

**ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS DE MEJORAMIENTO DE LA  
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA EL  
INTERIOR DEL PAIS**

**ERNESTO ROJAS ESCOBAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004**

**ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS DE MEJORAMIENTO DE LA  
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA EL  
INTERIOR DEL PAIS**

**ERNESTO ROJAS ESCOBAR**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar al título de  
Especialista en Ingeniería de Gas**

**Director  
INGENIERO NICOLÁS SANTOS SANTOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004**

Este trabajo está dedicado a la memoria de mi padre, José Agapito, quien en su época hubiese querido que existiese un aula magna para ver culminado el sueño de ver a su hijo profesional.

A Julieta mi madre, ejemplo de abnegación y sacrificio, quien hoy puede acompañarme en este logro.

A Teresita, emprendedora e incondicional, esposa y madre incomparable, junto a César Eduardo y Gabriel Fernando, a quienes les robé muchas horas de juego y dedicación.

Ernesto Rojas Escobar

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	1
1. EL GAS NATURAL Y LA SITUACIÓN COLOMBIANA	3
1.1 TENDENCIAS MUNDIALES DEL GAS NATURAL	
1.2 ENTORNO NACIONAL	
1.3 ANTECEDENTES PLAN DE MASIFICACION DE GAS	4
1.4 PRODUCCIÓN DE GAS HACIA EL INTERIOR	7
1.5 COMPOSICIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR DEL PAIS	8
1.5.1 Esquema de gasoductos del interior del país	
1.5.2 Cuadro de longitudes y capacidad de los gasoductos	9
2. BASES DEL ESTUDIO	12
2.1 DEMANDAS EN EL INTERIOR DEL PAÍS. SITUACIÓN ACTUAL	
2.1.1 Sector Distribuidor	
2.1.2 Sector Transporte	13
2.1.3 Sector Eléctrico.	14
2.1.4 Sector Industrial	16
2.2 PARÁMETRO DE PROYECCIÓN Y PROYECCIÓN DE DEMANDA	18
2.2.1 Precios de gas natural en boca de pozo	
2.2.2 Precios del gas natural vehicular	20
2.2.3 Precios de la gasolina corriente	21
2.2.4 Necesidades de inversión gas natural vehicular	22
2.2.5 Prospectivas de generación de energía eléctrica	23
2.3 EFECTO DEL INGRESO DE GAS CUSIANA MEZCLA	24
2.4 SUPUESTOS DEL EJERCICIO DE DEMANDA	26

3.	CONSUMOS Y PRONÓSTICOS	31
3.1	Pronóstico por sectores	
3.2	Parámetros de pronóstico	
4.	DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS	33
4.1	ESCENARIO 1: CONTRATO ECOGAS - ECOPETROL SE PRORROGA EN SU TOTALIDAD	34
4.2	ESCENARIO 2: ATENCIÓN SECTOR TÉRMICO MAGDALENA MEDIO Y CIB CON GAS PROVENIENTE DE LA GUAJIRA	39
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
	BIBLIOGRAFÍA	48

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de transporte del interior del país	9

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
Tabla 1.	Proyección estimada de suministro	8
Tabla 2.	Característica de los gasoductos interconectados del interior	9
Tabla 3.	Pronóstico UPME por sectores	31
Tabla 4.	Volumen promedio transportado día típico 2003 sistema del interior	32
Tabla 5.	Escenario 1. Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	35
Tabla 6.	Escenario 1. Gasoducto Barrancabermeja – Sebastopol	35
Tabla 7.	Escenario 1. Gasoducto Barrancabermeja – Vasconia	36
Tabla 8.	Escenario 1. Gasoducto Vasconia - Mariquita	36
Tabla 9.	Escenario 1. Gasoducto Mariquita - Cali	37
Tabla 10.	Escenario 1. Gasoducto Mariquita - Gualanday	37
Tabla 11.	Escenario 1. Gasoducto Vasconia – La Belleza	38
Tabla 12.	Escenario 1. Gasoducto Cusiana – La Belleza	38
Tabla 13.	Escenario 1. Gasoducto La Belleza - Cogua	38
Tabla 14.	Escenario 1. Gasoducto Cusiana - Apiay	39
Tabla 15.	Escenario 1. Gasoducto Apiay - Bogotá	39
Tabla 16.	Escenario 2. Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	40
Tabla 17.	Escenario 2. Gasoducto Barrancabermeja – Sebastopol	40
Tabla 18.	Escenario 2. Gasoducto Barrancabermeja – Vasconia	41
Tabla 19.	Escenario 2. Gasoducto Vasconia - Mariquita	41
Tabla 20.	Escenario 2. Gasoducto Mariquita - Cali	42
Tabla 21.	Escenario 2. Gasoducto Mariquita - Gualanday	42
Tabla 22.	Escenario 2. Gasoducto La Belleza - Vasconia	43
Tabla 23.	Escenario 2. Gasoducto Cusiana – La Belleza	43
Tabla 24.	Escenario 2. Gasoducto La Belleza - Cogua	44

Tabla 25.	Escenario 2. Gasoducto Cusiana - Apiay	44
Tabla 26.	Escenario 2. Gasoducto Apiay - Bogotá	44

## **GLOSARIO**

**AUTOGENERACIÓN:** producción de energía eléctrica con motores alimentados por otra energía o combustible.

**COGENERACIÓN:** producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechables en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria.

**CONPES:** Consejo Nacional de Política Económica y Social.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**GWH:** unidad de potencia en corriente continua y de potencia activa en corriente alterna horaria, equivalente a mil millones de vatios de potencia.

**MPCD:** unidad que refiere el suministro y Transporte diario en millón de pies cúbicos.

**MW:** unidad de potencia en corriente continua y de potencia activa en corriente alterna, equivalente a un millón vatios.

**SISTEMA DEL INTERIOR DEL PAÍS:** conjunto de gasoductos conectados entre sí que transportan gas natural desde los diferentes campos ubicados en la Guajira a todos los usuarios de las líneas comprendidas entre Ballena – Barrancabermeja-Neiva-Bogotá, Mariquita - Cali y de los campos de Cusiana.

**TRIGENERACIÓN:** extensión del concepto de cogeneración que busca mayor eficiencia y optimización en la conversión del recurso energético primario a otras formas útiles de energía.

**UPME:** unidad de Planeación Minero – Energética.

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS DE MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA EL INTERIOR DEL PAIS\*

**AUTOR:** ERNESTO ROJAS ESCOBAR\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Transporte, demanda, proyección, capacidad, escenarios.

**DESCRIPCIÓN:** la terminación de algunos contratos de suministro y de transporte a finales del año 2004 y el ingreso del gas proveniente de Cusiana por el sector de La Belleza abre una incógnita sobre lo que será el futuro del transporte no solo en materia de contratación, sino de utilización de los gasoductos, y de la capacidad de éstos para atender la demanda proyectada.

El Capítulo 1 EL GAS NATURAL Y LA SITUACIÓN COLOMBIANA describe el entorno nacional, comenta los antecedentes del plan de masificación de gas en Colombia y muestra el esquema de gasoductos mencionando los nodos principales en el interior del país.

El Capítulo 2 BASES DEL ESTUDIO presenta un panorama del desarrollo de los diferentes sectores de consumo, considera el impacto de los precios sobre el sector vehicular. Adicionalmente refleja el efecto del ingreso del gas proveniente de Cusiana.

El Capítulo 3 CONSUMOS Y PRONÓSTICOS define los parámetros y pronósticos de consumo hasta el año 2008.

El Capítulo 4 DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS presenta la proyección de los volúmenes a consumir por cada sector anualmente para cada tramo.

El Capítulo 5 presenta las CONCLUSIONES del estudio y considera algunas RECOMENDACIONES o alternativas propuestas por el autor.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Mecánica. Especialización en Ingeniería de Gas,  
Director : Ingeniero Nicolás Santos Santos

## SUMMARY

**TITLE:** ANALYSIS AND PERSPECTIVES OF IMPROVEMENT OF THE INFRASTRUCTURE FOR NATURAL GAS TRANSPORTATION INSIDE THE COUNTRY\*

**AUTHOR:** ERNESTO ROJAS ESCOBAR\*\*

**KEY WORDS:**

Transport, demands, projection, capacity, scenarios.

**DESCRIPTION:** The finalization of some supply and transportation contracts at 2004 and the entrance of gas coming from Cusiana inside the country, opens a question about the future of the transport, the use of the pipelines, and of the capacity of these to attend the projected demand.

Chapter 1 THE NATURAL GAS AND THE COLOMBIAN SITUATION describes the national environment, and comments the antecedents of the plan of Colombia gas mass-production and it shows the pipelines outline mentioning the main nodes inside the country.

Chapter 2 BASES OF THE STUDY presents a panorama of the development of the different consumption sectors, and considers the impact of the prices on the vehicular sector. Additionally reflective the effect of the entrance of the gas coming from Cusiana.

Chapter 3 CONSUMPTIONS AND PREDICTIONS define the parameters and consumption predictions until 2008.

Chapter 4 DESCRIPTION OF SCENARIOS presents the projection of the volumes to consume annually for each sector for each tract.

Chapter 5 presents the CONCLUSIONS of the study and it considers some RECOMMENDATIONS or alternatives proposed by the author.

---

\* Monograph

\*\* Physical and Mechanics engineering Faculty . Gas Engineering Specialization, Director:  
Nicolás Santos Santos, Engineer

## INTRODUCCIÓN

Al revisar el panorama del transporte de gas hacia el interior del país, múltiples incógnitas se ciernen alrededor de lo que puede ser una infraestructura apropiada para atender las necesidades de los usuarios, cada vez más crecientes.

El escenario de contratación tanto en suministro como en transporte no está definido toda vez que a finales del año 2004 se vencen plazos contractuales especialmente con los clientes que realizan labores de distribución de gas natural.

Adicionalmente la entrada de gas proveniente de Cusiana abre un panorama no imaginado en años anteriores, pues lo que era una expectativa fuerte se ha convertido en realidad.

Verificar las limitantes de los sistemas de transporte al interior para atender compromisos actuales y futuros, se convierte en la razón principal de este estudio, pues se podrán consolidar o desechar hipótesis o expectativas latentes que son de plena actualidad.

Para cumplir con dicho propósito, enmarcaremos el presente trabajo dentro de un período de cinco años. El estudio proyecta los volúmenes para los años venideros y compara los mismos con las reales capacidades de los principales sistemas de transporte del interior; tiene en cuenta la producción desde los campos que aportan gas al interior, y prevé posibles escenarios de transporte.

De este modo podrá visualizarse un panorama que permita observar las necesidades en la ampliación de la infraestructura de los gasoductos hacia el interior del país.

## **1. EL GAS NATURAL Y LA SITUACIÓN COLOMBIANA**

### **1.1 TENDENCIAS MUNDIALES DEL GAS NATURAL**

En los últimos años se le ha dado gran importancia a la actividad relacionada con el gas natural y América Latina no escapa a esta tendencia. Al final de la década de los noventa se puso en marcha la construcción de una serie de gasoductos como el que une a Brasil con Bolivia (3150 kms), se dio inicio a la operación del gasoducto que une a Argentina con Brasil (990 kms); además se continuó con el proyecto de generación termoeléctrica en Brasil (Urucú). Adicionalmente Trinidad y Tobago exporta gas natural licuado a España y Estados Unidos.

A nivel de gas natural vehicular en Estados Unidos en un período de cuatro años ha duplicado el número de conversiones, Argentina en el 2000 tenía 450.000 vehículos a gas y 700 estaciones de servicio en todo el país. Italia así mismo en el año 2002 tenía cerca de 320.000 vehículos trabajando con gas natural y 350 estaciones de servicio. Canadá maneja un proyecto de conversiones de 300.000 automotores para el año 2005.

### **1.2 ENTORNO NACIONAL**

La matriz energética para ese mismo año muestra al petróleo como el energético de mayor consumo, seguido de los derivados del petróleo y el gas natural.

En Colombia el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren alrededor de 1.036.400 Km<sup>2</sup> de los cuales siete tienen producción comercial. El área total bajo exploración y producción está cercana a los 200.000 Km<sup>2</sup>, esto es alrededor del 18% del área sedimentaria del país disponible para ser contratados.

Con respecto a expectativas de descubrimiento de gas natural, hay que anotar que en las cuencas que actualmente presentan algún índice de producción y que se consideran que tienen un alto potencial de gas, están ubicadas en la Guajira, Los Llanos Orientales y los Valles Inferior y del Magdalena Medio.

El interior del País cuenta con unas reservas cercanas a los 4.800 GPC, que equivalen a más del 60% del total nacional concentrado el 80% de ellas, en la zona de la asociación Santiago de Las Atalayas- Tauramena – Río Chitamena, mientras que la Costa Atlántica participa con más del 30% de las reservas probadas, concentrando el 99% de ellas en la zona del contrato Guajira.

### **1.3 ANTECEDENTES PLAN DE MASIFICACION DE GAS**

Con el propósito de alcanzar un mayor cubrimiento en la geografía colombiana, uniendo las principales fuentes de suministro con sitios de altos consumos se creó el plan de masificación de gas cuyas directrices podemos recordar.

Todo se remonta hacia el año de 1986, bajo el nombre de “Gas para el cambio”, y fue realmente en 1991 cuando el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), adscrita al Ministerio de Hacienda elaboró un

documento que se llamó “Programa para la masificación del consumo del gas”, que si bien pudo considerarse en su momento un documento interesante, no tuvo un impulsor fuerte.

En el año 1992, mediante el programa de cooperación energética con la Comunidad Europea – Eurcolerg-, se hizo un análisis de las perspectivas del programa, de los mercados y la demanda, que fue la base para que en 1993 se estructurara la estrategia para el impulso al gas natural, que fue formulada en el documento CONPES del 18 de Marzo de 1993. En dicho documento se fragmentaron las diferentes áreas del negocio, al tiempo que surgía la regulación y normatividad carentes hasta ese momento, se dio paso a la participación del sector privado, libertad de competencia en el negocio, y en especial, la responsabilidad de ejecutar la infraestructura del gas natural hacia el interior del país.

Este último elemento fue determinante para el impulsar el negocio, pues si bien se encontraba el hidrocarburo, se plantaba siempre el dilema de la falta de demanda para el mismo. Por consiguiente, el enlace entre los centros de producción y los de consumo permanecieron aislados. Como se requerían inversiones importantes, era necesario recurrir al sector privado.

La responsabilidad del liderazgo del proyecto se encomendó a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL para la construcción de un sistema troncal de gasoductos que conectara los campos de la Guajira, en su momento los únicos importantes) con el centro e interior del país donde se hallaban los futuros consumidores. De este modo ECOPETROL dividió en lo que podríamos llamar tres grandes zonas: la unión de la costa norte con el centro o eje localizado en Barrancabermeja o gasoducto Ballena – Barranbermeja, la unión entre Mariquita y Cali y el gasoducto denominado Centro – Oriente.

Los gasoductos Ballena – Barrancabermeja y Mariquita – Cali fueron contratados mediante el sistema BOMT (Build, Operate, Maintenance and Transfer). El primero se contrató mediante un proceso licitatorio adjudicado a la firma Centragás S.A.

El segundo proyecto como se mencionó anteriormente, fue el Gasoducto de Occidente ubicado entre Mariquita y Cali, adjudicado a la firma Transgas de Occidente.

El tercer proyecto de importancia en cumplimiento de la asignación del CONPES, fue el gasoducto Centroriente, que une a Barrancabermeja con Neiva por el sur, y con la población de Cogua o costado norte de Bogotá.

Adicionalmente ECOPETROL hizo otras inversiones en el proceso de masificación del gas como lo fue la conexión entre Cusiana y Bogotá por los Llanos Orientales, la construcción del gasoducto Morichal – Yopal, y la conexión entre Montañuelo y Gualanday.

Posteriormente, bajo la misma modalidad BOMT se construyó el sistema del gasoducto Boyacá – Santander conectando 39 poblaciones de estos departamentos vecinos.

De este modo se fue consolidando la estructura de gasoductos del interior, que bajo la Ley 401 del 17 de Agosto de 1996 escindió los activos de ECOPETROL hacia la naciente Empresa Colombiana de Gas ECOGAS, quien siguiendo con su cometido administra y supervisa los gasoductos de su propiedad o bajo su responsabilidad.

## 1.4 PRODUCCION DE GAS HACIA EL INTERIOR

En la actualidad la producción de gas que se consume en el interior del país proviene de los siguientes campos de:

- Ballena o Chuchupa B.
- Cusiana
- Apiay
- Río Ceibas
- Montañuelo
- Morichal
- Payoa

Con el propósito de determinar los posibles recibos de gas a ser consumidos en los próximos cinco años, a continuación se detallan los volúmenes posibles de producción de los diferentes campos mencionados anteriormente. Vale la pena anotar que no se consiguieron datos oficiales por parte de los productores.

Considerando que el gas proveniente de Cusiana es posible transportarlo hacia el interior del país a través de dos gasoductos, uno vía Apiay para llegar al sur de Bogotá, y otro vía el Porvenir para atender la zona cundiboyacense y a Bogotá por el norte en la estación de entrega de Cogua, y siendo que existe una capacidad diferente para cada uno de ellos, nos referiremos a Cusiana como dos fuentes de suministro separadas, Cusiana - Apiay y Cusiana - El Porvenir.

**Tabla 1. Proyección estimada de suministro (MPCD)**

<b>CAMPO</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
Ballena	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Cusiana - Apiay	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Cusiana - El Porvenir	52.00	52.00	52.00	180.00	180.00
Apiay	9.20	9.20	9.20	9.20	9.20
Río Ceibas	8.50	8.50			
Montañuelo	8.50	8.50	8.50	8.50	8.50
Morichal	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

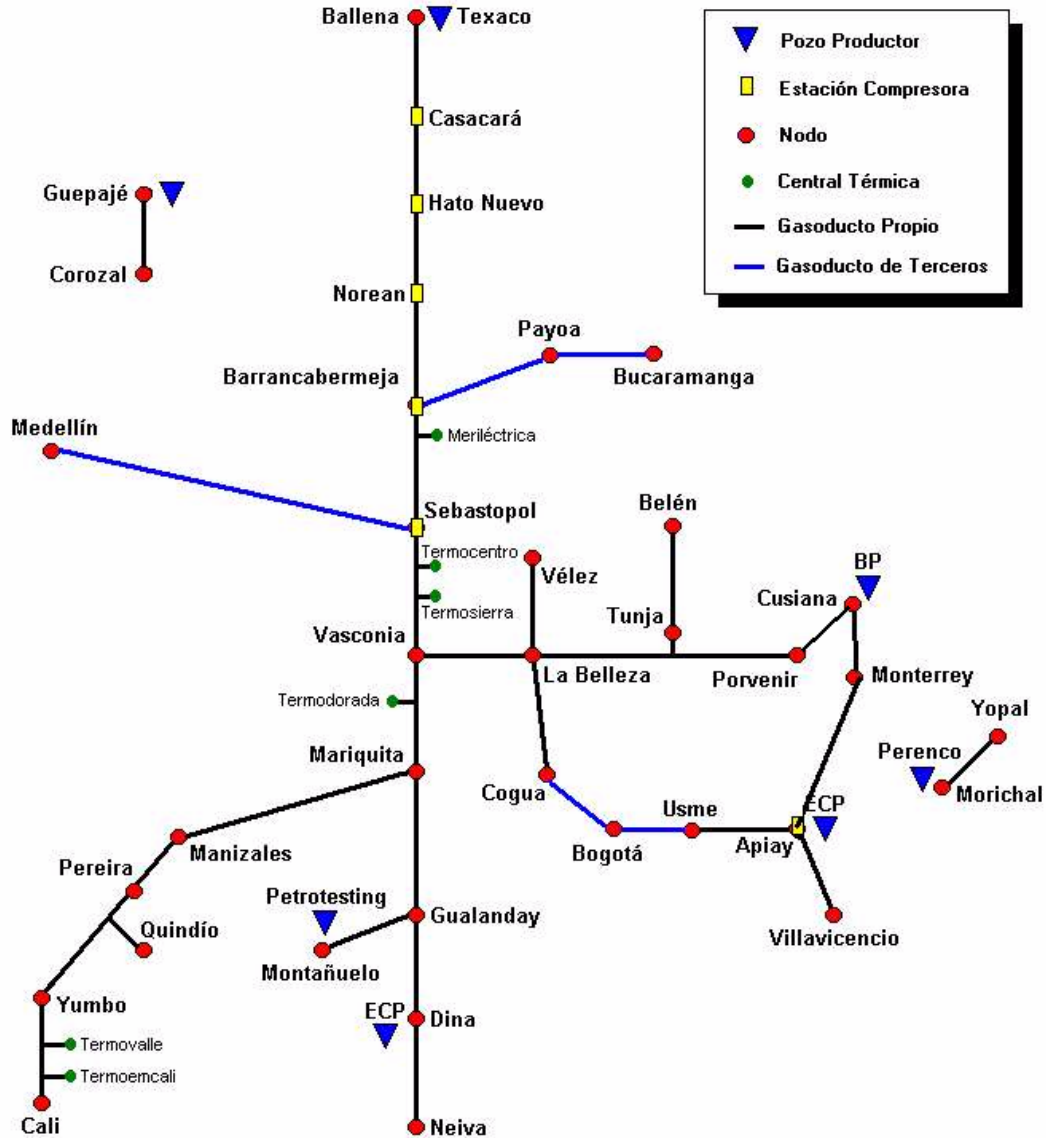
Fuente: Autor de la Monografía

## **1.5 COMPOSICION SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR DEL PAÍS**

Es importante relacionar y detallar los sistemas de transporte del interior del país, para ubicarnos de manera geográfica, y conocer las características principales de los mismos.

**1.5.1 Esquema de gasoductos del interior del país.** Con el propósito de ubicar físicamente los tramos o subsistema de transporte se anexa un esquema elemental que permite visualizar y suponer la trayectoria del combustible.

Figura 1. Esquema de transporte del interior del país



Fuente: [www.ecogas.com.co](http://www.ecogas.com.co)

**1.5.2 Cuadro de longitudes y capacidades de los gasoductos interconectados del interior del país.** Con el propósito de relacionar los diferentes nodos, es preciso indicar que no existe uniformidad en cuanto al diámetro de todo el sistema interconectado, pues varios de los gasoductos

han sido convertidos de poliductos existentes, lo que impide la uniformidad y consistencia de la capacidad total del sistema.

**Tabla 2. Características de los gasoductos interconectados del interior**

<b>Gasoducto</b>	<b>Long.</b>	<b>Diam</b>	<b>Capac.</b>
Ballena – Barrancabermeja	578.8	18	200
Sistema Centroriente (1)	773.7	6-12-14-20-22	210
Mariquita – Cali	343.0	20	170
Dina – Tello – Los Pinos	19.9	6-12	15
Montañuelo – Gualanday	36.6	4-6	15
Boyacá – Santander	130.5	8-10	65
Cusiana – Apiay	150.4	12-10	28
Apiay – Villavicencio - Ocoa	37.1	6	10
Apiay – Usme	122.0	12	17.3
Cusiana - La Belleza	210.0	20	150
La Belleza – El Porvenir	188	20	65
Sebastopol - Medellín	148	12-14	72.5
Neiva - Jobo	50	8	3.7
Payoa - Bucaramanga	49.7	6-8	53.5

Unidades: Long: km; Diám: plg; Capacid: MPCD

Fuente: Ecogas

Los principales transportadores del país se concentran en áreas geográficas específicas: Promigas atiende la Costa Norte, y Ecogas realiza el transporte desde la estación de Ballena en la Guajira, Cusiana, Apiay, Montañuelo y Río Ceibas hacia el interior del país. A su vez en el interior del país existen transportadores privados que podemos denominar como “finales”, quienes continúan con su labor a continuación de los puntos de entrega de Ecogas. Entre estos se encuentran Transmetano, Transoccidente, Transcogas,

Gasoducto del Tolima; igualmente Transoriente transporta el gas proveniente de Payoa y consumido en Bucaramanga.

El sistema de transporte de gas del país cuenta con alrededor de 5,600 kilómetros de tubería entre troncales y ramales.

## 2. BASES GENERALES DEL ESTUDIO

### 2.1 DEMANDA EN EL INTERIOR DEL PAÍS – SITUACIÓN ACTUAL

**2.1.1 Sector Distribuidor.** Las áreas de servicio exclusivo de gas natural fueron creadas mediante la Ley 142/94 con el objeto de realizar la distribución domiciliar de gas combustible por red y que se permitiera la expansión y cobertura del servicio a personas de menores recursos. Es así como la Creg mediante Resolución 057/ 96 fijó los criterios para su conformación, y el Ministerio de Minas y Energía, adjudicó las siguientes áreas: En la Zona Occidente (Norte del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas), y en la Zona Centro-Oriente (Centro y Tolima, y Altiplano Cundiboyacense).

Con respecto a lo que ha sido el desarrollo del programa, el Ministerio de Minas y Energía establece que las áreas han tenido un buen desempeño en cuanto a los compromisos de cobertura y expansión geográfica. El año 2003 fue el año 6 para los concesionarios de la zona occidente y el año 7 para los de la zona Centro - Oriente. A continuación se presentan los resultados obtenidos al 31 de Diciembre de 2001.

Como ha sido característico en los últimos años, el consumo de gas natural en los sectores doméstico e industrial, continuaron presentando tendencias crecientes como respuesta a la penetración de este energético en el interior del país.

El consumo agregado de los sectores doméstico y comercial creció el 3,85 % con respecto a las cifras del 2003, como consecuencia del aumento de las

instalaciones domiciliarias, principalmente en las regiones de Antioquia, Valle del Cauca y el eje Cafetero.

De acuerdo con la información suministrada a la Unidad de Planeación Minero Energética por las empresas distribuidoras de gas natural en sus respectivos planes de gestión, el crecimiento del número de usuarios, por zonas, hasta el 2003 se estimó en 3,006,307 cifra cercana a la mostrada realmente, sin confirmar, del orden de 3,100,000 usuarios.

**2.1.2 Sector Transporte.** Otro sector que presentó grandes crecimientos fue el sector transporte, ya que se pasó de consumir 4,12 MPCD en el 2002 a 5,27 MPCD en el 2003, es decir un incremento cercano al 28 %. Este desarrollo es muy notorio en Bogotá, donde se pasó de consumir en promedio 2,93 MPCD en el 2002 a 3,31 MPCD en el 2003. De igual manera, ciudades como Medellín, Cali y Armenia tuvieron un excelente desempeño en cuanto a gas natural vehicular se refiere.

Este comportamiento positivo del GNV se debe primordialmente a dos factores: el diferencial de precios con la gasolina motor y la promoción por parte de los productores, transportadores y distribuidores mediante alianzas estratégicas que han permitido la creación de fondos que permiten incentivar mediante la creación de bonos, la conversión de vehículos.

A diciembre 31 del año 2001 se contabilizaban 11,811 vehículos a Gas Natural Vehicular, concentrándose la mayor proporción en la Costa Atlántica, (47% - alrededor de 5,585 vehículos) y Bogotá (36% -4,290 vehículos). Al término del 2003 el número total de vehículos convertidos ascendió a los 28,000.

De otro lado, a 31 de diciembre del año 2001 se tenían 35 estaciones de servicio y 39 talleres de conversión a GNV aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, mientras que en el año 2003 el número total de estaciones estaba alrededor de las 75.

**2.1.3 Sector Eléctrico.** Para el sector de generación de electricidad, el gas natural presentó un nivel de crecimiento a pesar de las medidas de seguridad sobre la infraestructura de transmisión de electricidad y al verano relativamente moderado que vivió el país, lo que permitió contar con energía producto del embalse de agua de generadoras hidráulicas. Mientras que el consumo de gas en este sector en el 2002 llegó a 12,78 MPCD, en el 2003 se alcanzaron 14,98 MPCD.

- **El gas natural y el sector eléctrico.** A continuación, se presentan algunos aspectos relacionados con la interacción entre los sectores del gas natural y el eléctrico.

La generación de energía eléctrica fue de 43,463 Gwh para el año 2001. Del total de generación, el parque hidráulico contribuyó con 32,680 Gwh (75.19%), el parque térmico a gas natural con 8,474 Gwh (19.50%) y a carbón con 2,032 Gwh (4.68%); la auto y cogeneración participaron con 276.9 Gwh (0,64%).

Durante el año 2001, gran parte de la generación térmica se empleó para dar respaldo al Sistema de Transmisión Nacional, debido al aislamiento del que fue objeto el subsistema de generación de Antioquia, donde se encuentra instalado más del 40% de la capacidad hidroeléctrica del país. El aislamiento de las áreas operativas generado por los atentados terroristas, obligó a abastecer la demanda con recursos locales de

generación, impidiendo la operación integral del sistema dentro de condiciones de eficiencia económica.

De acuerdo con lo anterior, el parque térmico de gas natural en el año 2001 presentó importantes niveles de consumo. Esto se debió fundamentalmente a que los atentados contra los circuitos de 500 KV del sistema de transmisión, obligaron a la operación aislada del sistema de la Costa Atlántica, lo cual implicó el despacho fuera de mérito de recursos térmicos en esta zona del país. No obstante lo anterior, el consumo total de gas natural para generación térmica en el año 2001 fue de 223 MPCD, presentando una ligera reducción con respecto al año inmediatamente anterior, debido a restricciones de transporte del gas proveniente de la Costa Atlántica hacia el interior, por atentados sobre dicha infraestructura. Hasta terminar el mes de Septiembre del año 2002 se habían generado 33,586 Gwh, de los cuales, 25,179.20 Gwh corresponden a plantas hidráulicas despachadas centralmente, 5,847.45 Gwh a plantas térmicas a gas, 1,377.39 Gwh a plantas térmicas a carbón despachadas centralmente.

La generación a partir de plantas no despachadas centralmente fue de 1,141.3 Gwh de los cuales 852.6 Gwh corresponden a plantas hidráulicas y los 288.7 Gwh restantes a cogeneradores y autoprodutores.

El consumo del parque térmico de gas natural en el periodo enero a junio de 2002, fue en promedio día de 224.1 MPCD.

Para septiembre del 2002 la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional era de 13,055 Mw de los cuales 12,778 Mw eran despachados centralmente, el 65.8% de la capacidad despachada

centralmente corresponde a plantas hidráulicas mientras el restante 34.2% a plantas térmicas.

**2.1.4 Sector Industrial.** Otro sector en crecimiento fue el industrial, aunque la participación de ECOPETROL en su complejo Industrial de Barrancabermeja se mantuvo estable en los años 2002 y 2003 con consumos de 50 MPCD promedio.

- **Cogeneración y Autogeneración.** Siendo la cogeneración el proceso por excelencia de eficiencia energética, merece especial atención principalmente en el sector industrial por cuanto muchos de los subsectores industriales requieren grandes consumos de energía eléctrica y térmica, en la producción de bienes al sistema socio-económico.

Es por eso que tanto la autogeneración como la cogeneración en particular son puntos de integración entre el sector gas y el eléctrico. En los últimos años la UPME ha venido realizando estudios en los diferentes sectores industriales del país identificando capacidad instalada existente en cogeneración y en algunos casos potencialidad para su desarrollo.

Es así, como en la siguiente tabla se muestra la siguiente capacidad instalada en cogeneración en el país según los estudios realizados por la UPME en el último año.

- **Capacidad instalada en Cogeneración en Colombia.** Es importante destacar que de esta capacidad instalada, salvo algunas excepciones, se emplea para satisfacer el autoconsumo de la industria.

También, se encuentra que cerca de 98 Mw operan con gas natural, mientras que la restante capacidad opera con biomasa, crudo y carbón, entre otros energéticos.

Sobre las potencialidades de cogeneración del sector industrial la UPME ha realizado trabajos al respecto que identifican las posibilidades de la Cogeneración en Colombia.

También estudio el sector terciario donde la potencialidad estaría entre 70 y 120 MW dependiendo de los escenarios de precios de los combustibles.

Más recientemente la Unidad inició un proceso de revisión de estos potenciales por subsector a través de su programa de URE en la industria, al momento se han evaluado los subsectores de Alimentos y bebidas al igual que el subsector textil.

En el primer caso se identificó un potencial técnico de 550MW y en el segundo uno de 115.5 MW.

En la actualidad el desarrollo de proyectos de cogeneración no solo obedece a la necesidad de ahorrar energía, sino al empeño de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica con calidad y confiabilidad que requieren las industrias. Sin embargo, la cogeneración no es una solución para todos los tipos de industria, es así como todos aquellos consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, o gases para secado y frío son potenciales usuarios de sistemas de cogeneración o trigeneración. De otra parte, los grandes consumidores de energía eléctrica que no requieran consumos térmicos o consumidores de calor a elevadas temperaturas no son potenciales cogeneradores.

En conclusión, la aplicación del sistema de cogeneración dependerá particularmente de la relación energía térmica-energía eléctrica, régimen de trabajo, variaciones de la demanda eléctrica a lo largo del día y por sobre todo del nivel de consumo energético anual para que estos puedan ser rentables.

Se observa que para obtener la mayor eficiencia energética en un sistema de cogeneración el sistema debe estar diseñado para abastecer toda la demanda térmica, ya que así se podrá obtener el mejor desempeño energético.

Típicamente, las industrias de químicos, alimentos y bebidas, pulpa y papel, textiles, entre otros, son potenciales cogeneradores, así como los grandes usuarios del sector terciario quienes en un futuro próximo sin duda podrían utilizar sistemas de trigeneración.

## **2.2 PARÁMETROS DE PROYECCIÓN Y PROYECCIÓN DE DEMANDA**

**2.2.1 Precio del Gas Natural en Boca de Pozo.** Para la realización de la proyección del precio en boca de pozo, se consideraron dos periodos de tiempo: el primero hasta el año 2005, y del 2006 en adelante; teniendo como base lo estipulado en la Resolución Creg 023 de 2000 que estableció en el párrafo 1" del artículo 3" que a partir del mes de septiembre de 2005 el precio del gas no estará sujeto a tope alguno.

En el periodo que abarca hasta el 2005, se considera la aplicación de la regulación actual, es decir las resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983, además de la Resolución Creg 023/2000 que ratifica las mencionadas

anteriormente para la determinación de los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo así:

- Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, Resolución 039/1975.
- Para el gas natural libre del campo Opón, Resolución 061/1983.
- Para el gas natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua:
  - El valor fijado por la Resolución 061/83 si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permite inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte - SNT -, es inferior a 110 MPCD;
  - US\$ 1.10/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 110 MPCD e inferior a 180 MPCD; y,
  - Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 180 MPCD.

De otro lado, y considerando que las fórmulas tarifarias establecidas en las mencionadas resoluciones tienen en cuenta el precio del Fuel Oil de exportación precio FOB colombiano para su actualización semestral, se estableció, una relación econométrica para que el Fuel refleje las variaciones del precio internacional del petróleo crudo,  $PFOCOL - 0.7371 * PWTI - 0.69$ .

Para el periodo que abarca del 2006 en adelante, se consideró la aplicación de la Resolución 023/2000, que estipuló libertad de precio de gas natural en boca de pozo a partir de septiembre de 2005, el ejercicio consistió en determinar un precio único a nivel nacional mediante el procedimiento denominado netback.

La valoración Netback en boca de pozo permite determinar los límites (inferior y superior) que podría alcanzar el precio del gas natural en boca de pozo para seguir siendo competitivo frente a los combustibles sustitutos, así:

- **Límite inferior.** El precio del gas en el límite inferior estaría dado por su sustituto más barato, que es el carbón en el sector industrial. Así que la valoración netback en boca de pozo para que el gas sea competitivo con el carbón en el sector industrial muestra un valor límite de 1.22US\$01/KPC.
- **Límite superior.** El precio del gas en el límite superior estaría en el sector de generación eléctrica. El precio del gas natural en boca de pozo con el que el carbón y el gas entrarían a competir en la generación eléctrica sería de 2.04US\$01/KPC.

Finalmente, se estableció un precio equivalente a US\$1.53/KPC, que refleja las expectativas de los productores.

**2.2.2 Precio del Gas Natural Vehicular.** Las proyecciones asumen la estrategia utilizada por los distribuidores respecto a la fijación del precio, estableciendo una paridad entre el valor económico del gas natural vehicular por unidad energética y el valor económico de una unidad energética de ACPM en el corto plazo (2001 - 2005). Además, una aproximación gradual para reconocer en el costo del combustible el 60% del valor de un equivalente energético de gasolina corriente a partir del año 2006 hasta el fin del horizonte de análisis.

En el caso del gas, la demanda depende de los sustitutos que existan. Para calcularla, es necesario, para cada uno de los usos previsible (definidos por tipo de utilización y sitio de la misma) cuál es el precio máximo que un usuario estaría dispuesto a pagar. Este precio máximo depende del costo

que para él tendría la utilización del sustituto de menor costo. Si este costo es menor que el del gas, no hay demanda por este concepto; si es mayor, la demanda de gas por este concepto es todo el gas necesario para satisfacer las necesidades de este tipo de usuario.

El análisis se llama técnica de netback con la cual se calcula el costo del sustituto de menor precio y restando los costos de distribución, transporte, etc., lo convierte en precio en boca de pozo o en el punto de referencia donde quiera establecerse el precio de equilibrio. En general cuando hay sustitución, el netback es igual al costo del combustible alternativo, menos la inversión para llevar a cabo la sustitución, más los beneficios operativos obtenidos al usar gas natural. Cuando es una decisión en una nueva instalación entre el gas y otro combustible, al valor del combustible alternativo se le suma el diferencial entre los costos (de inversión y AO&M) de la tecnología alternativa y la del gas. Aunque varía con cada caso, en general, el costo del combustible alterno explica cerca del 90% del valor del netback y del 10% restante, la mayoría corresponde al valor de la inversión. (Tomando del estudio Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Contratado por el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y la UPME).

Lo anterior porque se supone que los agentes involucrados en el programa pretenderán cautivar el mercado de transporte público con posibilidad de repotenciación a diesel durante los primeros años, y que posteriormente se acomodarán a la metodología anterior de fijación de precios, es decir reconociendo en el precio el valor equivalente al 60% del costo del energético de la gasolina corriente.

**2.2.3 Precio de la Gasolina Corriente.** Considera la aplicación de las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 8-2438 y 8-2439 de 1998.

Paridad internacional para la gasolina corriente. Escalas porcentuales de 3% al año para ACPM.

- **Demanda de Energía Eléctrica.** La demanda de gas natural del sector eléctrico corresponde al promedio de las 100 series obtenidas de la simulación con el MPODE.

La proyección de la demanda de la energía eléctrica considera la recuperación total de la Red para comienzos del 2003, la entrada en operación de un tercer circuito de 500 KV entre la Costa y el Interior en el año 2006.

Además, la expansión en capacidad de 625 MW Hidráulicos (durante el periodo 2002 - 2005) y 1365 MW Térmicos (durante el periodo 2006 - 2001) (Gas exclusivamente).

**2.2.4 Necesidades de inversión gas natural vehicular.** A continuación se hace un corto análisis respecto de las necesidades de inversión y de infraestructura para el desarrollo del programa de gas Natural Vehicular según las metas planteadas a los próximos 10 años. Se estima que para el año 2012 existan cerca de 58,600 nuevos vehículos convertidos a gas natural, que implican una tasa de conversión aproximada de 5,860 vehículos al año.

El programa requiere la construcción de un total de 52 nuevas estaciones de servicio en los tres años siguientes, para alcanzar un total de 255 estaciones a finales del 2012. Esta necesidad representa una inversión aproximada de US\$ 550,000 por estación, o US\$140 millones de dólares en los próximos 10 años.

Los talleres son pieza fundamental dentro del desarrollo del programa, por corresponderles a estos el aseguramiento de calidad y seguridad en el acondicionamiento, conversión y mantenimiento de los vehículos. El número de talleres a construir depende de la capacidad promedio de conversión de cada uno y se ha calculado en 50 unidades adicionales, con una inversión estimada por taller de US\$70,000.

**2.2.5 Prospectivas de generación de energía eléctrica.** En lo que respecta al análisis prospectivo de las alternativas de expansión, la UPME, dentro del Plan de Expansión Generación Transmisión 2002-2011, tiene varias alternativas que contemplan entre otras variables:

- Instalación y retiros de unidades de generación.
- Costos de combustibles.
- Demanda eléctrica de energía y potencia.
- Fenómenos de baja hidrología.
- Portafolio de proyectos.
- Criterios de confiabilidad establecidas en el planeamiento.
- Características del Sistema de Interconexión Nacional.
- Reservas Energéticas.

Con lo anterior se establecieron diferentes alternativas de corto y largo plazo para generación, a partir de la evaluación de escenarios de demanda media y alta, tanto en energía como en potencia. Adicionalmente, se incluyó la interconexión eléctrica con los países vecinos (Ecuador y Venezuela) con el fin de determinar los efectos para el sistema nacional; a su vez, se evaluaron los requerimientos de generación sin contemplar interconexión. Otro factor considerado fue la indisponibilidad del sistema de transmisión.

La alternativa de corto plazo que presenta mayor capacidad de generación (960.6 MW) en el periodo 2002 - 2006 considera que el sistema de interconexión nacional puede atender el escenario de demanda alta en Colombia y existen interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. La alternativa de largo plazo estima un costo medio de gas natural en boca de pozo y restricciones para la entrada de proyectos hidráulicos, por lo cual los proyectos a considerar son con base en gas natural y carbón mineral. Considera además interconexión con Ecuador.

### **2.3 EFECTO INGRESO GAS CUSIANA MEZCLA**

El tema del recibo de Gas de Cusiana se presentó por la necesidad de una fuente adicional en caso de una emergencia como el fenómeno de calentamiento cálido del pacífico y/o como nueva fuente de suministro y comercialización de gas, que pretenden estimular los mercados del interior del País en especial los de occidente, liberando a su vez capacidad proveniente de la Costa Norte, la cual puede ser exportada hacia mercados como el centroamericano (específicamente Panamá por su cercanía con la fuente productora), o hacia Venezuela, quien pese a tener grandes reservas, éstas se encuentran ubicadas al oriente del país, o aún no han sido interconectadas con el occidente del país.

Basado en esto y teniendo en cuenta los problemas del precio de Gas y procesos operativos de producción se desarrolló el proyecto a corto plazo para aceptar el gas de Cusiana fuera de especificaciones, donde básicamente se utiliza una planta Joule - Thomson, la cual sirve para removerle al gas rico los hidrocarburos condensables, como propano, butanos y más pesados. Desde el comienzo del proyecto, se trabaja con una planta cuya capacidad inicial fue de 40 MPCD, posteriormente con

producción de 52 MPCD, y en la actualidad su producción puede alcanzar los 68 MPCD. Se prevé que para el año 2005 en el inicio del segundo trimestre la producción esté cercana a los 130 MPCD y para el último trimestre de ese mismo año la producción esté cercana a los 180 MPCD, en esta etapa con un gas completamente tratado.

Respecto a la calidad y puntos de localización del Gas fuera de especificaciones dentro del Sistema de Transporte, se plantea para las simulaciones del proyecto a corto plazo, los volúmenes de 20 y 40 MPCD que se tienen a corto plazo.

En todos los casos independientes de la simulación y del volumen de transporte, siempre el gas que se tome para los ramales Boyacá - Santander (GBS) estará fuera de especificaciones al no presentar ningún tipo de mezcla, por tanto tendrá valores promedio de 5.5% de CO<sub>2</sub>. Los remitentes Gas Natural Cundiboyacense y Gas Natural han aceptado tomar el gas fuera de especificaciones.

- a. “Con Consumo en Cogua de 43 MPCD: Tomando constante un volumen en Gases de Boyacá y Santander de 5 MPCD se tendría un aporte en la Belleza de 15 a 35 MPCD, que por el consumo de Gas Natural para Bogotá por Cogua se presentaría siempre un transporte hacia ese punto, con una mezcla proporcional de gas Guajira, de acuerdo al consumo donde el porcentaje de CO<sub>2</sub> no será el que se tiene en Cusiana sino menor. Con los volúmenes manejados en el proyecto corto plazo es factible la posibilidad de paso de gas de la Belleza a Vasconia, cuando entren los 40 MPCD en ciertas horas del día y en Gas Natural los valores de CO<sub>2</sub> serán del orden de la entrada en Cusiana”<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Simulación presentada por Ecogas en Reunión 18 del Consejo Nacional de Operaciones, Julio 10 de 2002.

- b. Consumo en Cogua por encima de 50 MPCD Proyecto Corto Plazo: Con volúmenes de entrada de Gas Cusiana en la Belleza por encima de 50 MPCD se comienza a presentar valores por fuera de especificaciones en Vasconia, porque el aporte de Gas Guajira es mínimo, los valores están en promedio por encima del 2%, o sea por fuera de especificaciones.

Entre mayor el volumen de entrada puede ser más factible la migración de Gas hacia Vasconia en condiciones de acuerdo a la simulación, pero se tendría una solución práctica y temporal que es la instalación de una Válvula Cheque bien sea en Vasconia o en La Belleza.

El paso de Gas hacia Vasconia se puede controlar con el cierre de válvulas en Vasconia o instalando una válvula cheque, bien sea en Vasconia o en la Belleza, que no permita flujo sino en la dirección La Belleza - Cogua.

## **2.4 SUPUESTOS DEL EJERCICIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA**

Los escenarios de proyección de demanda son determinados básicamente por supuestos de carácter socioeconómico, energético, tarifario, de política y de suministro de energía, entre otros.

De esta forma los supuestos aplicados al ejercicio de proyección de demanda bajo el Escenario Business as Usual son:

### **a) Crecimiento del PIB**

- 2002 – 2004, expectativas de crecimiento DNP - Ministerio de Hacienda.
- 2005 – 2015, se mantienen tasas sostenidas del 4.4%, que reflejan la media histórica.

- b) Expectativas de Crecimiento de la Población.** De acuerdo al estudio de Proyección de Población 1995 - 2005 del DANE, se tiene que la tasa media de crecimiento anual es de 1.8%. Para el resto del periodo de proyección, la tasa media se mantiene.
  
- c) Sector Transporte.** Se estima un potencial de conversión a GNV de 60,000 vehículos en todo el país. (15% vehículos pesados, 85% livianos).
  
- d) Sector Industrial.** Se considera la salida total del crudo de Castilla como energético (El consumo de este energético era exclusivo en el sector industrial).
  
- e) Sector Refinación.** Se considera la ampliación de la refinería de Cartagena (Plan Maestro), en 65 KBDC adicionales de carga de crudo a partir del 2005.
  
- f) Aspectos Tecnológicos.** Se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en todos los sectores.
  
- g) Proyectos Especiales.** Exportaciones a Venezuela: 150 MPCD a partir de mediados del 2004 y durante 8 años.
  
- h) Precios de los Energéticos.** En términos generales, para la realización de la proyección de precios de los combustibles se consideró un escenario base de precio internacional del petróleo crudo WTI conforme a las expectativas del mercado.

El escenario de precios de crudo WTI asume un precio promedio en el periodo de análisis de 21 US\$ corrientes / Bl.

Además, la tendencia de la proyección es a que los precios domésticos de los derivados de hidrocarburos tiendan a reflejar el costo de oportunidad internacional y la posibilidad de entrada de nuevos agentes que generen competencia en un entorno de globalización. Es decir, se considera un periodo de transición del sistema de precios regulados al de precios libres, tanto de gas natural como de combustibles líquidos.

Para todo el país la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda del sector eléctrico es de 2.6%, mientras que la tasa de crecimiento promedio anual del resto de sectores es del 4.6%.

La demanda de energía eléctrica en la Costa Atlántica presenta una tasa de crecimiento del 1.5% promedio anual, en comparación con el crecimiento en el interior del país del 8%.

A nivel nacional, a partir del año 2006 se observa una recuperación en el crecimiento de la demanda de gas natural en el sector industrial. El GNV penetra de manera significativa durante los diez primeros años. El crecimiento en los precios de GN, 2005 - 2010, motiva la menor tasa de crecimiento en la demanda de GN en el sector doméstico para el mismo periodo.

En la Costa Atlántica, la demanda del sector industrial es la de mayor dinamismo, aunque al igual que a nivel nacional, la recuperación es notable a partir del año 2006. La estabilización del crecimiento económico en el largo plazo dinamiza la demanda igualmente en el largo plazo.

Con respecto al crecimiento de la Costa Atlántica, los proyectos especiales dinamizan de manera importante el comportamiento de la demanda.

Además se observa que el crecimiento promedio anual de los sectores diferentes al eléctrico para la Costa Atlántica es del 3.7%.

Como es de esperarse, y como respuesta a la penetración del gas natural en el interior, las tasas de crecimiento más altas se presentan en los primeros años de proyección. Para los sectores diferentes al eléctrico, el crecimiento promedio anual alcanza el 5.2%.

En el caso del sector industrial, la penetración del gas natural, atenúa el efecto de un menor crecimiento económico durante los primeros cinco años de proyección.

A partir del año 2006 se observa una recuperación en el crecimiento de la demanda de gas natural en el sector industrial, el GNV penetra de manera significativa durante los diez primeros años. El crecimiento en los precios de GN, 2005- 2010 motiva la menor tasa de crecimiento en la demanda de GN en el sector doméstico para el mismo periodo.

Tomemos la proyección de demanda de gas natural realizada por la Unidad de Planeación Minero Energética a nivel nacional como regional. Para el último caso, las regiones que se manejan son Costa Atlántica e Interior, el periodo de proyección comprende desde el año 2002 hasta el 2015. Esta actualización de la proyección de demanda fue realizada en Marzo de 2002 y recogió los últimos supuestos económicos, de precios, de oferta, del sector eléctrico, entre otros.

El nombre del escenario (Business As Usual) corresponde a aspectos meramente nemotécnicos que permiten una fácil identificación del escenario (de sus supuestos y principales resultados) con respecto a otros ejercicios de

proyección y especialmente con respecto al desarrollo del Plan Energético Nacional que actualmente la UPME esta llevando a cabo.

En este escenario se presentan dos series de cifras de demanda de gas natural para el sector eléctrico: una correspondiente al promedio de las 100 series de los resultados del escenario estocástico del modelo de simulación energética del sector eléctrico que utiliza la UPME (MPODE). La otra cifra corresponde al percentil 95 de las 100 series. Los resultados del MPODE fueron obtenidos en marzo del 2002.

### 3. CONSUMOS Y PRONOSTICOS

#### 3.1 PRONÓSTICOS POR SECTORES

A continuación se relacionan los pronósticos de la UPME hasta el año 2008 por sectores.

**Tabla 3. Pronóstico UPME por sectores**

Año	Resid	Com	Ind	Gnv	Refin *	Petrq	Comp	Térmi	Total
2003	52.8	9.0	85.1	13.2.	50.0	1.8	4.0	20.5	236.4
2004	57.7	9.7	90.5	18.9.	50.0	1.8	4.0	27.7	260.3
2005	62.2	10.3	95.3	28.5	50.0	1.9	4.0	31.4	283.6
2006	66.0	10.9	100.4	38.6	50.0	1.9	4.0	77.8	349.6
2007	69.4	11.4	104.7	45.7	50.0	1.9	4.0	32.0	319.1
2008	73.0	12.0	109.3	52.8	50.0	1.9	4.0	43.9	346.9

\* No incluye la previsión de 60 MPCD provenientes de otros campos del Magdalena Medio, pues no afectan el balance.

Fuente: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

#### 3.2. PARÁMETROS DE PRONÓSTICO

Para efecto de proyectar los volúmenes futuros, se utilizarán los siguientes parámetros:

- Los volúmenes totales previstos por la CREG se mantienen y respetan en su totalidad. Los valores utilizados como consumos del CIB consideran

los volúmenes que dependen del suministro del gas Ballena o Guajira y no se tienen en cuenta valores provenientes de los campos del Magdalena Medio. Esto significa que no se incluyen los volúmenes a consumir, pero tampoco el gas suministrado por esos campos, luego el balance no se afecta.

- b. Los volúmenes previstos para el sector térmico se mantienen; se ubicaron aleatoriamente en los tramos donde existen las térmicas con mayores posibilidades de despacho.
- c. Se conservan los porcentajes de crecimiento del gas natural vehicular.

Veamos ahora un cuadro resumen que muestra los volúmenes transportados frente a la capacidad de cada tramo en un día típico durante el año 2003.

**Tabla 4. Volúmenes promedio transportados día típico 2003 sistema del interior**

<b>Gasoducto</b>	<b>Transp. 2003 (MPCD)</b>
Ballena – Barrancabermeja	163.00
Barrancabermeja – Sebastopol	86.40
Sebastopol – Vasconia	66.10
Vasconia – Mariquita	47.10
Mariquita – Neiva	6.00
Mariquita – Cali	52.80
Vasconia – La Belleza	19.00
La belleza – Cogua	46.70
Cusiana – la Belleza	46.50
Cusiana – Apiay	16.00
Apiay – Bogotá	16.50

Fuente: Ecogas

#### 4. DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

Para atender los requerimientos de cada uno de los clientes en el interior del país es preciso que se conozca el escenario contractual en especial para los distribuidores del país.

En la actualidad el gas producido en Ballena es transportado casi en su totalidad por el transportador a ECOPETROL desde ese punto de entrada hasta Barrancabermeja. Y es desde Barrancabermeja donde se generan las obligaciones entre Ecogas y cada cliente. Es decir, ECOPETROL realiza labores como comercializador entre la Guajira y el puerto petrolero. Este contrato vence a finales del 2004, al igual que la casi totalidad de contratos entre Ecogas y sus clientes aguas debajo de Barrancabermeja.

Por la anterior razón existen muchas combinaciones posibles de escenarios dependiendo de la firma de los contratos, que a su vez marcarán la proveniencia del gas y por consiguiente se determinará la capacidad de los gasoductos.

Este estudio considera dos probables escenarios, haciendo claridad que la certeza de cada uno de ellos depende de diferentes factores, a saber:

- Política de gas determinada por el gobierno nacional, dado que en la actualidad, dos actores importantes de la cadena, como son ECOPETROL como productor y ECOGAS como transportador hacia el interior del país, son empresas estatales adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

- Acciones comerciales emprendidas por cada uno de los productores y/ o sus aliados en los contratos de asociación con los clientes potenciales.
- Fecha de terminación de contratos de asociación.

Una vez culminado el mismo podrá definirse para dónde tiende la balanza, y si los escenarios mostrados son tan categóricos, o pudiesen darse soluciones mezcla de los dos escenarios en cuanto al manejo de volúmenes.

#### **4.1 ESCENARIO 1: CONTRATO ECOGAS - ECOPETROL SE PRORROGA EN SU TOTALIDAD**

Como lo indica el encabezado, en este escenario se prevé la prórroga del contrato suscrito entre ECOGAS Y ECOPETROL hasta el año 2008. Esto significa que excepto el sector Cundiboyacense y Bogotá que recibe gas Cusiana por el norte y por el sur, y los consumos de clientes cercanos a una fuente de suministro como Río Ceibas y DINA, todo el gas consumido al interior del país vendría de Ballena.

Basados en los indicadores de crecimiento supuestos para cada sector, los consumos por tramo para el sistema del interior se detallan a continuación:

**Tabla 5. Escenario 1 Gasoducto Ballena – Barrancabermeja (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	3.27	10.90	13.93	16.46	19.35	21.93	
Industrial	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	
Compresoras	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	
Barranca – Sebas	99.95	115.35	128.90	185.65	147.38	166.97	
<b>Total</b>	<b>158.22</b>	<b>181.25</b>	<b>197.83</b>	<b>257.11</b>	<b>221.73</b>	<b>243.90</b>	<b>200.00</b>

Se ubican Gas Guajira, Gases del Caribe, Gasnacer, Gasoriente, Ferticol y el Complejo Industrial CIB. Gasoriente a partir del 2005.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 6. Escenario 1 Gasoducto Barrancabermeja - Sebastopol (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	17.29	19.00	20.92	22.80	24.26	25.96	
Térmico	10.50	15.70	18.00	30.00	17.00	23.90	
Industrial							
Vehicular	0.64	0.86	1.30	1.75	2.06	2.40	
Sebastop-Vasco	71.52	79.79	88.68	131.10	104.06	114.71	
<b>Total</b>	<b>99.95</b>	<b>115.35</b>	<b>128.90</b>	<b>185.65</b>	<b>147.38</b>	<b>166.97</b>	<b>200.00</b>

Se ubican EEPPM, Gases de Barrancabermeja, Meriléctrica y Termocentro.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 7. Escenario 1 Gasoducto Sebastopol – Vasconia (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Industrial	5.50	5.93	6.53	6.63	6.30	4.76	
Térmico							
Vasc-Marq-Nei	56.32	62.96	70.10	110.77	82.41	92.45	
Vascon-La Bell	9.70	10.90	12.05	13.70	15.35	17.50	
<b>Total</b>	<b>71.52</b>	<b>79.79</b>	<b>88.68</b>	<b>131.10</b>	<b>104.06</b>	<b>114.71</b>	<b>200.00</b>

Se ubican Omimex. Y Termosierra.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 8. Escenario 1 Gasoducto Vasconia – Mariquita (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Térmico							
Distribuidores	2.12	2.35	2.59	2.84	3.02	3.24	
Mariquita – Cali	54.20	60.61	67.51	107.93	79.39	89.21	
<b>Total</b>	<b>56.32</b>	<b>62.96</b>	<b>70.10</b>	<b>110.77</b>	<b>82.41</b>	<b>92.45</b>	<b>200.00</b>

Se ubica Termodorada.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 9. Escenario 1 Gasoducto Mariquita – Cali (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Vehicular	1.20	1.60	2.40	3.25	3.82	4.40	
Distribuidor	14.00	15.40	16.94	18.63	19.84	21.23	
Industrial	29.00	31.61	34.77	38.25	40.73	43.58	
Térmico	10.00	12.00	13.40	47.80	15.00	20.00	
<b>Total</b>	<b>54.20</b>	<b>60.61</b>	<b>67.51</b>	<b>107.93</b>	<b>79.39</b>	<b>89.21</b>	<b>100.00</b>

Se ubican Gases de Occidente, Norte del Valle, Natural del Centro, Quindío, Risaralda, Termovalle y Termoemcali.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 10. Escenario 1 Gasoducto Mariquita – Gualanday (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	6.80	7.48	8.32	9.12	9.71	10.33	
Industrial	4.38	4.82	5.33	5.85	6.22	6.67	
<b>Total</b>	<b>11.18</b>	<b>12.30</b>	<b>13.65</b>	<b>14.97</b>	<b>15.93</b>	<b>17.00</b>	<b>15.00</b>

Sector atendido con gas del sur. Se relacionan consumos, pero no afecta balance.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 11. Escenario 1 Gasoducto Vasconia – La Belleza (MPCD).**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
La Belle – Cogua	8.00	9.00	10.00	11.50	13.00	15.00	
Dif. gas llanos	1.70	1.90	2.05	2.20	2.35	2.50	
<b>Total</b>	<b>9.70</b>	<b>10.90</b>	<b>12.05</b>	<b>13.70</b>	<b>15.35</b>	<b>17.50</b>	<b>70.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 12. Escenario 1 Gasoducto Cusiana – La Belleza (MPCD)**

<b>SECTOR</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>CAPA</b>
Gas Cundiboy.	8.00	9.00	10.00	11.50	13.00	15.00	
La Bel-Cogua	38.70	42.65	47.17	51.22	53.74	56.50	
<b>TOTAL</b>	<b>46.70</b>	<b>51.65</b>	<b>57.17</b>	<b>62.72</b>	<b>66.74</b>	<b>71.50</b>	<b>150.00</b>

Se ubica Gas Cundiboyacense y Gas Natural Cogua.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 13. Escenario 1 Gasoducto La Belleza – Cogua (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	35.20	38.25	40.87	43.50	45.04	47.60	
Industrial	8.50	9.40	10.30	11.00	11.70	12.40	
Vehicular	3.00	4.00	6.00	8.20	10.00	11.50	
<b>Total</b>	<b>46.70</b>	<b>51.65</b>	<b>57.17</b>	<b>62.72</b>	<b>66.74</b>	<b>71.50</b>	<b>90.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 14. Escenario 1 Gasoducto Cusiana – Apiay (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	
Industrial	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	
Térmico	2.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	
<b>Total</b>	<b>16.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 15. Escenario 1 Gasoducto Apiay – Bogotá (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	
<b>Total</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

#### **4.2 ESCENARIO 2: ATENCIÓN SECTOR TÉRMICO MAGDALENA MEDIO Y CIB CON GAS PROVENIENTE DE LA GUAJIRA. TRAMO BALLENA – VASCONIA CON GAS BALLENA.**

Considerando que existe posibilidad de incrementar los volúmenes de gas provenientes de Cusiana y que éstos pueden ingresar al interior del país, éste escenario puede ser considerado como muy probable. Sin embargo, a la fecha no se ha considerado cómo sería el flujo de gas desde la fuente Cusiana ingresando hacia el interior del país, aguas debajo de Vasconia. En

este escenario el gas Ballena atendería desde este punto de entrada hasta Vasconia.

**Tabla 16. Escenario 2 Gasoducto Ballena – Barrancabermeja (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	3.27	10.90	13.93	16.46	19.35	21.93	
Industrial	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	
Compresoras	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	
Barranca – Sebas	33.93	41.46	45.58	61.18	49.62	57.02	
<b>Total</b>	<b>89.20</b>	<b>107.36</b>	<b>114.51</b>	<b>132.64</b>	<b>123.97</b>	<b>133.95</b>	<b>200.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 17. Escenario 2 Gasoducto Barrancabermeja – Sebastopol (MPCD) Se ubican EEPPM, Gases de Barrancabermeja, Merilétrica, Termocentro y Ferticol.**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	17.29	19.00	20.92	22.80	24.26	25.96	
Térmico	10.50	15.70	18.00	30.00	17.00	23.90	
Vehicular	0.64	0.86	1.30	1.75	2.06	2.40	
Sebastop – Vasco	5.50	5.93	6.53	6.63	6.30	4.76	
<b>Total</b>	<b>33.93</b>	<b>41.46</b>	<b>45.58</b>	<b>61.18</b>	<b>49.62</b>	<b>57.02</b>	<b>210.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 18. Escenario 2 Gasoducto Sebastopol – Vasconia (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Industrial	5.50	5.93	6.53	6.63	6.30	4.76	
<b>Total</b>	<b>5.50</b>	<b>5.93</b>	<b>6.53</b>	<b>6.63</b>	<b>6.30</b>	<b>4.76</b>	<b>210.00</b>

Se ubican Omimex. y Termosierra.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 19. Escenario 2 Gasoducto Vasconia – Mariquita (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Térmico							
Distribuidores	2.12	2.35	2.59	2.84	3.02	3.24	
Mariquita - Cali	54.20	60.61	67.51	107.93	79.39	89.21	
<b>Total</b>	<b>56.32</b>	<b>62.96</b>	<b>70.10</b>	<b>110.77</b>	<b>82.41</b>	<b>92.45</b>	<b>210.00</b>

Se ubica Termodorada.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 20. Escenario 2 Gasoducto Mariquita – Cali (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Vehicular	1.20	1.60	2.40	3.25	3.82	4.40	
Distribuidor	14.00	15.40	16.94	18.63	19.84	21.23	
Industrial	29.00	31.61	34.77	38.25	40.73	43.58	
Térmico	10.00	12.00	13.40	47.80	15.00	20.00	
<b>Total</b>	<b>54.20</b>	<b>60.61</b>	<b>67.51</b>	<b>107.93</b>	<b>79.39</b>	<b>89.21</b>	<b>170.00</b>

Se ubican Gases de Occidente, Norte del Valle, Natural del Centro, Quindío, Risaralda, Termovalle y Termoemcali.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 21. Escenario 2 Gasoducto Mariquita – Gualanday (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	6.80	7.48	8.32	9.12	9.71	10.33	
Industrial	4.38	4.82	5.33	5.85	6.22	6.67	
<b>Total</b>	<b>11.18</b>	<b>12.30</b>	<b>13.65</b>	<b>14.97</b>	<b>15.93</b>	<b>17.00</b>	<b>15.00</b>

Sector atendido con gas del sur. Se relacionan consumos, pero no afecta balance.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 22. Escenario 2 Gasoducto La Belleza - Vasconia (MPCD).**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Vasconia-Mariq	56.32	62.96	70.10	110.77	82.41	92.45	
<b>Total</b>	<b>56.32</b>	<b>62.96</b>	<b>70.10</b>	<b>110.77</b>	<b>82.41</b>	<b>92.45</b>	<b>70.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 23. Escenario 2 Gasoducto Cusiana – La Belleza (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Gas Cundiboy.	8.00	9.00	10.00	11.50	13.00	15.00	
La Bel-Cogua	46.70	51.65	57.17	62.72	66.74	71.50	
Vasconia-Marq	56.32	62.96	70.10	110.77	82.41	92.45	
<b>Total</b>	<b>111.02</b>	<b>123.61</b>	<b>137.27</b>	<b>184.99</b>	<b>162.15</b>	<b>92.45</b>	<b>150.00</b>

Se ubica Gas Cundiboyacense y Gas Natural Cogua.

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 24. Escenario 2 Gasoducto La Belleza – Cogua (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	35.20	38.25	40.87	43.50	45.04	47.60	
Industrial	8.50	9.40	10.30	11.00	11.70	12.40	
Vehicular	3.00	4.00	6.00	8.20	10.00	11.50	
<b>Total</b>	<b>46.70</b>	<b>51.65</b>	<b>57.17</b>	<b>62.72</b>	<b>66.74</b>	<b>71.50</b>	<b>90.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 25. Escenario 2 Gasoducto Cusiana – Apiay (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	
Industrial	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	
Térmico	2.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	
<b>Total</b>	<b>16.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>18.00</b>	<b>28.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

**Tabla 26. Escenario 2 Gasoducto Apiay – Bogotá (MPCD)**

<b>Sector</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Capa</b>
Distribuidor	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	
<b>Total</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>	<b>17.00</b>

Fuente: Autor de la Monografía

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al analizar cualquier escenario se puede determinar que existen tramos cuyo comportamiento solo depende de cada sector de consumo. Podemos citar entre estos a Cusiana – Apiay, Mariquita – Cali, La Belleza- Cogua, Vasconia – Mariquita. Al revisar los volúmenes proyectados en estos sectores, se concluye que no existe limitante de transporte en los próximos años, y por el contrario, se nota la continuidad de un bajo porcentaje de utilización en el gasoducto Mariquita – Cali.

De igual manera que los anteriores podemos clasificar un segundo grupo de gasoductos que dependen del consumo de cada sector, pero que su capacidad no es suficiente para atender la demanda proyectada. Aquí se ubican Mariquita – Gualanday y Apiay – Bogotá. Gasoductos como Apiay – Bogotá han sido contratados sobre su máxima capacidad, y difícilmente admitirán estudio para aumento de su capacidad.

Para este grupo particular, se proponen dos alternativas: consumir los volúmenes que superen la capacidad del gasoducto con gas proveniente de la Guajira para el primer escenario o de Cusiana para el segundo escenario, toda vez que los consumos superiores a la capacidad del gasoducto no son considerables.

Un tercer grupo de gasoductos depende completamente de los consumos de clientes que se encuentran aguas debajo de su sector geográfico, a saber Ballena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Sebastopol, Sebastopol – Vasconia , Cusiana – La Belleza y La Belleza – Vasconia, y es donde dependiendo el escenario, se puede determinar la criticidad del transporte en cada tramo. Podemos incluso, aunque contienen consumos propios a lo largo

de su distancia, denominarlos como gasoductos de tránsito. El presente estudio entrega conclusiones importantes respecto a la concentración de la atención en este último grupo de ductos. De este modo, de manera natural, los gasoductos de tránsito se ubican justamente en los corredores que determinan la procedencia de gas desde los campos ubicados en la Guajira (Ballena-Barrancabermeja) y los pertenecientes a la zona del Casanare, específicamente desde Cusiana.

Ante la posibilidad que el contrato suscrito entre ECOPETROL y ECOGAS cuyo objeto contempla el transporte del 94 % de la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja pueda prorrogarse hasta el año 2008 queda claro que el gasoducto Ballena – Barrancabermeja no tendría la capacidad para atender los consumos previstos a partir del año 2006. Como alternativa queda que el productor utilice combustibles alternos para el consumo de la refinería y que a su vez los 47 MPCD de consumo del Complejo sean utilizados para suplir la deficiencia que el balance entrega. De igual manera, la producción actual de los campos de Cusiana abastece el mercado de Bogotá y del área cundiboyacense hasta el año 2008.

Sin embargo, ésta situación no resulta atractiva para los productores ubicados en la costa colombiana, pues si bien el gasoducto estaría cercano al valor total de su capacidad, tal como lo prevé la UPME, la exportación del hidrocarburo hacia Centro América y Venezuela no sería posible.

Ahora miremos los resultados desde la óptica que Cusiana incremente su producción para abastecer el mercado cundiboyacense, de Bogotá y aguas debajo de Vasconia. Los resultados nos muestran que existiría una capacidad remanente de transporte en el tramo Ballena – Barrancabermeja, lo que permitiría pensar seriamente en exportación hacia países vecinos. Sin embargo, dada la limitante que existe en cuanto a la capacidad de transporte

entre Vasconia y La Belleza, se requeriría un estudio del sector para determinar si con compresión en este sector se conseguiría llegar hasta los más de 110 MPCD requeridos para el año 2006, o en su defecto realizar un estudio financiero que determine la posibilidad de ampliar la capacidad mediante loops. Adicionalmente, si bien la capacidad referida para el tramo Cusiana – La Belleza está referida a 900 psi, ésta aumenta con la entrada de la Planta a 1200 psi.

Un punto importante está relacionado con la calidad del gas proveniente de Cusiana. Si bien el ejercicio contempla el tema a nivel de balance, la negociación por parte de los agentes con respecto a la calidad del gas, en especial en lo referente al CO2 será vital en esta decisión.

En definitiva, el panorama permite concluir que los escenarios planteados consideran condiciones extremas, luego un tercer escenario intermedio pudiese darse, es decir, que pueda considerar un volumen proveniente de Ballena para consumir aguas debajo de Vasconia.

El estudio determina claramente que si se contrata una capacidad adicional de 40 MPCD ingresando por Ballena, el gasoducto Ballena – Barrancabermeja estaría transportando entre 129 y 172 MPCD hasta el período del 2008; si ésta capacidad es descontada de los volúmenes entre La Belleza y Vasconia, éste gasoducto transportaría entre 16 y 70 MPCD, es decir, no se superaría la máxima capacidad del tramo o sistema de transporte.

En conclusión, una negociación apropiada entre Productor y Transportador del interior del país, permitiría atender los volúmenes previstos por la UPME hasta el año 2008, jugando con la producción o suministro de las dos principales fuentes de suministro del país: Ballena y Cusiana.

## **BIBLIOGRAFÍA**

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA, Gas natural: Hacia un mercado maduro. Educación Continuada 3, 1997.

UPME, La Cadena del Gas Natural en Colombia, Versión 2000-2001, 2002

GAS VEHICULAR, Revista Especializada del GNV, 2004.

UPME, Estadísticas Minero energéticas. En: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co), 2004.

SSPD, Supercifras. En [www.sspd.gov.co](http://www.sspd.gov.co), 2004.

MME, Comité Interinstitucional de Gas y Electricidad. En: [www.mme.gov.co](http://www.mme.gov.co), 2004.