gas licuado de petróleo en un establecimiento comercial o industrial, o para la operación de plantas termoeléctricas, calderas, turbinas o motores, no requieren permiso de emisión atmosférica (Decreto 1697 de 1997).

La Resolución 898 de 1995 regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos para uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores, incluyendo el contenido de azufre del Fuel Oil No.6 y calidad del carbón mineral.

La Resolución 2107 de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente prohíbe el uso de crudos pesados con contenidos de azufre superiores a 1.7% en peso, como combustibles en calderas u hornos de establecimientos de carácter comercial, industrial o de servicios, a partir del 1 de enero del año 2001.

3. EL NEGOCIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

3.1 EL GAS NATURAL

El término gas natural se atribuye al gas proveniente del subsuelo, cuya composición varía ampliamente de campo a campo y se puede extraer solo o acompañado con el petróleo. El gas natural básicamente está constituido por metano con una pequeña porción de hidrocarburos pesados, así como de nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, agua y otros materiales.

En el yacimiento, los hidrocarburos pueden encontrarse en una o en dos fases. En el primer caso o cuando su estado es monofásico, el gas pudiera encontrarse en forma líquida, disuelto totalmente en el petróleo, denominándose yacimientos de petróleo con gas asociado. Si el fluido del yacimiento es totalmente gaseoso se conoce como yacimiento de gas libre. En el segundo caso, cuando la acumulación de hidrocarburos se presenta en dos fases, como líquido y gas, se le designa como yacimiento con capa de gas, pero si el estado gaseoso contiene hidrocarburos vaporizables en superficie, se tiene un yacimiento de condensado de gas.⁽¹⁾

3.2 ANTECEDENTES

En Colombia, al igual que en el resto de países del mundo se fueron conociendo poco a poco las bondades del gas, y por tal razón, a partir de 1.946 la actividad exploratoria, se inició por la Tropical Oil Company en la cuenca del río Cesar y Ranchería. En 1.948 la Shell Oil Company perforó el pozo Cerrejón 1 y obtuvo los mismos resultados. Para los años cincuenta la Richmond Petroleum Co. (hoy Chevron) e Intercor iniciaron trabajos de exploración que fueron abandonados por no ser comerciales (Pozo Perico 1, Aure 1 y Guaitapá 1).

Pero siguiendo los pasos que se daban a nivel mundial, donde se daba gran importancia a los descubrimientos de grandes pozos, en Colombia se abren las puertas para que empresas extranjeras inicien trabajos de explotación. La Shell explota con éxito el pozo El Difícil, el cual permitía gracias al volumen presentado promover la construcción de un gasoducto que transportaría gas a la ciudad de Barranquilla.

En 1.973 la Texas Petroleum Company en asociación con ECOPETROL, anuncia la presencia de importantes yacimientos de gas en los campos de Ballena, Chuchupa y Riohacha (Guajira), donde se estimaron unas reservas de 3.500 billones de pies cúbicos, es decir, el 83% del total del país. Este hallazgo abrió grandes perspectivas para el sector gasífero, que vio la posibilidad de ejecutar un pleno abastecimiento

⁽¹⁾ Unidad de Planeación Minero Energética UPME, La cadena del Gas natural en Colombia.

energético en Colombia, lo cual solo fue posible gracias a los hallazgos en el piedemonte llanero de Cusiana en 1988 y Cupiagua en 1992.

El uso del gas natural en los sectores residencial y de transporte estuvo en un principio limitada a grandes ciudades, ubicadas cerca del gasoducto: Riohacha, Santa Marta, Barranquilla y Cartagena.

Para el año de 1986 se diseñó una política encaminada a atender las necesidades energéticas de la población colombiana a través de recursos más económicos y apropiados para cada uno de los usos. En este nuevo sistema, el gas natural entró a adquirir un papel de gran importancia.

En 1987 el Gobierno Nacional lanzó el programa Gas para el Cambio, el cual contempla dentro de sus principales objetivos definir las estrategias que permitan atender las necesidades energéticas de la población colombiana con recursos más apropiados y económicos. Esto permitió estructurar la ejecución de dos proyectos muy importantes: El gasoducto del Llano, que transportaría gas desde los campos de Apiay (Meta) y el gasoducto Central, que uniría la Guajira con la capital.


Para el proyecto del gasoducto urbano de Santa Fe de Bogotá, Gas Natural S.A., E.S.P. suscribió con el Gobierno Nacional un contrato de Concesión al que se hace referencia en forma detallada más adelante.

En 1989 se dió inicio al programa de gas natural domiciliario como una respuesta del Gobierno a miles de familias del suroriente, quienes estaban afrontando grandes deficiencias en materia de combustibles domésticos.

3.3 USOS DEL GAS NATURAL

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


SECTOR	USOS	
Industrial	Refinerías de petróleo Industrias de vidrio Minas de ferrometal Industria alimenticia Hierro y Acero	Pulpa y papel Industria de cemento Cerámica Industria Textil
Petroquímico	Urea Alcoholes MTBE Etileno	Nitrato de amonio Aldehídos Acetileno Polietileno
Termoeléctrico	Generación eléctrica a partir de energía térmica	
Doméstico y Comercial	Cocción de alimentos Secado de ropas Acondicionamiento de aire	Calentamiento de agua Refrigeración
Transporte - GNV	Gas natural vehicular comprimido en reemplazo de gasolina motor	



El uso del gas natural como combustible en los anteriores sectores sustituye otros energéticos como: Electricidad, GLP, AÇPM, queroseno, fuel-oil, crudo Castilla y carbón en el área industrial; electricidad, GLP y queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina en el de transporte.

En el sector residencial urbano, el consumo de gas natural ha venido aumentando, con promedio del 14.6% anual durante los últimos siete años, según estadísticas presentadas por ECOPETROL. Sin embargo, su participación en la canasta energética residencial es relativamente modesta a nivel Nacional, y la Unidad de Planeación Minero Energética ha efectuado estudios que le han permitido concluir que cerca del 70% de la energía útil consumida en el sector residencial se utiliza en la cocción de alimentos, el 9% en refrigeración, el 8% en calentamiento de agua, el 8% en iluminación y el 1% en aire acondicionado.

Anteriormente en el sector industrial se utilizaban los derivados del petróleo. Sin embargo, debido al incremento en los precios de estos, el gas natural se empezó a utilizar cada vez con más frecuencia.




Durante los años sesenta la generación termoeléctrica se obtenía a través del carbón como combustible, alcanzando a representar esta fuente el 70% del total de la energía primaria destinada a la generación. A partir de 1970 fue suprimido el carbón por el gas natural alcanzando una participación superior al 60% en los años noventa.

La generación eléctrica en el país se obtiene principalmente a través de las hidroeléctricas, las cuales se encuentran sometidas a los efectos de los estados climáticos que en determinadas circunstancias y en épocas de sequía, las hacen vulnerables, así lo demostró el problema de racionamiento eléctrico presentado durante la época de 1992 y 1993 lo cual ha dado lugar a utilizar el gas natural para la obtención de electricidad.

En cuanto al sector comercial los consumos finales de energía comprenden una participación del orden del 8% en gas natural en tanto que en el sector transporte la participación del gas natural comprimido "GNC", suministrado en la Costa, en el Huila y en Santa Fe de Bogotá es todavía muy pequeña, sin embargo, el programa que impulsa Gas Natural S.A.,E.S.P. en el Distrito Capital, supone un cambio sustancial en la canasta energética del transporte público en los próximos cinco años.

3.4 PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE GAS



El país cuenta actualmente con catorce campos principales de producción de gas, los cuales se encuentran localizados en cuatro regiones: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima

La producción para ventas de gas natural seco durante 1998 fue de 610.63 millones de pies cúbicos por día promedio, cifra superior en 5.54% a la del año 1997. Las cuencas de mayor producción de gas en el país, son los Llanos y la Guajira, que conjuntamente producen aproximadamente un 93% del gas colombiano.

Al analizar el comportamiento de la demanda histórica del país, en el período comprendido entre 1984 y 1998, se observa que el mayor consumo de gas natural es realizado por el sector termoeléctrico, seguido por ECOPELROL, el industrial, el residencial y por último el petroquímico. En este período se considera un crecimiento promedio anual en la demanda de 3.4%, siendo el período 1994-1998 el de mayor crecimiento al incrementar la demanda más del 12% anual en promedio.

DEMANDA HISTORICA DE GAS NATURAL EN EL PAIS (1984-1998)							
Año	Residencial	Industrial	Petroquímico	Ecopetrol	Transporte (GNC)	Termoeléctrico	Total
1984	2.5	78.5	10.7	97.5	0.0	191.8	381.1
1985	3.7	82.2	10.7	108.6	0.0	176.6	381.8
1986	5.5	90.0	10.2	108.1	0.0	168.7	382.4
1987	7.1	87.8	9.9	113.8	0.3	173.7	392.6
1988	9.6	92.5	10.1	106.7	0.3	173.8	393.0
1989	11.0	93.2	11.3	102.9	0.8	155.1	374.4
1990	14.2	94.6	14.4	102.5	1.7	164.8	392.2
1991	19.0	95.0	14.3	95.5	2.6	172.3	398.7
1992	24.1	93.3	13.6	79.3	3.6	180.5	394.3
1993	26.8	95.4	10.7	77.0	4.2	199.4	413.5
1994	30.8	103.6	12.2	72.9	4.4	181.2	405.2
1995	34.0	109.2	11.5	68.1	4.9	203.4	431.1
1996	38.9	112.8	11.7	109.3	5.6	180.3	458.6
1997	48.4	104.9	15.6	117.3	5.9	286.5	578.6
1998	59.7	109.9	11.7	115.8	6.0	303.9	607.1
Crecimiento (%)	25.3	2.4	0.6	1.2	23.8	3.3	3.4

Fuente: CREG

La demanda de gas proyectada por sectores se analiza en un horizonte que va desde 1999 hasta el 2010. Se estudian dos escenarios, uno base y otro alto, cuya diferencia se fundamenta en la mayor penetración en la industria al sustituir crudo Castilla, desarrollo petroquímico, programa de gas natural vehicular y mayor consumo de las térmicas.

En el caso base se puede observar que la demanda Nacional de gas natural pasa de 578.6 GBTU/D en 1997 a 1.248.58 GBTU/D en el 2010, lo que representa un crecimiento promedio anual esperado de 6.7%.

DEMANDA PROYECTADA DE GAS NATURAL EN EL PAIS (1999-2010)							
Año	Residencial	Industrial	Comercial	Transporte	Hidrocarburos	Termoeléctrico	Total
1999**	54.99	141.35	8.98	14.17	118.85	165.18	503.50
2000	63.35	150.03	9.61	40.70	120.70	190.69	575.08
2001	68.75	161.05	10.50	69.28	120.50	195.76	625.85
2002	74.86	173.28	11.51	93.28	120.31	248.00	721.25
2003	81.79	186.90	12.66	113.90	120.11	288.01	803.38
2004	89.7	202.10	13.98	131.95	116.39	171.54	725.63
2005	98.68	219.12	15.52	147.96	116.20	222.94	820.41
2006	103.5	227.77	17.10	162.32	115.88	270.56	897.13
2007	108.62	236.76	18.87	175.36	115.56	311.32	966.48
2008	114.01	246.12	20.85	187.48	115.24	366.49	1050.18
2009	119.70	255.85	23.08	199.26	114.92	449.23	1162.04
2010	125.72	265.98	25.58	211.53	114.60	505.17	1248.58
Crecimiento (%)	6.08	4.62	7.77	21.3	-0.26	8.31	6.70

** Datos Reales

En el sector transporte se estima que se incremente en mayor proporción la demanda, seguido del termoeléctrico y del comercial.

En el caso alto, por otra parte, la demanda alcanza los 1.696.57 GBTU/D en el 2010, lo que equivale a un crecimiento en la demanda de 8.63% promedio anual.

CASO ALTO. DEMANDA PROYECTADA (1999-2010)							
Año	Residencial	Industrial	Comercial	Transporte	Hidrocarburos	Termoeléctrico	Total
1999	58.91	143.99	10.43	14.03	115.13	555.78	898.27
2000	70.82	154.45	16.88	47.60	116.96	564.18	970.89
2001	78.08	166.83	23.95	81.05	116.73	577.56	1044.20
2002	86.56	181.17	30.16	109.17	116.54	611.67	1135.27
2003	96.54	197.47	35.78	133.31	116.36	161.43	1195.89
2004	108.39	218.48	41.16	154.90	116.39	151.9	1155.21
2005	122.57	239.89	46.34	173.69	116.20	503.81	1202.50
2006	129.51	249.48	50.87	190.55	115.88	617.17	1353.45
2007	136.97	259.46	55.3	205.86	115.56	632.84	1405.98
2008	145.00	269.84	59.74	220.09	115.24	689.26	1499.18
2009	153.67	280.65	64.29	233.91	114.92	745.48	1592.92
2010	163.03	291.91	69.07	248.32	114.60	809.64	1969.57
Crecimiento (%)	8.17	5.60	15.70	24.82	-0.04	2.94	5.03

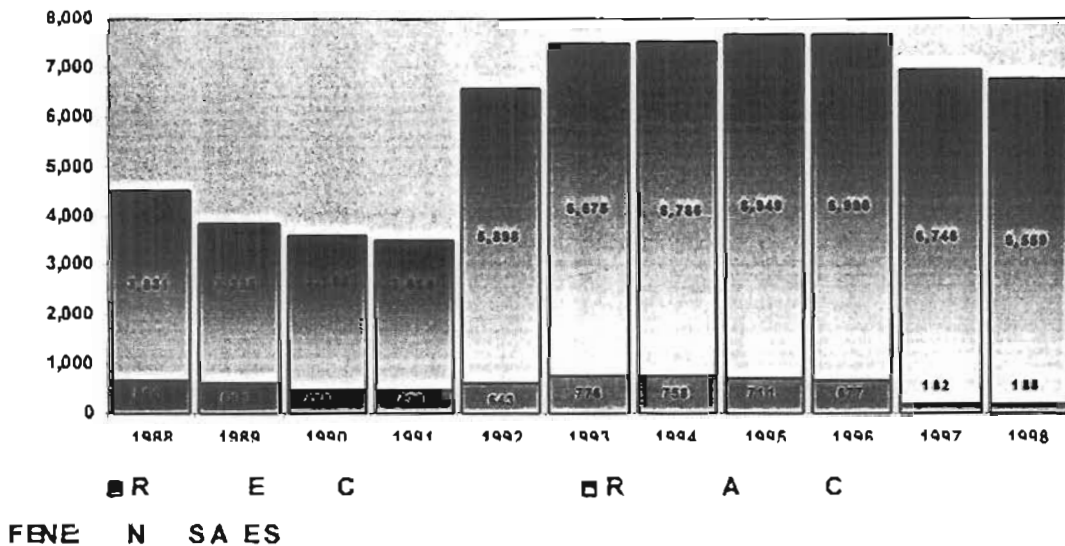
El sector en el cual se estima que incremente en mayor proporción la demanda es en transporte, seguido del comercial y del residencial.

3.5 RESERVAS DE GAS

La actividad de producción de hidrocarburos se intensificó a partir de 1970 con una agresiva campaña de exploración la cual se llevo a cabo con ECOPETROL y en asocio con inversionistas privados bajo el esquema de Contratos de Asociación. Como resultado de este proceso en 1973 se encontraron importantes reservas de gas natural en los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha, y cuyo estimado de producción acumulada a diciembre de 1998 era de 56.228 Mm3.

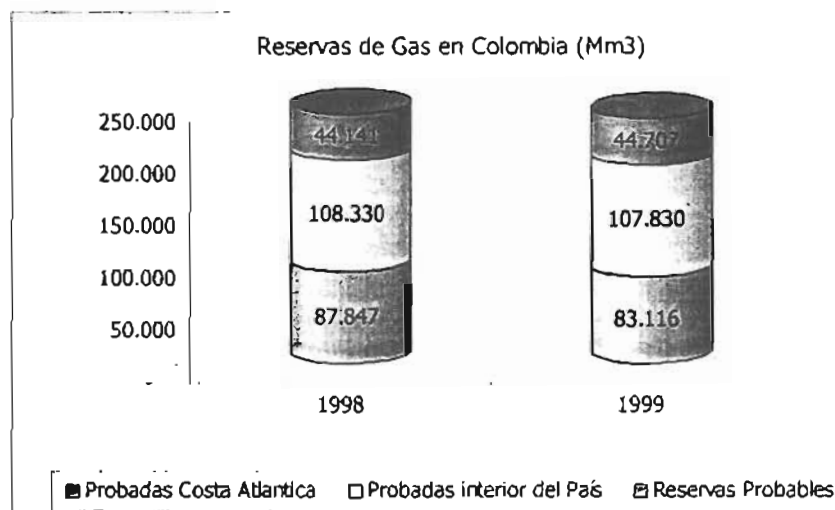
Las reservas de gas se incrementaron sustancialmente entre 1988 y 1992 debido a los descubrimientos de los campos de Piedemonte Llanero (Cusina y Cupiagua) los cuales pasaron de 107.603 Mm3 en 1991 a 217.075Mm3 en 1994.

RESERVAS 1988 - 1998



Las expectativas con respecto al incremento de reservas con el campo de Opón no fueron las esperadas. Se logró establecer que las reservas probadas eran de 18.920Mm3, mientras que las reservas probables inicialmente se estimaron en 31.148Mm3. En la etapa de desarrollo se encontró que las reservas probables estarían entre 1.274Mm3 a 2.548Mm3. Sin embargo, Colombia cuenta con unas reservas probadas del orden de unos 200.000Mm3 y una capacidad de producción de aproximadamente 22.7Mm3 día, lo que garantiza el suministro de la demanda actual

de 14.7Mm3 por día y la cobertura de las proyecciones futuras de consumo por más de 20 años.



Durante 1998 se firmaron cuatro (4) contratos de asociación para exploración en la Costa Atlántica que permitirán evaluar 9,8 millones de hectáreas con un potencial de gas estimado de 29 TP cúbicos de gas.

Las reservas probables que se podrían encontrar en los departamentos de la Guajira y Casanare están entre 43.324 Mm3 y 63.146Mm3 repartidas de la siguiente forma:

CAMPOS	RESERVAS PROBADAS (Mm3)	RESERVAS PROBABLES (Mm3)
Guajira	81.783,1	0-19.822 (1)
Guepajé	1.332,9	-
Subtotal Costa Atlántica	83.116	0-19.822
Opón	1.303,45	-
Otros Interior del País	9.067,85	-
Cusiana – Cupiagua	86.450	33.980 (2)
Piedemonte	11.008	9.344 (3)
Subtotal Interior del País	107.830	43.324
TOTAL PAIS	190.946	43324 – 63.146

(1) Dependerá del contacto agua-gas.

(2) Corresponde a acumulaciones adicionales por explorar en Cupiagua.

(3) Corresponde a desarrollos adicionales en áreas aún en exploración.

Fuente: UPME

Al revisar la producción esperada contra la relación reservas/producción tomando como parámetro las reservas actuales de gas, se puede ver que se cuenta con un horizonte de 20 años.

