

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	3
I. PERÍODO ANTERIOR ÀS TRANSFORMAÇÕES .....	5
I.1. ANTECEDENTES .....	5
I.2. DESCRIÇÃO DO MODELO .....	6
I.3. DIAGNÓSTICO DO PERÍODO ANTERIOR À REFORMA.....	7
II. A INDÚSTRIA TRANSFORMADA .....	8
II.1. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR.....	8
III. ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA.....	14
III.1. ESTRUTURA INSTITUCIONAL.....	14
III.2. ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA.....	16
IV. RESULTADOS E DESAFIOS .....	34
IV.1. OS RESULTADOS DO MODELO .....	34
IV.2. RESUMO E CONCLUSÕES .....	38
IV.3. DESAFIOS .....	40
V. LIÇÕES .....	44
VI ANEXOS .....	46
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	68

## **INTRODUÇÃO**

O desenvolvimento da indústria do gás natural na Colômbia é relativamente recente. Embora desde os anos 50 se observe um aproveitamento limitado do hidrocarboneto, seu uso maciço se iniciou em meados da década de 70, a partir da descoberta de jazidas de gás na região da Guajira, ao norte do país (na Costa Atlântica). A política setorial da época tinha como objetivo principal a substituição do óleo combustível consumido na indústria e na geração térmica da região, com a finalidade de liberar recursos exportáveis.

Em meados dos anos 80, o governo implementou um programa através do qual o serviço de gás natural foi estendido aos principais centros urbanos da Costa Atlântica e a algumas cidades próximas às jazidas existentes no interior do país.

No entanto, a falta de infra-estrutura de transporte adequada, impedia que a maior parte da população utilizasse o gás natural. Sendo assim, no princípio da década de 90, o governo colocou em andamento o chamado “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, com o objetivo de possibilitar a utilização do hidrocarboneto por milhões de residências em todo o país. Tal programa teve como componente principal a criação da infra-estrutura de transporte necessária para transportar o gás desde as jazidas até os principais centros de consumo.

A empresa encarregada da execução do programa foi a Ecopetrol – Empresa Colombiana de Petróleo , que em apenas cinco anos construiu quase 2.800 Km de gasodutos, a partir das principais bacias do país. Em 1997, foi criada a Ecogas – Empresa Colombiana de Gás , encarregada da operação da nova rede de gasodutos.

Considerando a dimensão do esforço realizado pelos setores público e privado durante a década de 90, a construção e a ampliação da rede principal de transporte constituíram um dos dois aspectos mais relevantes da indústria do gás natural na Colômbia.

O outro aspecto de destaque foi a radical transformação experimentada pela indústria do gás natural a partir da sanção da Lei 142 (1994), introduzindo novas regras para o

setor. Um marco regulatório foi posto em prática para incentivar a participação do setor privado, a livre concorrência e a prestação mais eficiente do serviço de gás por redes.

A indústria passou por um processo de desintegração vertical que acompanhou os diferentes segmentos da cadeia de valor: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização. Foi estabelecido o acesso aberto aos dutos e foram definidas regras específicas para cada segmento, de modo a limitar a integração vertical e horizontal de tais atividades. O Estado concentrou sua atenção no controle da qualidade e na eficiência do serviço privado de gás por redes.

## **I. PERÍODO ANTERIOR ÀS TRANSFORMAÇÕES**

### **I.1. Antecedentes**

Inicialmente, o desenvolvimento do gás natural na Colômbia foi obtido como um subproduto da exploração do petróleo, associado em primeira instância ao uso em jazidas e, posteriormente, ao desenvolvimento de mercados industriais nas regiões produtoras. A política da época se limitava a reduzir a queima do recurso nos campos, promovendo seu uso na indústria e também como insumo petroquímico ou como fonte de calor nos processos de produção.

No início dos anos 70, as jazidas de gás que supriam a Costa Atlântica se esgotaram, tornando necessário considerar a possibilidade de cobrir o déficit com gás da bacia de Barrancabermeja (no Centro do país). Ao mesmo tempo, foram descobertos campos de gás não associado no Departamento de La Guajira (ao Norte do país), os quais permitiram não apenas compensar os déficits regionais de gás, mas também substituir o consumo de óleo combustível em plantas de geração elétrica naquela região.

Desta forma, foi implementada uma política de substituição do óleo combustível por gás natural, permitindo que recursos exportáveis, necessários para fazer frente às crescentes importações de petróleo durante o período de 1974-1986, fossem liberados. Esta política de substituição possibilitou a utilização de grande parte da capacidade do gasoduto principal de transporte, construído na zona da Costa Atlântica com o financiamento da Ecopetrol e das principais indústrias da região.

O governo também implementou diversas políticas para estimular o uso e um melhor aproveitamento do gás natural. Assim, em 1986 foi iniciado o programa “Gás para a Mudança” que tinha como principais objetivos: a) aumentar a cobertura regional; b) promover a interconexão nacional; e c) promover novas descobertas.

Nesse mesmo ano, foi proposta a construção de um gasoduto no Centro do país (Barrancabermeja) para diversificar o fornecimento de energia e ampliar o mercado do gás natural. No entanto, esta iniciativa encontrou oposição dos interesses regionais da Costa Atlântica, devido ao receio de que as reservas de Guajira se esgotassem. Como consequência, o programa limitou-se a estender o fornecimento de gás a outros centros urbanos da Costa Atlântica.

No início dos anos 90, a carência de um mercado expressivo era considerada a principal limitação para o desenvolvimento da indústria do gás na Colômbia. Isto se devia, em parte, à falta de infra-estrutura de transporte que ligasse as áreas produtoras aos grandes centros de consumo no interior do país.

No intuito de solucionar tal limitação, o Estado avançou na implementação de um programa de massificação do consumo de gás natural, com a finalidade de estender o serviço de gás por redes a todo o país, principalmente ao setor residencial.

No marco do programa de massificação do gás, o governo delegou à Ecopetrol as tarefas de construir a infra-estrutura de gasodutos no interior do país e de promover a criação de uma empresa transportadora de gás, o que tornou necessária a realização de importantes investimentos públicos e privados. Mais que isso, com o objetivo de garantir a oferta do combustível, o Estado deu continuidade às atividades de prospecção e exploração de novas jazidas, à construção de uma rede principal de gasodutos, à ampliação do sistema de transporte existente e à formação de um mercado nos setores industrial, residencial e termelétrico.

## **I.2. Descrição do modelo**

Antes das reformas da década de 90, o mercado do gás natural na Colômbia funcionava com preços administrados, através da empresa estatal Ecopetrol, a qual operava de maneira quase monopolista nos segmentos de produção, transporte e comercialização. A participação do setor privado era limitada, concentrando-se principalmente nos segmentos de produção / prospecção em associação com a Ecopetrol, e na distribuição de gás por redes através de diversas companhias locais.

A política estatal de garantir o fornecimento de gás natural transformara a Ecopetrol no único comercializador no atacado, encarregada de comprar a produção de gás de seus associados e garantir, sem contrato formal, sua entrega no gasoduto principal a preços fixados pelo governo, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (MME).

O transporte do gás, por sua vez, era realizado através de gasodutos pertencentes à Ecopetrol ou mediante contratos desta com os proprietários de gasodutos privados, sendo as tarifas também fixadas pelo governo.

Antes da reestruturação, o modelo colombiano tradicional do gás natural estava associado a uma indústria integrada verticalmente e a um único mercado atacadista. Essa indústria vendia o gás e realizava o transporte, como um serviço integrado e a preços fixados pelo governo, aos grandes consumidores e às empresas locais de distribuição.

Durante vários anos a regulação do setor esteve restrita quase que exclusivamente à definição de um preço de referência para o produtor e para os diferentes segmentos da demanda: residencial, industrial, petroquímica e centrais termelétricas.

### **I.3. Diagnóstico do Período Anterior à Reforma**

As reformas estruturais implementadas pelo governo durante os anos 90 nos setores elétrico e de gás surgiram como resposta a uma persistente crise no funcionamento e no financiamento destes. Esta crise ocorreu, em parte, pela falta de separação das funções do Estado (empresário, definidor de políticas para o setor e regulador), dificultando o controle eficiente do setor.

As reformas do setor fizeram parte de um conjunto de reformas que foram lançadas durante essa época na América Latina devido à mudança de modelo econômico. No que se refere ao setor de infra-estrutura, estas reformas propiciavam a separação dos papéis do Estado, limitando sua participação em relação à definição de políticas e à regulação, deixando o papel de empresário para o setor privado.

Neste sentido, pretendia-se aumentar a eficiência econômica através de uma maior concorrência nos segmentos onde isso fosse possível (produção) e da regulação nos segmentos de natureza monopolista (transporte e distribuição). A sustentabilidade financeira seria obtida através de investimentos privados e com o pagamento dos custos reais do serviço pelos consumidores. Por outro lado, a sustentabilidade social seria alcançada através do estabelecimento de subsídios claros e transparentes que atingissem o público alvo sem distorcer os sinais tarifários.

## **II. A INDÚSTRIA TRANSFORMADA**

### **II.1. A Reestruturação do Setor**

#### **II.1.i Plano de Massificação do Gás**

A transformação do setor começou a ser preparada no início da década de 90. Em 1991, foi aprovado o “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, voltado a estimular o uso do gás no interior do país como substituto de recursos energéticos de alto custo, considerando a existência de importantes reservas e as vantagens ambientais desse energético.

Dentro do citado Programa foram definidos os seguintes objetivos:

- i. Promover a massificação do consumo de gás natural e gás propano;
- ii. Induzir a economia de energia em termos de custos e de quantidades;
- iii. Garantir uma oferta de energéticos flexível, suficiente e diversificada;
- iv. Otimizar o uso das reservas de gás natural, através da construção de uma rede principal de transporte ao longo de todo o país;
- v. Estimular o investimento privado;
- vi. Introduzir parâmetros de eficiência na prestação dos serviços, alinhando preços e custos de produção.

Para o cumprimento de tais objetivos foi traçada a seguinte estratégia:

- i. Estimular a oferta com uma maior liberdade de preços;



- ii. Avançar na contratação do sistema de transporte de gás através da Ecopetrol, incluindo a rede principal e os subsistemas regionais, por intermédio da modalidade conhecida como “contratos BOMT”<sup>1</sup>;
- iii. Organizar uma empresa dedicada exclusivamente ao transporte.

#### II.1.ii. Infra-estrutura de Transporte

Como mencionado anteriormente, desde o início dos anos 90 considerava-se que a falta de uma infra-estrutura de transporte adequada era o principal “gargalo” que limitava a expansão do gás natural na matriz energética.

Desta forma, o Estado elaborou um plano para construção do sistema de gasodutos principais do interior do país através de uma ação conjunta entre a Ecopetrol e o setor privado. Tal infra-estrutura foi concluída em 1997 e permitiu interconectar os campos de produção de gás e os principais centros de consumo do país.

Em cinco anos (entre 1993 e 1997), foram construídos cerca de 2.800 km de gasodutos (principais e ramais), com um investimento total de US\$ 921 milhões, dos quais US\$ 644 milhões foram investidos pelo setor privado e o restante (US\$ 277 milhões) pela Ecopetrol. Uma amostra dos investimentos realizados pode ser encontrada no Quadro 2.1, que exclui os ramais secundários. Para uma melhor compreensão geográfica dos gasodutos, ver mapas no Anexo I<sup>2</sup>.

Vale destacar que a modalidade de contrato e de financiamento adotada pela política pública (contratos BOMT), rapidamente permitiu obter financiamento privado para a construção da infra-estrutura de transporte, minimizando o impacto fiscal de um eventual financiamento com recursos públicos.

---

<sup>1</sup> BOMT (*Build, Operate, Maintain and Transfer*) é uma modalidade de contrato através do qual a construção, operação e manutenção dos projetos (neste caso um gasoduto) ficam sob encargo de uma empresa privada. O contratante (neste caso a Ecopetrol) paga os direitos pelo uso do bem construído e tem uma opção de compra (transferência). Também existe a modalidade BOT, que exclui a manutenção.

<sup>2</sup> Vale destacar que o Sistema Nacional de Transporte é complementado pelo Gasoduto da Costa Atlântica, construído antes dos anos noventa e operado pela companhia privada Promigas.

Quadro 2.1 – Ampliações do Sistema Principal de Transporte

Sistema	Gasoduto	Operador Atual	Modalidade de Construção	Investimentos MM US\$	Data
Centro	Ballena – Barrancabermeja	Ecogas	BOMT	198,8	Mar. 1996
Interior	Cusiana – Apiay	Ecogas	Contratação direta Ecopetrol	9,4	Jun. 1995
Interior	Barrancabermeja – Bucaramanga	Transoriente	Concessão MME	14,2	Jun. 1997
Interior	Mariquita – Cali	Ecogas	BOMT	276,0	Ago. 1997
Interior	Centro Oriente (1)	Ecogas	Contratação direta Ecopetrol	269,0	Set. 1997
Interior	Sebastopol – Medellín	Transmetano	Concessão MME	55,9	Nov. 1997
Interior	Norte Huila – Tolima (2)	Gasoducto do Tolima	Concessão MME	10,1	Fev. 1998
Interior	Neiva – Hobo – Pitalito	Progasur	Concessão MME	21,4	s/d
<b>Total</b>				<b>854,8</b>	

1. Inclui os ramais: a) Barrancabermeja – Vasconia; b) Vasconia – Bogotá; c) Vasconia – Mariquita; d) Mariquita – Dina (ver Anexo I, Quadro 6.1, Mapa esquemático da Ecogas).
  2. Compreende os ramais Buenos Aires – Ibagué e Chicoral – Ricaurte, próximos à cidade de Ibagué.
- Fonte: Ecopetrol e Ecogas.

A partir dos investimentos realizados em novos gasodutos principais, o sistema de transporte de gás natural colombiano ficou definido por três subsistemas (ver Anexo I, Quadro 6.2):

- i. Costa Atlântica: primeiro sistema de gasodutos do país (executado nos anos 70), unindo os campos de Guajira com as principais cidades da região (Gasoduto Ballena – Cerromatoso);
- ii. Centro: desenvolvido na década de 90, conectando os campos de Guajira com a cidade de Barrancabermeja;
- iii. Interior: executado nos anos 90, para abastecer com o gás do Valle de Magdalena e dos Llanos Orientais (Cusiana) diversas regiões do interior do país (ver Anexo I, Quadro 6.2, gasodutos que abastecem o sul do país a partir de Barrancabermeja: Departamentos de Santander, Cundinamarca, Valle do Cauca, Antioquia, Boyacá, Tolima, Caldas, Quindío, Huila, Casanare, Risaralda e Meta).

No sistema da Costa Atlântica, construído pelo Estado, o transporte foi desenvolvido através de contratos de concessão nos quais o investidor privado assume os riscos de

mercado e de regulação já que sua entrada depende da tarifa por volume transportado definida pelo órgão regulador (tarifa postal). Sua operadora é a Promigás S.A., de capitais privados, com aproximadamente 2.000 km de gasodutos em operação.

O Sistema Centro é constituído pelo Gasoduto que une Ballena (no Departamento de La Guajira) com Barrancabermeja (no Departamento de Santander). A participação de capitais privados nesta região se dá através da subscrição de um contrato tipo BOMT entre a Ecopetrol e a empresa Centragás (Enron), a qual financiou e construiu o gasoduto, e manteve sua propriedade por um período de 15 anos. Ao final deste período, a Ecogas tem a opção de comprar o gasoduto ou deixá-lo definitivamente nas mãos da Centragás.<sup>3</sup>

No sistema do Interior, a participação privada ocorre em três modalidades: concessão (nos casos Transmetano e Transoriente), contratos BOMT (no caso Transoccidente) e contratação direta da Ecopetrol.

#### II.1.iii. Lei de Serviços Públicos

Após a sanção da Lei nº 142 no ano de 1994 (Lei de Serviços Públicos Domiciliares), o setor experimentou uma profunda transformação. Foram separadas as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, promovendo, conseqüentemente, a desintegração vertical da indústria.

Dentro do novo modelo regulatório o Estado intervém para garantir a livre concorrência e impedir abusos de posição dominante no mercado, visando promover a eficiência e a qualidade na prestação dos serviços públicos.

As principais modificações introduzidas pela citada Lei estão resumidas no quadro a seguir:

---

<sup>3</sup> O titular da capacidade de transporte era a Ecopetrol, que a cedeu à Ecogas, atual responsável pelo pagamento da taxa pelo uso do gasoduto.

Quadro 2.2 - Principais modificações introduzidas pela Lei 142 de 1994

Antes da Lei 142	Depois da Lei 142
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado prestador do serviço, autorregulado e autoavaliado</li> <li>• Estado promotor e investidor                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Gasodutos de transporte (sistema da Costa Atlântica e outros)</li> <li>○ Gasodutos de distribuição</li> <li>○ Principal agente de subsídios</li> <li>○ Déficit de financiamento</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Separação das funções do Estado:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Política: MME (1)</li> <li>○ Regulação: CREG (2)</li> <li>○ Planejamento: UPME (3)</li> <li>○ Controle: SSPD (4)</li> </ul> </li> <li>• Investimentos a cargo do setor privado</li> <li>• Introdução de critérios de equilíbrio econômico e financeiro</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviço integrado (produção, transporte, distribuição e comercialização)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviço desintegrado (“<i>unbundling</i>” da cadeia de valor)</li> <li>• Ênfase na abertura, concorrência, eficiência e qualidade do serviço</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercados verticalmente integrados, com presença dominante da Ecopetrol em toda a cadeia de fornecimento (produção, transporte e distribuição / comercialização)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecopetrol mantém seu privilégio em <i>upstream</i></li> <li>• Desliga-se de seus segmentos de transporte e distribuição</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixa participação do setor privado, e quase exclusivamente associado à Ecopetrol</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• É incentivada a participação do capital privado</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas fixadas com critérios políticos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas baseadas em critérios econômicos</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decisões centralizadas, sem participação dos usuários</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mecanismos de participação dos cidadãos</li> </ul>

Referências:

- (1) MME: Ministerio de Minas y Energía.
- (2) CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- (3) UPME: Unidad de Planeación Minero Energético.
- (4) SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

#### II.1.iv. Empresa Colombiana de Gás (EcoGas)

A participação da Ecopetrol no sistema de transporte desestimulava o desenvolvimento de um mercado competitivo. O fato de a companhia estatal, proprietária de 50% do gás produzido no país, ser também proprietária do sistema de transporte, passa a ser considerado inadequado devido ao seu poder de discriminação.

Por isso, através da Lei 401/97, criou-se uma empresa independente da Ecopetrol, responsável por todas as atividades relacionadas ao transporte de gás natural, que até esse momento se encontravam controladas pela petroleira estatal. A nova companhia, denominada Empresa Colombiana de Gas - EcoGas, assumiu o pagamento dos contratos BOMT e dos contratos de operação e manutenção realizados pela

Ecopetrol.<sup>4</sup> Sua receita provém da prestação do serviço público de transporte cujas tarifas são definidas pela CREG.

A Ecogas é uma entidade descentralizada de âmbito nacional vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com autonomia orçamentária e administrativa. A diretoria da Ecogas é composta por um representante do Ministério de Minas e Energia, outro do Ministério da Fazenda e três membros delegados pelo presidente da República.

Entre seus objetivos destacam-se a projeção, construção, manutenção, operação e exploração comercial dos sistemas de transporte de gás natural próprios e a exploração comercial da capacidade dos gasodutos de propriedade de terceiros, pelos quais paga uma taxa ou “canon”.

A Ecogas iniciou seus trabalhos com estrutura operacional própria, a partir de 1º de janeiro de 1998, sendo responsável pela operação e manutenção de 1.100 Km de gasodutos principais próprios e de 900 Km de gasodutos sob a modalidade de contratos de tipo BOMT.

---

<sup>4</sup> Em virtude do Decreto No. 2829 de 25 de novembro de 1997, o governo determinou os ativos a serem entregues, os contratos a serem cedidos e as relações jurídicas entre a Ecopetrol e a Ecogas, derivadas dos contratos BOMT.

### **III. ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA**

#### **III.1. Estrutura Institucional**

A atual estrutura institucional para o setor compreende:

- Ministério de Minas e Energia (MME): é a autoridade máxima do setor, responsável pela formulação da política e pela regulação técnica e econômica para o aproveitamento das reservas na etapa de produção.
- Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG): a Lei 142/94 criou a CREG como órgão encarregado de regular o exercício das atividades dos setores de energia e gás. É um órgão ligado ao MME, mas possui autonomia administrativa, técnica e patrimonial.
- Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares (SSPD): é um órgão fiscalizador ligado ao Ministério de Desenvolvimento Econômico. É responsável pela fiscalização e controle das empresas que prestam serviços públicos domiciliares, avaliando sua gestão financeira, técnica e administrativa. Possui autonomia administrativa e conta com um Superintendente delegado para tratar dos setores de energia e de gás. A SSPD tem o poder de impor sanções.

Particularmente, a CREG tem a missão de promover a livre concorrência e evitar abusos do poder dominante no fornecimento do serviço público de gás natural e de energia elétrica. Naqueles segmentos onde não existe a livre concorrência, como no caso do transporte por gasodutos principais, a CREG se encarrega de regular os monopólios, para que tais atividades se desenvolvam com qualidade e eficiência.

A lei 142/94 outorga àCREG as seguintes atribuições:

- Regular o exercício das atividades dos setores de energia e gás de forma a assegurar uma oferta energética eficiente;
- Promover a livre concorrência no mercado de energéticos;

- Impedir o abuso de posição dominante;
- Promover o uso eficiente da energia e do gás;
- Estabelecer o regulamento de operação do sistema interligado de gás e energia;
- Regular o mercado atacadista de gás e energia;
- Definir tarifas de gás e eletricidade aos consumidores finais.

## **III.2. Organização da Indústria**

### III.2.1. Atores, transações e funcionamento

O âmbito regulatório – Lei 142/94 e normas regulamentares – reconhece a existência de cinco agentes independentes na cadeia de desenvolvimento do gás natural: o produtor, o comercializador, o transportador, o distribuidor e o grande consumidor.

#### III.2.1.1. Produção (Upstream)

Existem seis bacias sedimentares de gás natural na Colômbia. As principais jazidas encontram-se nas bacias Guajira (jazida Ballenas, no Norte do país) e Llanos Orientais (Cusiana, Apiay e Cupiagua), correspondendo a 90% das reservas comprovadas de gás (estimadas pela CREG em 6,8 Tera Pés Cúbicos, o equivalente a 193 bilhões de m<sup>3</sup>). Os campos restantes se localizam no vale inferior, médio e superior do Rio Magdalena.

Existe um predomínio do Estado no *upstream* da cadeia, com abertura limitada nas atividades de prospecção e produção. Os contratos de associação entre a Ecopetrol e as companhias privadas permitem a prospecção e exploração do gás natural. A maior parte das reservas e a produção de gás natural se encontram em jazidas que são exploradas a partir de contratos de associação e apenas as jazidas mais antigas e menores são exploradas diretamente pela Ecopetrol.

A regulamentação da atividade foi iniciada em 1995, frente a existência de condições estruturais que impediam consolidar um mercado competitivo para o gás no médio prazo devido, basicamente, à posição dominante da Ecopetrol.

Para possibilitar o desenvolvimento do mercado, introduziu-se uma maior flexibilidade no processo de comercialização, promovendo a negociação entre produtores e grandes consumidores e criando condições de maior concorrência na comercialização e venda de gás natural.

No entanto, o mercado de gás natural ainda apresenta uma alta concentração: a Ecopetrol, principal produtor de gás natural do país, detém 60% da produção total. Se esta produção for somada à dos outros dois principais produtores (Chevron e Texaco) o total chega a 80% da oferta de gás natural (ver Anexo I, Quadro 6.3).

Atualmente, o regime regulatório vigente para o fornecimento atacadista de gás natural se baseia em uma estratégia pró-concorrência, com um período regulado de transição de dez anos (1995-2005), ao final do qual está prevista a liberalização dos preços regulados que regem o setor.<sup>5</sup>

#### III.2.1.2. Transporte (Midstream)

Existe um sistema misto com abertura total, no qual o setor privado pode construir e operar dutos de transporte. O sistema troncal de transporte no centro do país desenvolveu-se mediante a subscrição de contratos BOMT / BOT ou de concessão entre a Ecopetrol e empresas privadas. Por outro lado, a Ecopetrol abriu mão de sua participação nos gasodutos da Costa Norte.

No segmento de transporte operam oito companhias transportadoras destacando-se, por suas dimensões, a Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) e a Promigás S.A.. A primeira é uma empresa de direito público proprietária de grande parte da infra-

---

<sup>5</sup> Adicionalmente, a CREG estabeleceu o preço do gás natural nos campos de Cusiana – Cupiagua e definiu a norma aplicável às exportações de gás. É de se esperar que estes sinais regulatórios permitam finalmente viabilizar a construção da planta de tratamento do gás de Cusiana e o projeto de ampliação da produção de Catalina nos campos da Guajira.



estrutura de transporte do interior do país, enquanto que a segunda, uma companhia totalmente privada, é proprietária da maioria dos gasodutos da Costa Atlântica.

Embora a Ecogas possua a maior extensão de gasodutos (ver Anexo I, quadros 6.1 e 6.2), a Promigás, companhia de transporte mais antiga do país (criada em 1974 com o nome de “Promotora de la Interconexión de los Gasoductos de la Costa Atlântica – Promigás Ltda.”) é a empresa mais importante em relação ao volume de gás transportado (58% do total em 2002). Através do gasoduto principal Ballena – Cartagena – Jobo, abastece toda a Costa Atlântica colombiana. Compõe-se de dois subsistemas:

- a. Ballena – Cartagena, que transporta o gás proveniente dos campos do Departamento de Guajira (Ballena) até as cidades de Santa María, Barranquilla e Cartagena, entre outras, além de abastecer as plantas termelétricas existentes na Costa Atlântica.
- b. Cartagena – Jobo, que transporta o gás proveniente do Departamento de Sucre (jazida Guepajé) até Cartagena, do início do subsistema até a planta de Cerromatoso, localizada no final do subsistema.

Os transportadores restantes são: Gasoducto del Tolima, Promotora de Gases del Sur (Progasur), Sociedad Transportadora de Gases del Oriente (Transoriente), Transoccidente, Transportadora Colombiana de Gas (Transcogas) e Transportadora de Metano (Transmetano).

A Transcogás vincula-se com o sistema da Ecogas em Cogua (ver Quadro 6.1) e fornece o gás ao Distrito Federal (Bogotá), principal centro de consumo do país, enquanto a Transoccidente é um sistema pequeno, localizado na cidade de Cali.

No caso do gás, dada a modalidade de transportador por contrato, os diferentes serviços de transporte, bem como a expansão da infra-estrutura, dependem dos termos e das condições dos respectivos contratos.

Cabe destacar que os riscos associados às distintas transportadoras são diferentes. No sistema da Costa Atlântica o risco de mercado é mínimo, considerando a existência de um mercado desenvolvido de gás natural, com quase trinta anos de existência ( desde 1978), e um único transportador (Promigas).

Os sistemas de transporte do Centro e do Interior apresentam um cenário diferente: o risco de mercado é maior, uma vez que o serviço foi introduzido recentemente (menos de dez anos), levando a implicações no dimensionamento do sistema e nos períodos de recuperação do investimento.

### III.2.1.3. Distribuição (Downstream)

Atualmente a distribuição de gás natural é realizada por 26 empresas que abastecem um total de 3,4 milhões de usuários em mais de 350 localidades. As distribuidoras mais importantes são : Gas Natural S.A. (abastece 1,2 milhões de usuários, incluindo Bogotá), Gases del Caribe (480 mil usuários), a Surtigas (335 mil usuários) e a Gases de Occidente (240 mil usuários).

O Quadro 6.4 do Anexo I detalha todas as distribuidoras de gás natural que operam no país, indicando a quantidade de usuários abastecidos por estrato socioeconômico (o estrato 1 corresponde ao de menor renda e o estrato 6 ao de maior renda).

Das empresas mencionadas, seis prestam o serviço sob contratos de concessão exclusiva na forma estabelecida pela Lei 142/94.

As áreas de serviço exclusivo são aquelas onde nenhuma outra empresa prestadora de serviços públicos pode oferecer os mesmos serviços durante um tempo determinado. Estes contratos existem por motivos de interesse social, com a finalidade de estender a cobertura de distribuição domiciliar de gás natural a consumidores de baixa renda.

Através da Resolução CREG 014/95, a Comissão fixou os critérios gerais para a contratação de áreas de serviço exclusivo para a distribuição de gás. Estas áreas correspondem a uma modalidade de concessão estabelecida na Lei de Serviços

Públicos, outorgada através de licitação a empresas que se comprometam a manter ampla cobertura aos consumidores de menores recursos (estratos 1 a 3).<sup>6</sup>

A distribuição de gás está, em sua quase totalidade, descentralizada. E, embora a Ecopetrol possua ações em algumas das companhias distribuidoras de gás, nos últimos anos começou a se desfazer destes ativos através da venda de suas participações acionárias ampliando, desta forma, a possibilidade de entrada de novos atores privados no segmento de distribuição.

Neste sentido, foram definidas algumas medidas voltadas a incentivar a concorrência. Por exemplo, foi disposto que no ano 2015 nenhuma empresa poderá abastecer mais de 30% dos usuários de gás natural do país; e que as companhias com participação superior a 30% não poderão expandir seus sistemas de distribuição. Adicionalmente, nenhuma distribuidora poderá ter uma participação maior do que 25% nas vendas de gás a usuários finais, regulados ou não regulados (excluída a demanda da petroquímica, centrais elétricas e consumos em jazidas).

---

<sup>6</sup> As áreas de serviço exclusivo são: Valle, Quindío, Caldas, Risaralda, Centro e Tolima, e Cundinamarca e Boyacá. As empresas que operam em tais áreas são as seguintes: Alcanos de Colômbia (antes Grancolombiana de Gas), Gás do Risaralda, Gás Natural Cundiboyancense, Gas Natural del Centro, Gases do Norte do Valle e Gases do Quindio.

### III.2.2. Principais Diretrizes Regulatórias

#### III.2.2.1. Integração vertical e horizontal

O âmbito regulatório proíbe explicitamente tanto a integração vertical quanto a horizontal nos diversos segmentos do setor. Com relação à integração vertical, a CREG fixou regras que definem a participação acionária máxima permitida entre as diferentes empresas do setor. Particularmente, determinou a independência da atividade de transporte de gás natural em relação às atividades de produção, comercialização e distribuição, com a finalidade de garantir o acesso aberto ao sistema. Por exemplo, proíbe o transportador de realizar diretamente atividades de produção, comercialização ou distribuição; de ter qualquer interesse econômico em empresas que tenham estas atividades<sup>7</sup>; e ainda de ter qualquer interesse em empresas de geração elétrica. Entretanto, poderá adquirir o gás natural para consumo próprio, caso seja necessário compensar perdas ou para manter o equilíbrio do sistema de transporte.

No segmento de distribuição é permitida a participação dos produtores se a mesma não exceder 20% do capital acionário da distribuidora.

Os limites à integração horizontal encontram-se definidos pela Resolução CREG 071 do ano 1998, que estabeleceu as seguintes medidas:

- A partir de 1º de janeiro de 2015, nenhuma empresa de distribuição poderá atender, direta ou indiretamente, mais de 30% do número de usuários do gás natural do país;
- A comercialização de gás natural a empresas de geração elétrica não terá limites de participação no mercado;

---

<sup>7</sup> É considerado interesse econômico quando uma empresa produtora, comercializadora ou distribuidora detém ações ou cotas de uma transportadora em porcentagem superior a 25% do capital social. Da mesma forma, existe interesse econômico quando uma empresa transportadora detém ações ou cotas de uma empresa comercializadora, distribuidora e grande consumidora de gás natural, em porcentagem superior a 25% do total do capital social.

- Nenhuma pessoa ou empresa poderá comercializar mais de 25% do volume total do mercado para usuários finais, regulados e não regulados. Exclui-se deste total o gás comercializado para geração elétrica, matéria prima de indústria petroquímica e para consumo próprio do produtor;

#### III.2.2.2. Acesso aberto não discriminatório.

A lei dispõe que todos os transportadores de gás natural permitirão o livre acesso não discriminatório aos dutos de sua propriedade e aos sistemas de armazenamento a qualquer produtor, comercializador, distribuidor ou usuário que o solicite, nas mesmas condições de qualidade e segurança.

De acordo com a Resolução CREG 57/96, os transportadores podem oferecer serviços firmes, em pico e interruptíveis, ou uma combinação deles, bem como todos aqueles que não sejam contrários à lei e aos princípios de livre concorrência. O transportador não poderá discriminar clientes com termos e condições contratuais similares.

#### III.2.2.3. Abertura do Mercado *Downstream*

É garantido aos grandes consumidores o direito de comprar gás e contratar o serviço de transporte de forma separada (*by-pass*). O âmbito regulatório do setor estabelece que:

- Os grandes consumidores podem negociar livremente seus contratos, preços de fornecimento e transporte com o produtor, comercializador, transportador ou distribuidor;
- Os preços de transporte, distribuição e venda serão negociáveis, mas não superiores aos preços máximos estabelecidos (a não ser que, mediante resolução, tenha sido determinado preço livre de comercialização para grandes consumidores);

- As empresas que desenvolverem atividades de produção, venda ou distribuição, podem ser "comercializadoras"; os produtores poderão comercializar livremente sua produção e firmar contratos de venda no mercado atacadista.

Desta forma, os grandes usuários poderão optar por contratar de forma integrada à distribuidora a compra do gás, o transporte e a distribuição, ou então contratar de forma separada cada componente da cadeia de valor, negociando o preço do gás e pagando as respectivas taxas reguladas pelo uso das redes de transporte e distribuição (além da taxa por conexão).

Com a finalidade de aumentar a concorrência no setor, baixou-se progressivamente o valor limite para classificar um consumidor como sendo grande; o valor limite passou de 500 mil pés cúbicos diários (aproximadamente 14,0 mil m<sup>3</sup>/dia) em 31/12/2001, para 300 mil pés cúbicos diários (8,5 mil m<sup>3</sup>/dia) em 31/12/2004, sendo que a partir de 1/1/2005, este limite passará a ser de 100 mil pés cúbicos dia (2,8 mil m<sup>3</sup>/dia).

#### III.2.2.4. Preços e Tarifas

A Lei 142/94 estabelece que a metodologia para a fixação de tarifas estará orientada pelos princípios de eficiência econômica, neutralidade, solidariedade, redistribuição, suficiência financeira, simplicidade e transparência; indicando que os princípios de "eficiência econômica" e "suficiência financeira" têm prioridade na definição do regime tarifário. Se houver alguma contradição entre os dois critérios, as tarifas serão definidas levando em conta o critério de "suficiência financeira" de acordo com julgamento do regulador, garantindo assim a "eficiência econômica".

##### III.2.2.4.1. Preço do Gás

O preço do gás natural na Colômbia está regulado. O gás natural de La Guajira (principal bacia do país) tem seu preço regulado pela Resolução 039 de 1975 (expedida pela Comissão de Preços de Petróleo e de Gás Natural), enquanto o preço do gás natural das bacias restantes está regulado pela Resolução 061 de 1983, posteriormente modificada pela Resolução CREG 081 de 1997. Em ambos os casos, o

preço do gás natural se ajusta semestralmente em função da evolução do preço do Fuel Oil (FOB) Cartagena durante o semestre anterior.

O marco regulatório estabelece que haverá liberdade de preços na presença de concorrência efetiva, ou seja, na ausência de posição dominante no mercado. Entretanto, deve-se ter em mente que esta situação será qualificada pelo órgão regulador.<sup>8</sup>

Os comercializadores de gás natural podem celebrar contratos de venda nos quais o preço do gás supere temporariamente os limites máximos fixados pela CREG, sempre e quando, em média, não exceda o máximo regulado.

Atualmente o preço de gás natural proveniente da Costa Norte e Vale de Magdalena (“Terra Firme”) é de 1,745 US\$/MBTU, enquanto que o gás natural proveniente da Região Oriental e Pacífica (este e oeste da Cordilheira Oriental) e da Costa Afora é de 1,931 US\$/MBTU. O preço do gás natural de La Guajira foi fixado em 1,455 US\$/MBTU para o semestre 9 de fevereiro 2004 a 10 de agosto de 2004<sup>9</sup>.

Cabe destacar que o gás natural associado tem um preço regulado equivalente a 50% do preço do gás natural não associado.

O Quadro 3.1 a seguir, indica o comportamento dos preços do gás, de acordo com as respectivas normas de referência (Resoluções 39/75 e 061/83).<sup>10</sup>

No Anexo I, Quadro 6.6 pode-se encontrar uma evolução da produção de gás natural por bacia e observar a importância do gás natural proveniente de La Guajira, que representa cerca de 75% da produção total do país.

---

<sup>8</sup> A Resolução CREG-023 de 2000 estabelece que os preços nos pontos de entrada do sistema nacional de transporte serão determinados livremente a partir de setembro do ano de 2005, sempre que existirem condições de concorrência definidas na Lei 142 de 1994.

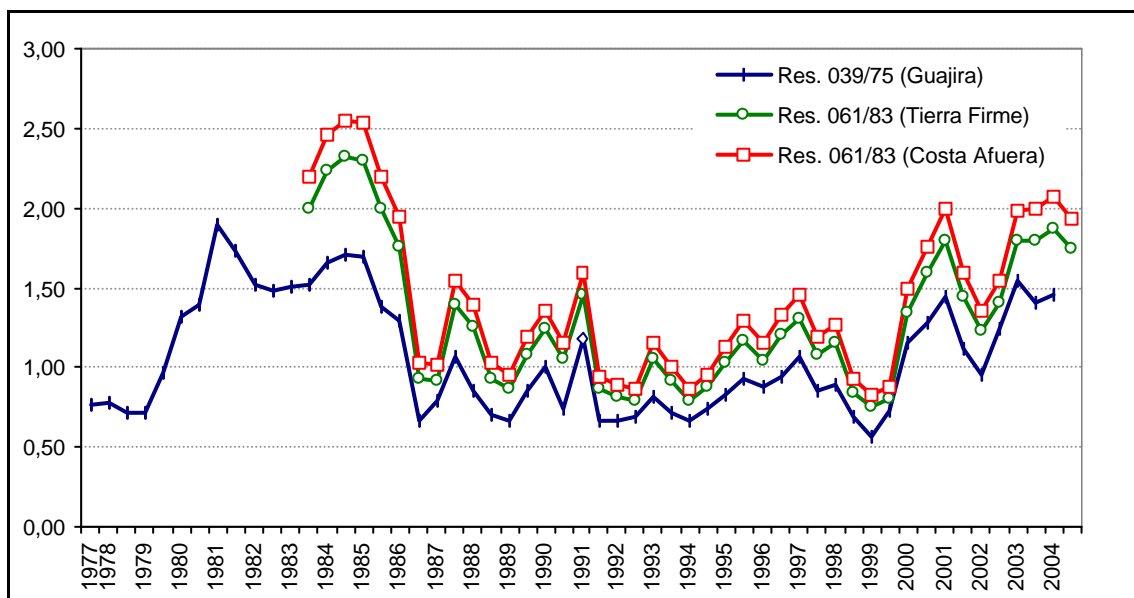
<sup>9</sup> Até a data de elaboração do presente relatório, o preço para o semestre 10 de agosto – 9 de fevereiro ainda não tinha sido publicado.

<sup>10</sup> Para maiores detalhes, ver Anexo I, Quadro 6.5.

Com relação ao gás natural de Cusiana, cabe destacar que há muito tempo existe no país um projeto para a construção de uma planta de tratamento, uma vez que a atual não cumpre rigorosamente as especificações de qualidade exigidas pelo Regulamento de Transporte. Por este motivo, para incentivar a execução da mencionada planta e a exploração de gás natural, garantindo a rentabilidade para o produtor, foi estabelecido o seguinte esquema de preços:

- Se a capacidade da planta de tratamento para o gás natural for inferior a 110 milhões pés cúbicos/dia (3,11 milhões m<sup>3</sup>/dia), o preço será de 0,74 US\$/MBTU.
- Se a capacidade instalada for superior a 110 milhões pés cúbicos/dia, mas inferior a 180 milhões pés cúbicos/dia (equivalentes a 5,10 milhões de m<sup>3</sup>/dia), o preço do gás será de 1,10 US\$/MBTU.
- Se a capacidade superar os 180 milhões pés cúbicos/dia o preço do gás será livre para o produtor.

Quadro 3.1 – Preços do Gás Natural – Em US\$/MMBtu



Fonte: Ecopetrol

#### III.2.2.4.2. Tarifas de Transporte

O transporte e a distribuição de gás natural, enquanto segmentos monopólicos, são serviços regulados. As tarifas de ambos os serviços são fixadas pela CREG.



As tarifas de transporte são compostas por tarifas por distância e tarifas postais. As tarifas por distância se classificam em:

- Tarifa por capacidade: cobrada sobre a capacidade firme reservada pelos usuários (contratante ou remetente), sendo calculada de forma anual, faturada mensalmente e habitualmente expressa em US\$/Kpcd-ano (dólares/ano por quilo pé cúbico diário reservado no sistema de transporte).
- Tarifa por uso: variável por m<sup>3</sup> consumido, sendo remunerada mensalmente em função dos volumes efetivamente transportados e expressa em US\$/kpc (dólares por quilo pé cúbico consumido).

Por sua vez, as tarifas postais são expressas em US\$/kpc (dólares por quilo pé cúbico) e cobradas sobre o gás natural efetivamente transportado, de maneira independente da distância percorrida.

Até o ano 2000, a infra-estrutura de transporte era definida por dois subsistemas regionais não integrados e com enfoques regulatórios diferentes:

- a. Sistema da Costa Atlântica: projetado para o transporte de gás de Guajira aos centros de consumo da região, remunerado através de uma tarifa postal única.
- b. Sistemas do Centro e do Interior: baseado em um conjunto de taxas de entrada e saída projetadas para abastecer os mercados do interior.

Com o propósito de unificar a diversidade de critérios utilizados para a regulação da atividade de transporte, mas levando em conta o vencimento de períodos tarifários estabelecidos, a CREG definiu um novo regime regulatório, aprovado através da Resolução CREG-001, de 2000.

O novo regime regulatório baseia-se em um sistema especial de taxas por distância, similar ao do período anterior, que reflitam plenamente os custos médios de cada componente e sejam preservados os sinais de localização estabelecidos através da Resolução CREG-057, de 1996.

Para determinação destas taxas, a CREG adotou uma metodologia de custo médio de longo prazo calculado a partir de: a) custos eficientes de investimento no gasoduto; b) gastos eficientes de AO&M (administração, operação e manutenção) do gasoduto; c) volume transportado pelo gasoduto.

De acordo com a resolução tarifaria CREG 125 de 2003, 90% dos investimentos e gastos de administração, operação e manutenção (AO&M) se remuneram mediante tarifas por distância e os 10% restantes se remuneram por meio de tarifa postal (fixa e independente da distância percorrida pelo gás natural).

Para determinar as taxas de cada empresa em particular é utilizado como taxa de retorno o valor ponderado entre seu custo de capital histórico e o custo de capital corrente, de acordo com a proporção entre a base de ativos existentes e os novos investimentos previstos durante o período tarifário (5 anos).

O objetivo principal do novo regime regulatório é incentivar a adoção de inovações na forma de remuneração do transporte de gás, proporcionando a flexibilidade necessária para transportadores e carregadores compartilharem riscos. A flexibilidade tarifária se alcança, por exemplo, por meio de uma oferta que contempla tarifas fixas e variáveis, em diferentes proporções.

Isto permite que o remetente (carregador) minimize os custos de transporte através da combinação de tarifas que melhor se ajuste à sua demanda.

Acredita-se que a negociação de tarifas com alternativa fixada ex-ante pela CREG, constitui um aperfeiçoamento em relação aos sistemas tradicionais de regulação.

A metodologia de remuneração de custos de transporte e a estrutura de taxas vigentes têm os seguintes objetivos:

- Facilitar a concorrência entre produtores;
- Facilitar a penetração do gás;

- Atribuir eficientemente os custos do sistema de transporte;
- Manter a estabilidade regulatória.

Com base no novo marco regulatório, a CREG aprovou as taxas de transporte do novo período tarifário para cada um dos sistemas de transporte.<sup>11</sup>

No Anexo I, Quadro 6.7 pode-se analisar o custo de transporte resultante para um grande usuário, conforme o esquema de tarifas adotado (proporção de tarifas fixas e variáveis). Observa-se que, quanto maior for o fator de carga do usuário (fator definido como o quociente entre volume médio e volume máximo), mais conveniente se torna para este usuário a opção que prepondere uma tarifa fixa. Ao contrário, com um baixo fator de carga, é conveniente para o usuário contratar um serviço interruptível, de modo a não pagar o custo fixo que implica uma reserva de capacidade a qual não será utilizada durante uma parte considerável do ano.

Como pode ser visto, de acordo com as tarifas vigentes para a Ecogas, o ponto de indiferença estaria dado por um consumo levemente superior aos 2,5 milhões de m<sup>3</sup> ao ano.

---

<sup>11</sup> As resoluções da CREG que fixam as respectivas tarifas de transporte são: Resolução 014/02 e 015/02 (Promigas), Resolução 103/01 (Progasur), Resolução 015/01 e 072/01 (Transmetano), Resolução 016/01 (Transorienta), Resolução 17/01 (Transcogas) e Resolução 013/03 (Ecogas).

### III.2.2.4.3. Tarifas de distribuição

As tarifas de distribuição são máximas, têm uma vigência de cinco anos e, de acordo com a metodologia definida pela CREG, são calculadas com base no método do custo médio de longo prazo.

A Resolução CREG 057/96 define a metodologia tarifária em seu artigo 107. As tarifas para o usuário final são mensais e incluem um componente fixo e um variável (por m<sup>3</sup> consumido).

Define ainda que o usuário deve pagar, de uma única vez, uma taxa por conexão ao serviço e, eventualmente, uma taxa adicional quando for necessário acelerar a recuperação de investimentos em infra-estrutura, por razões de suficiência financeira.

Entretanto, a norma prevê que a cobrança destas taxas não poderá contradizer o princípio da eficiência, nem repassar ao usuário os custos de uma gestão ineficiente, ou extrair benefícios devido às posições dominantes ou monopolistas.

Formalmente a tarifa para o usuário final é definida como segue (em \$/m<sup>3</sup>):

Tarifa = G + T + D + S + K, onde:

G = custo médio máximo unitário para compra de gás natural;

T = custo médio máximo unitário de transporte;

D = tarifa média máxima unitária permitida ao distribuidor por uso da rede (exclui conexão);

S = tarifa ou margem máxima unitária de comercialização;

K = fator de correção (que pode ser positivo, negativo ou igual a zero no ano inicial).

De acordo com a fórmula tarifária, o distribuidor deve projetar o comportamento anual dos componentes de gás e transporte (G + T), cujos desvios são corrigidos no ano tarifário seguinte, através do elemento K.<sup>12</sup>

As tarifas de gás pagas pelos usuários de três distribuidoras constam no Anexo I, Quadro 6.8.

### III.2.2.5. Subsídios e Contribuições

Na Colômbia os usuários de serviços domiciliares (incluindo o gás natural) se classificam por estratos, conforme o nível socioeconômico. A estratificação socioeconômica, instrumentada pela Lei 142 de julho de 1994 e pela Lei 505 de junho de 1999, consiste em classificar a população dos municípios e distritos do país através dos domicílios e sua localização.

Esta classificação se realiza principalmente para fins de cobrança os serviços públicos domiciliares com tarifas diferenciadas por estrato, de maneira que aqueles com maior capacidade econômica paguem mais pelos serviços públicos e contribuam para que os estratos inferiores possam pagar suas tarifas. Os estratos são os seguintes: 1) Baixo baixo; 2) Baixo; 3) Médio baixo; 4) Médio; 5) Médio alto; 6) Alto.

Além disso, no caso do gás natural existe uma contribuição de solidariedade “voluntária” – de 8,9% do custo do produto – que onera a todos os usuários, com exceção dos estratos 1 a 3 e os geradores elétricos.

Com relação aos combustíveis substitutos do gás natural, cabe destacar que a Ecopetrol, principal fornecedora do mercado, vende os mesmos a preços subsidiados.

---

<sup>12</sup> Os diferentes componentes tarifários – especialmente o preço do gás – podem apresentar variações importantes ao longo de um ano tarifário, difíceis de serem previstas pelas empresas. O atraso com que a fórmula tarifária reflete tais mudanças pode afetar o usuário ou a empresa prestadora do serviço. A CREG, consciente destes inconvenientes e por solicitação da indústria, definiu e emitiu uma fórmula tarifária opcional aplicável unicamente a empresas que operem em áreas de serviço não exclusivas. Esta fórmula permite às empresas que façam tal opção, calcular mensalmente o custo médio máximo unitário para compra de gás e transporte, reduzindo a incerteza em suas projeções, ao passar de um horizonte de previsão anual para um horizonte mensal.

Entretanto o sistema atual de subsídios não é eficiente e limita o desenvolvimento de um mercado competitivo e transparente do setor.

No Quadro 3.2 a seguir pode-se encontrar uma comparação dos preços vigentes para os distintos combustíveis. Como pode ser observado, o energético mais caro para um usuário industrial é a eletricidade, enquanto o mais barato é o carvão mineral (6 vezes mais econômico que o gás natural).

### Quadro 3.2 – Comparação de Energéticos Colombianos (1)

Energético	Unidade de Medida	\$	BTU	\$/MBTU	US\$/MBTU
E. Elétrica (2)	Kwh	224	3,413	65,635	22,63
Gasolina	Galão	4,400	115,400	38,128	13,15
Diesel	Galão	3,250	141,431	22,979	7,92
Propano	Galão	2,064	91,654	22,520	7,77
GNV	m <sup>3</sup>	750	36,906	20,322	7,01
Gás Natural (indústria)	m <sup>3</sup>	550	36,906	14,903	5,14
Crudo de Castilla	Galão	2,100	152,000	13,816	4,76
Óleo Combustível	Galão	2,000	149,046	13,419	4,63
Carvão	kg	60	24,604	2,439	0,84

1. Preços médios para a cidade de Bogotá, em Pesos convertidos para dólares a 2,900 \$/US\$

2. Tarifa faixa 4, Distribuidora de Bogotá (Codensa S.A.)

Fonte: SSPD, Ecopetrol, Gas Natural e Diário La República

#### III.2.2.6. Exportações

A Lei 142/94 estabelece em seu artigo 23 que a CREG poderá proibir a exportação de gás natural sempre que houver demanda interna com possibilidade física e econômica de ser atendida e que só não estaria sendo satisfeita em função das tarifas reguladas.

Levando-se em consideração este último aspecto, e com a finalidade de garantir uma oferta energética eficiente ao país, em março de 2000 foi emitida a Resolução CREG 017, a qual entre outras normas, dispõe que:

- O preço de gás para exportação é livre, mas deve ser respeitado o princípio de neutralidade estabelecido pela Lei;<sup>13</sup>
- É permitido o livre acesso e a interconexão em todo o percurso do gasoduto utilizado para a exportação;
- Os gasodutos que sejam construídos para exportar gás são remunerados, no segmento localizado em território nacional, pelas taxas estabelecidas pelo transportador sob o regime de liberdade regulada, estando sujeito à metodologia aplicável ao sistema de transporte em geral.

<sup>13</sup> Por neutralidade deve entender-se que qualquer comprador na Colômbia terá direito a solicitar o mesmo tratamento tarifário e comercial que um comprador estrangeiro, desde que as características de suas demandas (preços e quantidades) sejam similares.

Em caso de limitações no fornecimento ou no transporte de gás, aplica-se o disposto pelo Regulamento Único de Transporte (RUT) e demais normas emitidas pela CREG a esse respeito.<sup>14</sup>

Em resumo, com a finalidade de assegurar o abastecimento interno, a CREG poderá proibir as exportações de gás quando observadas as seguintes circunstâncias: a) reservas insuficientes (fator reservas / produção inferior a seis anos); b) restrições transitórias de fornecimento ou de transporte; c) solicitações exequíveis de fornecimento de gás não atendidas.<sup>15</sup>

### III.2.2.7. Interface com o Setor Elétrico

A evolução da demanda elétrica tem um alto impacto no setor do gás natural em função do consumo das centrais termelétricas, que constituem o setor consumidor mais importante depois da indústria.

Ao mesmo tempo, dada a composição atual do parque gerador do país (capacidade instalada hidráulica *versus* térmica), o sistema elétrico é muito suscetível à ocorrência de fenômenos climáticos de extrema seca. Como ocorreu no passado, fenômenos climáticos como “El Niño” podem fazer com que sejam necessários racionamentos de energia de âmbito nacional, de magnitude e duração incerta, dependendo das características do fenômeno.

---

<sup>14</sup> De acordo com estas normas, em caso de restrições no fornecimento de gás, proceder-se-á da seguinte forma: quando se tratar de contrato de fornecimento subscrito com pelo menos 6 meses de antecedência, esta demanda receberá o mesmo tratamento aplicável à demanda doméstica; quando o contrato não atender a estas condições, ou estiver sendo coberto através do mercado secundário, não se suprirá a demanda internacional durante a restrição transitória. Por sua vez, em caso de restrições de transporte, proceder-se-á na seguinte forma: quando se tratar de um contrato de transporte firme subscrito com pelo menos 6 meses de antecedência, receberá o mesmo tratamento aplicável no mercado doméstico; quando o contrato não reunir as condições antes exibidas, ou seja, realizado através do mercado secundário, este gás não será transportado.

<sup>15</sup> A Lei estabelece que qualquer usuário cuja demanda não tenha sido satisfeita segundo as tarifas resultantes das fórmulas aprovadas pela CREG, apesar de existir um fator R/P superior a seis (6) anos e que possam ser atendidos total ou parcialmente com os volumes de gás destinados à exportação, poderá apresentar esta situação perante a CREG, que avaliará a informação fornecida e solicitará à SSPD adiantar as investigações correspondentes e impor as medidas corretivas necessárias ao atendimento de tal solicitação.



Assim, existe uma complicação adicional relevante para um sistema predominantemente hidráulico como o colombiano, em que ocorrem carências cíclicas de energia, devido ao fenômeno conhecido como “El Niño”, gerador de períodos aleatórios de seca.<sup>16</sup> Isto faz com que o mercado elétrico colombiano seja muito volátil, causando impacto tanto no consumo de gás das centrais térmicas como nos preços de energia.

Isto implica importantes riscos comerciais para as usinas, que devem cumprir seus contratos de transporte (firme) e de produto (cláusula “take or pay”), enquanto enfrentam uma alta volatilidade no seu despacho, como consequência da aleatoriedade do clima. Para uma visão mais detalhada sobre o setor elétrico, ver Anexo II.

---

<sup>16</sup> Isto explica o maior consumo de gás das centrais térmicas nos anos 1997/98.

## **IV. RESULTADOS E DESAFIOS**

### **IV.1. Os Resultados do Modelo**

A diversificação energética, obtida através do Programa de Massificação do Gás, trouxe vantagens econômicas para o país. O uso do gás para atender às necessidades energéticas da população e dos agentes econômicos apresenta-se como mais eficiente que outras fontes utilizadas no passado.

Como resultado da política de massificação do gás e do novo marco legal, atualmente este serviço é oferecido a 3,4 milhões de usuários em todo o país, residentes em mais de 350 municípios. Foram construídos cerca de 3.800 km de rede de gasodutos, permitindo conectar os grandes centros urbanos do interior com os campos de produção. Os números apresentados a seguir ilustram tal expansão e seus resultados.

Nos quadros 6.9 (Anexo I) e 4.1 a seguir, pode-se perceber a evolução do consumo de gás natural na Colômbia, desde 1990 até hoje, bem como a expansão da infraestrutura de transporte. Sem dúvida, o Programa de Massificação atingiu seus objetivos referentes ao incentivo ao consumo, especialmente no setor residencial. Entre 1993 e 2002, a demanda do gás residencial praticamente quintuplicou, com um crescimento médio de 20% ao ano, elevando de 7% para 22% a participação deste setor no total. Por sua vez, o consumo do setor industrial cresceu 32% no mesmo período.

Em relação à demanda de gás pelas centrais termelétricas, é possível observar sua alta volatilidade. A demanda do setor alcançou um pico histórico durante os anos 1997 / 1998, como consequência da seca associada ao fenômeno “El Niño”. Nestes anos a demanda termelétrica chegou a representar a metade do consumo total de gás do país (ver Anexo I, Quadro 6.9). No entanto, já no ano seguinte, o consumo de gás sofre uma retração da ordem de 40%, resultado do menor despacho elétrico, produto da alta disponibilidade de recursos hídricos para geração e da recessão econômica.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> O Produto Interno Bruto (PIB) colombiano, em valores correntes, cresceu 20,9% em 1997 e 15,4% em 1998, mas em 1999 a taxa de crescimento diminuiu substancialmente para 7,9%. Contudo, em valores reais, cresceu 3,4% em 1997, 0,6% em 1998 e registrou uma taxa de crescimento negativa de -4,2% em 1999.

Como pode ser observado no Quadro 6.9 do Apêndice Estatístico, as centrais elétricas constituem o segundo principal setor consumidor de gás natural do país. A participação do consumo oscila entre 35% e 40% do total, com picos de 50% nos anos de seca extrema (1997-98).

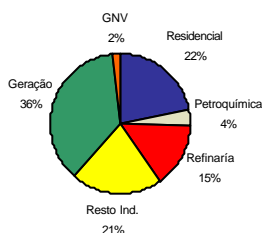
A geração no ano 2002 totalizou 45.242 GWh (Quadro 2 do Anexo II). Desse total, 77% correspondeu a centrais hidroelétricas e 23% a centrais termelétricas. A geração térmica se dá, principalmente, a partir do gás natural e complementarmente a partir do carvão (18% da energia elétrica gerada em 2002 correspondeu às centrais térmicas a gás natural e 5% às que utilizam carvão).

Ainda assim, no Quadro 3 do Anexo II pode ser observado o baixo nível de utilização da capacidade instalada que possuem as centrais térmicas, ou seja, cerca de 25% para as plantas que fazem parte do despacho centralizado de energia elétrica. Como mencionado anteriormente, isto repercute no nível de rentabilidade do setor, pois o mesmo deve absorver os custos fixos que implicam os contratos de gás natural (cláusulas de “take or pay”) e / ou o transporte firme, apesar da volatilidade apresentada por suas vendas (despacho elétrico).

Quadro 4.1 – Demanda de Gás Natural – Ano 2002

Setor	Volume (Mm3/dia)	Participação (%)	Variação 1993 – 2002	
			Acumulada	Média ano
Residencial	3.536,00	21,7%	387,0%	19,2%
Industrial	6.527,00	40,0%	32,0%	3,2%
Petroquímica	583,00	3,6%	101,0%	8,1%
Ecopetrol (refino)	2.462,00	15,1%	18,0%	1,9%
Resto	3.482,00	21,4%	36,0%	3,5%
Centrais elétricas	5.958,00	36,5%	10,0%	1,1%
GNV	283,00	1,7%	146,0%	10,5%
<b>Total</b>	<b>16.304,00</b>	<b>100,0%</b>	<b>46,0%</b>	<b>4,3%</b>

Fonte: Ecopetrol



Quadro 4.2 – Crescimento do Setor de Gás Natural: 1991 – 2002

Item	1991	2002	Variação
Usuários	400.000	3.400.000	3.000.000
Municípios	31	356	325
Km. Gasodutos	1.800	5.600	3.800
Transportadores	1	8	7
Distribuidoras	7	26	19

Fonte: Ecopetrol, MME e CREG

Os resultados do modelo podem ser resumidos nos seguintes aspectos:

- As reservas comprovadas de gás, conforme estimativa da CREG, totalizam aproximadamente 6,8 Tera Pés Cúbicos, equivalentes a 193 bilhões de m<sup>3</sup>, e se

encontram concentradas em três companhias: Ecopetrol, Texaco e British Petroleum.

- As principais bacias de produção se encontram no Departamento de La Guajira e nos Llanos Orientais (Departamento Casanare). A capacidade atual de produção é superior à demanda.
- O gás natural ainda tem uma baixa participação na matriz energética, atingindo aproximadamente 10% da energia primária.
- O país passa a contar com uma infra-estrutura de aproximadamente 5.600 Km de gasodutos.
- No ano 2002, o consumo de gás natural situou-se em torno dos 565 milhões de pés cúbicos diários (equivalente a 16 milhões m<sup>3</sup> diários). Os setores industrial e de geração (usinas) são os principais demandantes representando, respectivamente 40% e 37% do consumo total. O consumo do setor residencial correspondeu a 22% do total.
- Há mais 3,3 milhões de usuários residenciais abastecidos com gás natural por redes, com um importante potencial de crescimento, uma vez que atualmente o nível de cobertura médio a nível nacional é da ordem de 60%<sup>18</sup> e com fortes diferenças regionais (o mercado da Costa Atlântica é o mais desenvolvido). Além disso, tal como se observa no Quadro 6.4, existe um potencial adicional de usuários (17%) que, apesar de terem a rede de gás natural frente a seus domicílios, não estão conectados. Se a totalidade destes usuários se conectasse, a cobertura média a nível nacional se elevaria a 77%.

As perspectivas de crescimento do setor de gás natural são significativas e os investimentos necessários para sustentar este desenvolvimento deveriam ser executados com recursos do setor privado. Assim, de acordo com as projeções de demanda dos organismos oficiais (Unidade de Planejamento Mineiro Energético)

---

<sup>18</sup> Entende-se por cobertura a relação entre o número de residências efetivamente conectadas e o número potencial de residências a serem abastecidas.

estima-se que, em 2010, o consumo de gás natural no país seja de aproximadamente 1.200 milhões pés cúbicos diários (34 milhões m<sup>3</sup>/dia), duplicando a demanda registrada em 2002.

As maiores expectativas de crescimento encontram-se no setor doméstico e de plantas de geração de eletricidade. Há também a previsão de que, no futuro, o uso do gás será muito importante como combustível automotor.

#### **IV.2. Resumo e Conclusões**

Como resultado das reformas estruturais realizadas na década de 90, o setor de gás colombiano experimentou profundas mudanças.

Até 1991, ano em que foi colocado em andamento o Programa de Massificação do Gás, o processo de desenvolvimento da cadeia de gás até o consumidor final era simples, sendo operada de forma monopolista pela Ecopetrol, empresa estatal encarregada da produção própria, da compra de produtores privados, do transporte e da entrega aos distribuidores e aos grandes consumidores. Isto era realizado com preços únicos regulados na porta dos usuários (incluindo os subsídios ao setor elétrico e domiciliar). Em síntese, tratava-se de uma indústria integrada com uma empresa estatal dominante e sem separação das diferentes atividades (produção, transporte, distribuição e comercialização).

A partir de 1991/1993, foi colocado em andamento um novo marco regulatório para o setor, com as seguintes características principais:

- Separação de atividades (*unbundling*) ao longo da cadeia de gás (produção, transporte, distribuição e comercialização);
- Liberdade para negociar ou comercializar o gás entre produtores e grandes usuários;
- Acesso aberto à rede de gasodutos;
- Controle das tarifas de comercialização, transporte e distribuição.

As mudanças fizeram parte de um programa mais geral de reestruturação da economia, com a finalidade de introduzir a concorrência no mercado, melhorar a eficiência econômica e aumentar o investimento através do livre jogo das forças de mercado e da participação do capital privado.

Atualmente, as atividades de produção, comercialização, transporte e distribuição podem ser desenvolvidas por empresas públicas, privadas ou mistas, nacionais ou estrangeiras. Há limites à integração vertical e horizontal com o objetivo de prevenir abusos de posições dominantes de mercado.

Em resumo, a reforma do setor de gás colombiano foi implementada através de um marco regulatório que procurou incentivar a participação do setor privado e promover a livre concorrência e a eficiência na prestação do serviço público.

Em especial, a estratégia para o setor se baseou nas seguintes premissas:

- Desenvolvimento do sistema de transporte pela Ecopetrol de maneira direta e / ou através de investimentos privados, por meio de sistemas conhecidos como BOT / BOMT e por concessões outorgadas pelo Ministério de Minas e Energia;
- Criação de uma nova entidade encarregada da administração do sistema de transporte e comercialização do gás, com participação do setor privado (Ecogas);
- Constituição de um sistema de regulação especial e de uma legislação independente para a indústria do gás natural.

Para atingir os objetivos propostos foram definidas medidas relacionadas com:

- Limite à propriedade e separação vertical das atividades componentes da cadeia de fornecimento do gás (produção, comercialização, transporte e distribuição);
- Proibição de práticas restritivas;

- Garantia de livre acesso à rede de gasodutos;
- Fortalecimento da função reguladora nos segmentos monopolistas de transporte e distribuição;
- Privatização de empresas e redução da participação do Estado no transporte e distribuição.

Além disso, foi criado por Lei um organismo especializado – a CREG – que tem como objetivo regular a prestação dos serviços públicos monopolistas – como gás e eletricidade –, evitando o abuso de posição dominante e buscando promover a concorrência para oferecer ao usuário um serviço eficiente e de qualidade.

A concepção implícita na reestruturação da indústria é a de que o controle estatal sobre operações e decisões de investimentos leva freqüentemente a preços distorcidos. Levando-se em consideração este fator, a reforma foi implementada com o objetivo de limitar tal intervenção e estabelecer um novo marco regulatório, permitindo que as forças do livre mercado sejam predominantes. Desta forma, em vez de prestar diretamente o serviço público de gás, o Estado deve atuar apenas no intuito de assegurar a qualidade e a eficiência do serviço prestado pelo setor privado.

### **IV.3. Desafios**

Os principais desafios enfrentados pelo setor eram os seguintes:

- Política de preços dos energéticos

Com o objetivo de promover uma política clara, os sinais de preços dos combustíveis derivados do petróleo, que geraram distorções no mercado energético e dificultaram a penetração do gás natural, principalmente no setor industrial e de transporte (preços subsidiados que não refletiam o custo de oportunidade internacional), deveriam ser corrigidos.



Os sinais de preços devem mostrar coerência, com a finalidade de incentivar a melhor utilização dos diferentes energéticos e, assim, promover a competição, de forma sustentável e em igualdade de condições, do gás natural frente aos seus substitutos.

- Complexidade Institucional

O desenvolvimento de qualquer setor depende, em grande medida, do investimento nas diferentes atividades da cadeia. No entanto, este investimento está sujeito à clareza, estabilidade e flexibilidade do marco regulatório que o órgão responsável definir.

No caso do gás natural existe uma multiplicidade de organismos estatais (o Ministério de Minas e Energia, a Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares e a Comissão de Regulação de Energia e Gás, entre outros) encarregados de inspecionar, vigiar, controlar e regular o setor, que nem sempre trabalham de forma coordenada.

Na medida em que as decisões levem mais tempo do que o necessário, ou que não exista um esquema simples para o trâmite das regulamentações correspondentes, a execução de novos projetos e a participação do capital privado serão afetadas.

- Sustentabilidade financeira da Ecogas no longo prazo

A política traçada no início da década de 90 cumpriu parcialmente seu objetivo. Embora a construção da infra-estrutura básica de transporte e distribuição tenha sido completada em tempo recorde – requisitos primários para promover o uso maciço do combustível – os custos envolvidos e os compromissos financeiros (“canon” dos contratos BOMT) foram importantes.

Estes compromissos resultam em um custo maior de transporte para os usuários, o que dificulta a penetração do gás natural nos mercados menos desenvolvidos, como o interior do país. Por outro lado, optar por um menor nível tarifário poderia comprometer a viabilidade financeira da Ecogas.

- Concorrência

No mercado atacadista do gás permanecem graves distorções que dificultam a introdução da livre concorrência, especialmente devido ao reduzido número de produtores, à posição dominante da Ecopetrol no mercado e à operação de um mercado extremamente volátil.

Uma grave limitação no setor de produção parece ser a forma que a Colômbia adotou há anos, visando desenvolver sua indústria de hidrocarbonetos e captar sua renda através de uma empresa estatal. Esta estrutura dificulta a introdução de condições de competição efetiva (ou potencial) nos mercados de gás.

Embora tenham sido tomadas diversas medidas para reduzir o poder da Ecopetrol no mercado (por exemplo, reduzindo sua participação na exploração de novos poços e limitando a comercialização de gás de terceiros) os resultados esperados ainda não foram alcançados.

No segmento de distribuição, apesar da existência de um grande número de companhias, as principais redes e a maior parte dos usuários são abastecidos por algumas poucas companhias vinculadas e, embora algumas medidas para estimular a concorrência tenham sido definidas, seus efeitos são esperados no longo prazo (ano 2015).

- Preços do gás

Em geral, percebe-se que as condições atuais da regulação dos preços vigentes para os produtores de gás permitem o desenvolvimento adequado do mercado.

No entanto, tais condições deveriam possibilitar a eliminação dos subsídios nos energéticos, de maneira que os preços reflitam os custos. Caso contrário, o crescimento do gás natural na matriz energética estaria sendo limitado.

Além disso, a regulamentação ainda não considerou adequadamente a remuneração do tratamento de gás natural, podendo interferir no desenvolvimento normal das reservas que permitam abastecer o mercado interno e, eventualmente, o externo.

- Volatilidade do mercado elétrico

Embora as expectativas para o gás natural sejam favoráveis, observam-se algumas dificuldades e barreiras ao seu desenvolvimento. Por exemplo, o fornecimento de gás para o mercado de termelétricidade é extremamente volátil.

Isto ocorre porque em situações de alta hidrologia, a demanda de eletricidade é abastecida basicamente por plantas hidráulicas, mantendo as plantas térmicas operando com baixa capacidade por períodos prolongados. Tal situação, combinada com os contratos “take or pay”, expõem os geradores térmicos a um alto risco comercial e financeiro, uma vez que deverão arcar com os custos fixos mesmo que não haja geração.

Neste sentido, é de se esperar que o mercado de gás natural na Colômbia dependerá de maneira estrutural da geração hidrelétrica durante vários anos. Contudo, uma possibilidade de redução da volatilidade existente nesse mercado poderia ser o estímulo às exportações de gás natural a países vizinhos, em um âmbito regulatório que permita minimizar o risco das centrais térmicas.

- Exportações e Integração regional

No curto prazo, o nível de produção doméstica abastecerá o consumo interno. Porém, em um prazo mais longo, existe a possibilidade de concretizar projetos de interconexão com países vizinhos, o que permitiria ampliar o mercado aproveitando as reservas colombianas de hidrocarbonetos.

Para isso é necessário uma ampla campanha de prospecção e um posterior desenvolvimento da infra-estrutura para a produção e transporte, com o objetivo de elevar o nível de reservas exploráveis.

Ainda assim, as exportações poderiam contribuir para a redução do risco associado às centrais termelétricas, as quais, ante um menor despacho por alta na oferta de energia hidrelétrica, poderiam revender no mercado externo o gás natural pago e não utilizado.

## V. LIÇÕES

Podem ser extraídas as seguintes lições da experiência colombiana:

- É conveniente separar a indústria em atividades independentes (*unbundling*), que correspondam à segmentação da cadeia de valor, a saber: produção, comercialização, transporte e distribuição. Para cada segmento, devem ser definidas normas regulatórias específicas, que promovam os investimentos, a eficiência, a concorrência (onde possível) e evitem tanto a integração vertical quanto a horizontal. No caso colombiano, a Lei proíbe que uma empresa participe simultaneamente dos segmentos de produção e transporte. No entanto, a separação é mais formal do que real, pois duas empresas públicas – Ecopetrol e Ecogas – têm uma participação muito importante nos mercados de produção e transporte, respectivamente.
- É conveniente desregular os segmentos onde possa existir concorrência de mercado (produção e prospecção) e regular aqueles que sejam de natureza monopolista, como o transporte e a distribuição. Na Colômbia, a reestruturação procurou introduzir a concorrência no mercado atacadista de gás (*upstream*: produção e comercialização). No entanto, depois de uma década, pode-se afirmar que tal objetivo não foi atingido, levando em conta que, embora a produção de algumas empresas privadas tenha continuado a crescer, a Ecopetrol ainda controla a maior parte da oferta de gás do país.
- Com a finalidade de limitar o poder monopolista no segmento de transporte, deve ser assegurado o acesso aberto e não discriminatório aos gasodutos a todos os agentes do mercado. A legislação colombiana garante o livre acesso aos gasodutos e proíbe que as empresas transportadoras operem nos segmentos de produção e distribuição de gás natural.
- Considerando que a distribuição de gás assume geralmente o caráter de monopólio regional, deve-se permitir que os grandes consumidores possam comprar o gás por sua conta diretamente de um produtor ou comercializador (*by pass*). Isto permite aumentar a eficiência na prestação do serviço e introduzir

concorrência. O âmbito regulatório colombiano permite esta opção para os grandes consumidores.

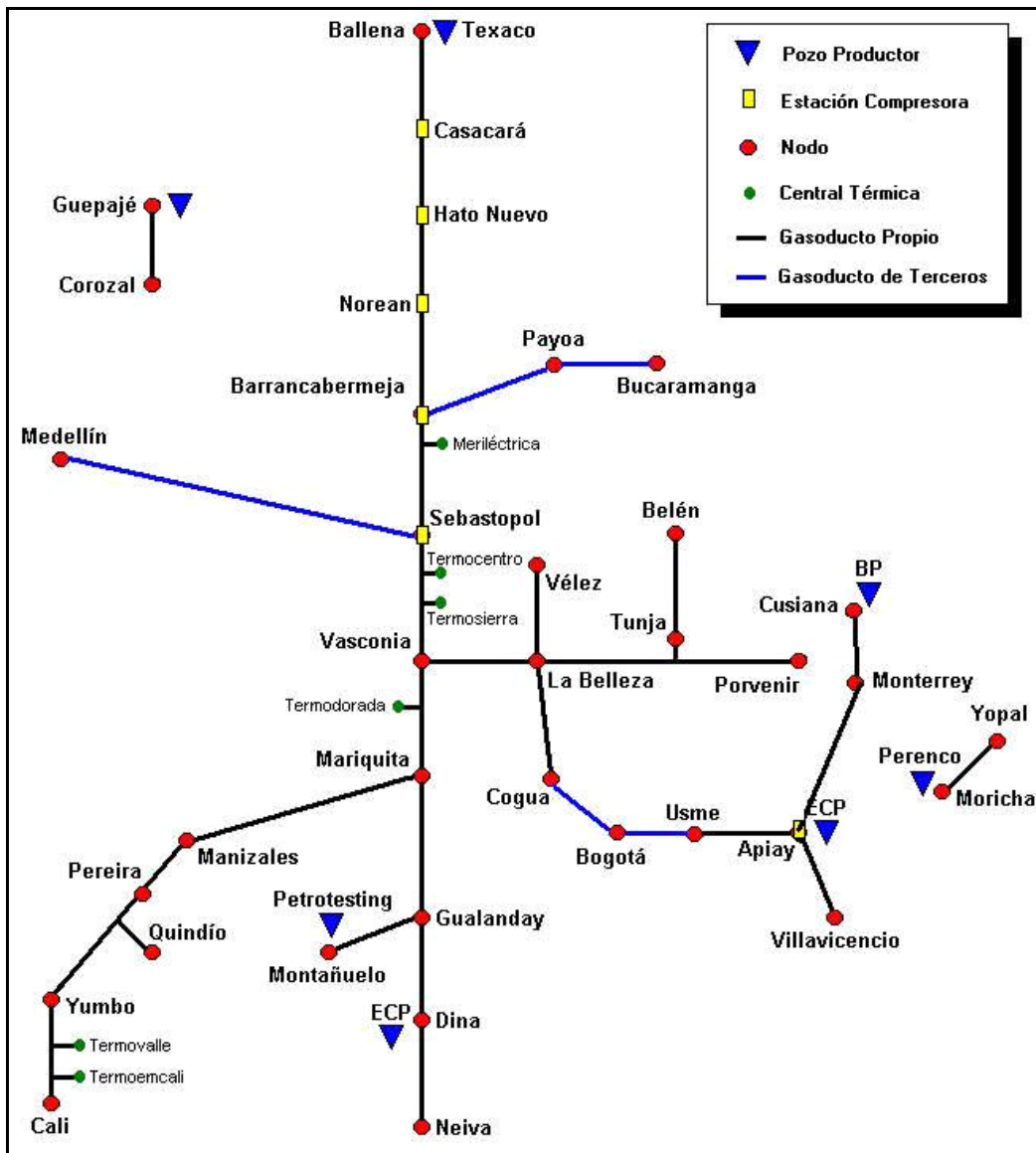
- Um bom aparato regulatório deve evitar a duplicidade e o choque de funções entre os órgãos do Estado, encarregados da política energética e regulatória. Além disso, deve-se dar autonomia e independência política ao organismo regulador, permitindo estabilidade à regulação, no médio prazo. Da mesma forma, é necessário dar transparência ao processo de tomada de decisões, de modo a minimizar o denominado “risco regulatório”. No caso colombiano, o governo designa a maioria dos membros dos organismos que regulam o setor.
- É necessária uma política de preços baseada em seus custos de oportunidade, ou seja, tomando como referência seus preços internacionais, com a finalidade de garantir critérios de economia de mercado a potenciais investidores e induzir novas oportunidades de negócios. Na Colômbia, a falta de uma política clara a este respeito dificultou a penetração do gás natural, especialmente no mercado do interior do país.

## VI ANEXOS

### Anexo I

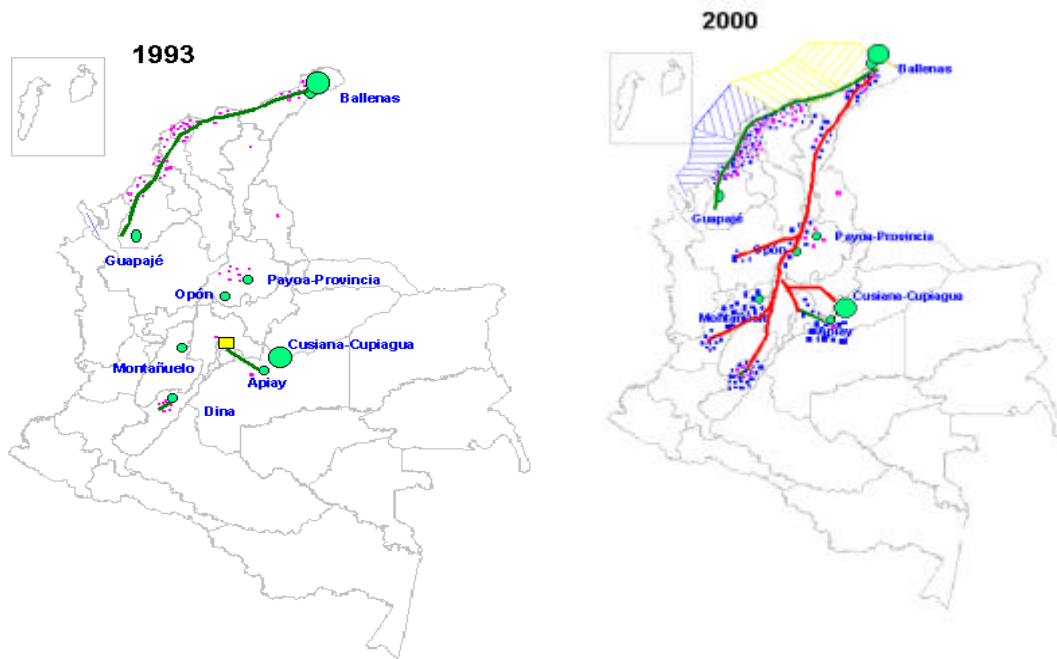
#### Apêndice Estatístico

Quadro 6.1 - Esquema do Sistema de Transporte Atual da Ecogas



Fonte: Ecogas

Quadro 6.2 – Sistema de Transporte de Gás Natural – Fonte: MME



Red Nacional de Gasoductos

Quadro 6.3 – Concentração na Oferta de Gás Natural – Ano 2002

Produção de Gás	Mm³/día	%
Ecopetrol	9.923	61%
Terceiros	6.357	39%
Total Produção	16.279	100%

Vendas de Gás	M m³/día	%
Ecopetrol	12.310	76%
Terceiros	3.970	24%
Total Vendas	16.279	100%

Fonte: Ecopetrol



Quadro 6.4: Cobertura do Serviço de Gás Natural por Redes – Junho 2004

Distribuidora	Cidade principal	Residências	Usuários residenciais potenciais	Usuários residenciais conectados por faixa de renda						Indústrias e comercios	Total de usuários de gás	Cobertura residencial		
				1	2	3	4	5	6			Total	Efetiva	Potencial
Alcanos de Colombia I (*)	Ibagué	212.668	173.267	13.202	58.323	32.894	3.190	493	153	108.255	533	108.788	50,9%	81,5%
Alcanos de Colombia II (**)	Neiva	129.648	118.089	20.051	46.245	25.199	6.340	1.203	126	99.164	771	99.935	76,5%	91,1%
Gasorient	Bucaramanga	164.951	163.107	21.506	34.619	50.967	34.068	3.711	5.900	150.771	5.560	156.331	91,4%	98,9%
Gases de Barrancabermeja	Barrancabermeja	45.897	44.337	10.810	14.408	8.140	5.086	655	-	39.099	297	39.396	85,2%	96,6%
Gases de Occidente	Cali	467.224	401.483	8.330	73.274	108.829	22.517	18.542	4.839	236.331	3.881	240.212	50,6%	85,9%
Gases de La Guajira	Riohacha	73.892	54.616	7.264	22.822	11.348	1.884	267	2	43.587	619	44.206	59,0%	73,9%
Gases del Caribe	Barranquilla	571.848	534.751	125.101	152.130	122.459	34.416	20.392	17.929	472.427	8.458	480.885	82,6%	93,5%
Gases del Cusiana	Yopal	29.691	24.300	3.754	10.803	4.474	899	16	-	19.946	324	20.270	67,2%	81,8%
Gases del Norte del Valle	Florida	209.976	193.023	17.854	67.596	37.987	4.451	1.289	89	129.266	1.118	130.384	61,6%	91,9%
Gases del Oriente	Cucuta	142.000	110.853	7.574	32.567	17.290	6.875	450	1	64.757	44	64.801	45,6%	78,1%
Gases del Quindío	Armenia	86.595	71.566	6.487	17.526	11.915	864	643	11	37.446	315	37.761	43,2%	82,6%
Gas del Risaralda	Pereira	165.933	102.986	7.735	22.542	19.432	3.880	904	502	54.995	584	55.579	33,1%	62,1%
Gas Natural	Bogotá	1.422.655	1.269.219	80.951	434.298	478.773	105.084	35.653	23.163	1.157.922	16.446	1.174.368	81,4%	89,2%
Gas Natural Cundiboyacense	Tunja	146.291	95.568	5.292	30.356	26.763	4.366	321	-	67.098	1.060	68.158	45,9%	65,3%
Gas Natural del Centro	Manizales	95.827	69.411	1.482	12.767	21.179	6.998	1.828	2.679	46.933	680	47.613	49,0%	72,4%

Distribuidora	Cidade principal	Residências	Usuários residenciais potenciais	Usuários residenciais conectados por faixa de renda						Indústrias e comercios	Total de usuários de gás	Cobertura residencial		
				1	2	3	4	5	6			Total	Efetiva	Potencial
Gas Natural del César	Aguachica	42.182	26.584	4.710	11.684	3.071	982	2	-	20.449	177	20.626	48,5%	63,0%
Empresas Públicas de Medellín	Medellín	881.376	305.673	1.009	23.339	48.117	20.428	21.454	13.133	127.480	1.689	129.169	14,5%	34,7%
Llanogás	Villavicencio	88.698	86.201	8.484	25.581	38.346	7.393	2.464	735	83.003	1.307	84.310	93,6%	97,2%
Madigas Ingenieros	Acacías	13.400	9.285	1.491	2.844	798	100	-	-	5.233	81	5.314	39,1%	69,3%
Metrogás	Floridablanca	51.036	49.057	4.020	18.393	16.786	6.860	2.347	651	49.057	349	49.406	96,1%	96,1%
Surtigas	Cartagena	561.105	408.512	103.803	134.698	61.062	16.992	8.090	6.676	331.321	4.035	335.356	59,0%	72,8%
Gasur	Barbosa	6.300	5.300	-	1.232	210	-	-	-	1.442	18	1.460	22,9%	84,1%
Espigas	Moniquirá	2.040	650	4	52	219	44	-	-	319	12	331	15,6%	31,9%
Promesa	Puente Nacional	1.250	555	7	52	93	-	-	-	152	5	157	12,2%	44,4%
Proviservicios	Miraflores	1.008	473	19	115	11	-	-	-	145	-	145	14,4%	46,9%
Nacional Serv. Públ. Domic.	Vélez	1.861	1.176	-	482	-	-	-	-	482	7	489	25,9%	63,2%
<b>Total</b>		<b>5.615.352</b>	<b>4.320.042</b>	<b>460.940</b>	<b>1.248.748</b>	<b>1.146.362</b>	<b>293.717</b>	<b>120.724</b>	<b>76.589</b>	<b>3.347.080</b>	<b>48.370</b>	<b>3.395.450</b>	<b>59,6%</b>	<b>76,9%</b>

(\*) Engloba a zona Centro do Departamento Tolima.

(\*\*) Engloba a zona do Huila e Sul do Departamento Tolima.

Fonte: Ministerio de Minas e Energía (MME)

Quadro 6.5 – Preços de Gás Natural – Em US\$/MMBtu

Ano	Semestre	Guajira (1)	Terra Firme (2)	Costa Afora (3)
1977	II	0,766	-	-
1978	I	0,778	-	-
	II	0,720	-	-
1979	I	0,715	-	-
	II	0,969	-	-
1980	I	1,318	-	-
	II	1,397	-	-
1981	I	1,894	-	-
	II	1,728	-	-
1982	I	1,517	-	-
	II	1,475	-	-
1983	I	1,512	-	-
	II	1,513	2,000	2,200
1984	I	1,661	2,240	2,460
	II	1,705	2,320	2,550
1985	I	1,693	2,300	2,530
	II	1,386	2,000	2,200
1986	I	1,295	1,760	1,940
	II	0,670	0,930	1,030
1987	I	0,793	0,920	1,020
	II	1,067	1,390	1,540
1988	I	0,850	1,260	1,390
	II	0,709	0,930	1,030
1989	I	0,670	0,860	0,950
	II	0,857	1,080	1,190
1990	I	1,006	1,240	1,360
	II	0,744	1,050	1,150
1991	I	1,186	1,460	1,600
	II	0,670	0,860	0,940
1992	I	0,670	0,820	0,890
	II	0,692	0,790	0,860
1993	I	0,817	1,060	1,150
	II	0,713	0,920	1,000
1994	I	0,670	0,790	0,860
	II	0,740	0,880	0,960
1995	I	0,826	1,030	1,130
	II	0,927	1,170	1,290
1996	I	0,877	1,040	1,150
	II	0,944	1,200	1,330
1997	I	1,073	1,310	1,450
	II	0,849	1,083	1,198
1998	I	0,895	1,150	1,272
	II	0,689	0,846	0,935
1999	I	0,568	0,749	0,828
	II	0,734	0,800	0,884
2000	I	1,155	1,348	1,490

Ano	Semestre	Guajira (1)	Terra Firme (2)	Costa Afora (3)
	II	1,284	1,591	1,759
2001	I	1,448	1,800	1,991
	II	1,113	1,442	1,595
2002	I	0,956	1,227	1,357
	II	1,245	1,400	1,549
2003	I	1,541	1,790	1,981
	II	1,408	1,800	1,992
2004	I	1,455	1,866	2,065
	II	-	1,745	1,931

(1) Preços do gás natural para Guajira conforme resolução 039 de 1975 da Comissão de Preços do Petróleo e Gás Natural – Semestre I: 10 fevereiro a 9 de agosto – Semestre II: 10 de agosto a 9 de fevereiro.

(2) Preços do gás natural não associado para Costa Norte e Vale do Rio Magdalena, conforme Resolução 061 de 1983 da Comissão de Preços do Petróleo e Gás Natural, modificada pela resolução CREG 081 de 1997 – Semestre I: 1º de janeiro a 30 de junho– Semestre II: 1º de julho a 31 de dezembro.

(3) Preços do gás natural não associado para a Região Oriental (este da Cordilheira Oriental), Região Pacífica (oeste da Cordilheira Ocidental) e Região Costa Afora, conforme Resolução 061 de 1983 da Comissão de Preços do Petróleo e Gás Natural, modificada pela resolução CREG 081 de 1997 – Semestre I: 1º de janeiro a 30 de junho– Semestre II: 1º de julho a 31 de dezembro.

Fonte: Ecopetrol

Quadro 6.6 – Produção de gás por bacia – Em milhares de m³/dia e %

Bacia	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Apiay	19,80	73,60	147,20	218,00	266,20	254,90	254,90	280,30	308,70	280,30
Cantagallo	70,80	73,60	45,30	51,00	56,60	65,10	62,30	53,80	51,00	56,60
Cusiana	-	-	-	-	-	144,40	215,20	387,90	416,30	402,10
DAM	-	-	-	-	62,30	65,10	73,60	51,00	39,60	48,10
El Centro	351,10	243,50	252,00	223,70	252,00	257,70	240,70	297,30	181,20	172,70
Guajira	7.274,60	7.801,30	7.852,30	7.855,10	7.857,90	8.571,50	8.979,30	11.952,60	11.952,60	10.361,20
Guepajé	-	-	-	645,60	665,40	645,60	855,20	1.155,30	863,70	623,00
Llanito	39,60	36,80	36,80	51,00	53,80	59,50	56,60	48,10	45,30	42,50
Montañuelo	-	-	-	-	-	-	14,20	76,50	82,10	101,90
Opón	-	-	-	-	-	-	-	-	1.430,00	526,70
Palermo	-	-	-	198,20	51,00	107,60	42,50	42,50	39,60	53,80
Payoa	815,50	753,20	668,30	634,30	614,50	696,60	923,10	951,40	849,50	761,70
Provincia	1.744,30	1.815,10	1.713,20	1.404,50	1.305,40	1.104,40	1.005,20	838,20	750,40	617,30
Otros	583,30	359,60	243,50	212,40	138,80	8,50	22,70	25,50	25,50	36,80
<b>Total</b>	<b>10.899,00</b>	<b>11.156,70</b>	<b>10.958,60</b>	<b>11.493,80</b>	<b>11.323,90</b>	<b>11.980,90</b>	<b>12.745,50</b>	<b>16.160,40</b>	<b>17.035,50</b>	<b>14.084,70</b>

Bacia	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Apiay	0,18%	0,66%	1,34%	1,90%	2,35%	2,13%	2,00%	1,73%	1,81%	1,99%
Cantagallo	0,65%	0,66%	0,41%	0,44%	0,50%	0,54%	0,49%	0,33%	0,30%	0,40%
Cusiana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,21%	1,69%	2,40%	2,44%	2,85%
DAM	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,55%	0,54%	0,58%	0,32%	0,23%	0,34%
El Centro	3,22%	2,18%	2,30%	1,95%	2,23%	2,15%	1,89%	1,84%	1,06%	1,23%
Guajira	66,75%	69,92%	71,65%	68,34%	69,39%	71,54%	70,45%	73,96%	70,16%	73,56%
Guepajé	0,00%	0,00%	0,00%	5,62%	5,88%	5,39%	6,71%	7,15%	5,07%	4,42%
Llanito	0,36%	0,33%	0,34%	0,44%	0,48%	0,50%	0,44%	0,30%	0,27%	0,30%
Montañuelo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,11%	0,47%	0,48%	0,72%
Opón	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	8,39%	3,74%
Palermo	0,00%	0,00%	0,00%	1,72%	0,45%	0,90%	0,33%	0,26%	0,23%	0,38%
Payoa	7,48%	6,75%	6,10%	5,52%	5,43%	5,81%	7,24%	5,89%	4,99%	5,41%
Provincia	16,00%	16,27%	15,63%	12,22%	11,53%	9,22%	7,89%	5,19%	4,40%	4,38%
Otros	5,35%	3,22%	2,22%	1,85%	1,23%	0,07%	0,18%	0,16%	0,15%	0,26%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Ecopetrol e Dirección Nacional de Planeamiento (DNP)

Quadro 6.7 – Custo de Transporte para Grandes Usuários da Ecogas – Em US\$

CUSTO DE TRANSPORTE SEGUNDO "MIX" DE TARIFAS FIXAS E VARIÁVEIS (Custo anual supondo reserva de 10 Mil m3/dia e consumo variável)								
Item		PORCENTAGEM DE INVESTIMENTO REMUNERADO COM TF ("MIX DE TARIFAS")						
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%
Tarifa Fixa								
- Distância		-	2,397	4,793	5,991	7,190	9,586	11,983
- Postal		-	0,225	0,449	0,561	0,674	0,898	1,123
- Total TF		-	2,621	5,242	6,553	7,863	10,484	13,106
Tarifa Variável								
- Distância		46,156	37,257	27,934	23,272	18,611	9,323	-
- Postal		3,991	3,178	2,401	2,013	1,589	0,812	-
- Total TV		50,147	40,435	30,335	25,285	20,200	10,135	-
Custo Fixo	10.000	-	26.211	52.422	65.528	78.633	104.844	131.056
Custo Variável	1.500.000	75.220	60.653	45.503	37.928	30.300	15.203	-
Custo Total		75.220	86.864	97.925	103.456	108.933	120.047	131.056
<b>Média</b>	<b>\$/m<sup>3</sup></b>	<b>0,050</b>	<b>0,058</b>	<b>0,065</b>	<b>0,069</b>	<b>0,073</b>	<b>0,080</b>	<b>0,087</b>
Custo Fixo	10.000	-	26.211	52.422	65.528	78.633	104.844	131.056
Custo Variável	2.610.000	130.883	105.536	79.175	65.995	52.722	26.453	-
Custo Total		130.883	131.747	131.597	131.522	131.355	131.298	131.056
<b>Média</b>	<b>\$/m<sup>3</sup></b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>
Custo Fixo	10.000	-	26.211	52.422	65.528	78.633	104.844	131.056
Custo Variável	3.500.000	175.514	141.523	106.173	88.498	70.700	35.474	-

**CUSTO DE TRANSPORTE SEGUNDO "MIX" DE TARIFAS FIXAS E VARIÁVEIS**  
(Custo anual supondo reserva de 10 Mil m<sup>3</sup>/dia e consumo variável)

Item		PORCENTAGEM DE INVESTIMENTO REMUNERADO COM TF ("MIX DE TARIFAS")						
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%
Custo Total		175.514	167.734	158.596	154.026	149.333	140.318	131.056
<b>Média</b>	<b>\$/m<sup>3</sup></b>	<b>0,050</b>	<b>0,048</b>	<b>0,045</b>	<b>0,044</b>	<b>0,043</b>	<b>0,040</b>	<b>0,037</b>

Fonte: elaboração própria



Quadro 6.8 - Tarifas de Gás Natural para Usuários Finais - Em US\$

Tipo de Usuário	Extrato / Escala de consumo	Custo Fixo	Custo por m3 consumido	
-----------------	-----------------------------	------------	------------------------	--

**Distribuidora: GAS NATURAL SA**

			0 - 20 m <sup>3</sup>	+20 m <sup>3</sup>
Residencial	1: Baixo baixo	0,93	0,070	0,140
	2: Baixo	0,93	0,084	0,140
	3: Médio baixo	0,93	0,140	0,140
	4: Médio	0,93	0,140	0,140
	5: Médio alto	1,12	0,167	0,167
	6: Alto	1,12	0,167	0,167

Pequenos Usuários (Com. e Ind.)	0- 20.000 m <sup>3</sup>	0,427	0,193
	20.001- 50.000 m <sup>3</sup>	8,387	0,189
	+50.000 m <sup>3</sup>	16,346	0,187
Grandes Usuários.		16,35	0,147

**Distribuidora: EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN**

			0 - 20 m <sup>3</sup>	+20 m <sup>3</sup>
Residencial	1: Baixo baixo	0,21	0,077	0,155
	2: Baixo	0,21	0,093	0,155
	3: Médio baixo	0,21	0,155	0,155
	4: Médio	0,21	0,155	0,155
	5: Médio alto	0,26	0,186	0,186
	6: Alto	0,26	0,186	0,186

Pequenos Usuários.		0,36	0,180
Grandes Usuários.		-	0,161

**Distribuidora: GASES DE LA GUAJIRA SA**

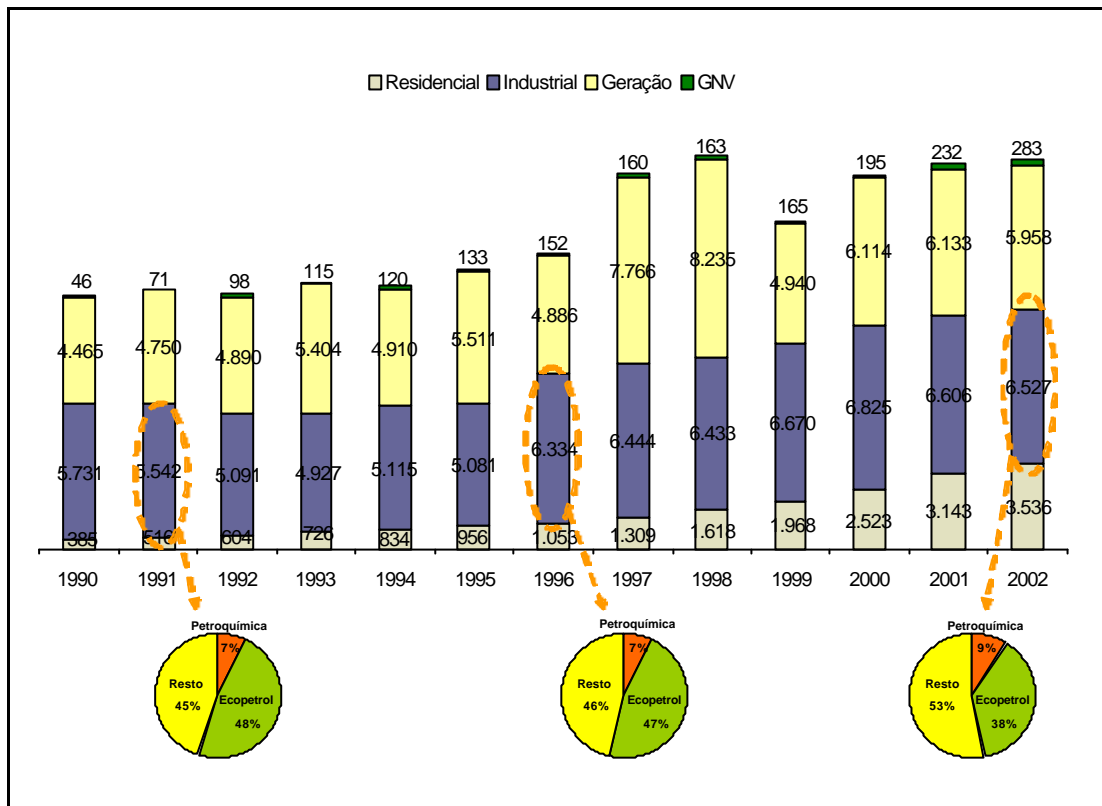
			0 - 20 m <sup>3</sup>	+20 m <sup>3</sup>
Residencial	1: Baixo baixo	0,69	0,073	0,145
	2: Baixo	0,69	0,087	0,145
	3: Médio baixo	0,69	0,145	0,145
	4: Médio	0,69	0,145	0,145
	5: Médio alto	0,83	0,174	0,174
	6: Alto	0,83	0,174	0,174

Pequenos Usuários. (Com. e Ind.)	0- 200 m <sup>3</sup>	-	0,191
	201- 400 m <sup>3</sup>	-	0,171
	401- 800 m <sup>3</sup>	-	0,162
	+800 m <sup>3</sup>	-	0,143
Grandes Usuários.		-	0,046

(1) Tarifas vigentes em Outubro 2003. Taxa de câmbio: 2906 \$/US\$.



Quadro 6.9 – Consumo de Gás Natural por Setor – Em Mm³/dia – Fonte: MME



Setor	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	385	516	604	726	834	956	1.053	1.309	1.618	1.968	2.523	3.143	3.536
Industrial	5.731	5.542	5.091	4.927	5.115	5.081	6.334	6.444	6.433	6.670	6.825	6.606	6.527
Petroquímica	390	388	367	290	330	312	444	297	318	426	560	634	583
Ecopetrol	2.788	2.579	2.150	2.086	1.976	1.846	2.962	3.178	3.137	3.341	3.324	2.772	2.462
Resto	2.563	2.574	2.575	2.551	2.808	2.923	2.929	2.968	2.978	2.903	2.941	3.201	3.482
Centrais Elétricas	4.465	4.750	4.890	5.404	4.910	5.511	4.886	7.766	8.235	4.940	6.114	6.133	5.958
GNV	46	71	98	115	120	133	152	160	163	165	195	232	283
<b>Total</b>	<b>10.627</b>	<b>10.879</b>	<b>10.683</b>	<b>11.172</b>	<b>10.979</b>	<b>11.681</b>	<b>12.425</b>	<b>15.679</b>	<b>16.449</b>	<b>13.743</b>	<b>15.657</b>	<b>16.114</b>	<b>16.304</b>

Setor	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	3,6	4,7	5,7	6,5	7,6	8,2	8,5	8,3	9,8	14,3	16,1	19,5	21,7
Industrial	53,9	50,9	47,7	44,1	46,6	43,5	51,0	41,1	39,1	48,5	43,6	41,0	40,0
Petroquímica	3,7	3,6	3,4	2,6	3,0	2,7	3,6	1,9	1,9	3,1	3,6	3,9	3,6
Ecopetrol	26,2	23,7	20,1	18,7	18,0	15,8	23,8	20,3	19,1	24,3	21,2	17,2	15,1
Resto	24,1	23,7	24,1	22,8	25,6	25,0	23,6	18,9	18,1	21,1	18,8	19,9	21,4
Centrais Elétricas	42,0	43,7	45,8	48,4	44,7	47,2	39,3	49,5	50,1	35,9	39,0	38,1	36,5
GNV	0,4	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,2	1,2	1,4	1,7
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

## **Anexo II**

### **Mercado Elétrico Colombiano**

#### **Antecedentes**

A estrutura para o fornecimento de energia elétrica resultou de um longo processo de intervenção estatal, iniciado em 1928, com a promulgação da Lei 113, que declarou ser de utilidade pública o aproveitamento da força hidráulica. Desde então, funcionou de maneira centralizada até as reformas realizadas em 1994. No modelo anterior, as companhias estatais mantinham um poder monopolista sobre uma área determinada, estavam integradas verticalmente e prestavam os serviços de geração, transmissão e distribuição. Este tipo de monopólio sobre uma área específica ocorria devido ao desenvolvimento regional que o país apresentava.

Mais tarde, o sistema elétrico colombiano se interconectou e, assim, nasceu a ISA – Interconexión Eléctrica S. A –, permitindo o intercâmbio de energia entre os sistemas regionais com a finalidade de obter um melhor aproveitamento da capacidade energética do sistema. A ISA realizava a coordenação do fornecimento de eletricidade, seguindo processos de otimização, nos quais os custos do sistema eram minimizados. Além disso, a empresa era encarregada de planejar a expansão do sistema de geração e transmissão e, se fosse necessário, de construir e operar as novas centrais de geração.

Durante os anos 80, o setor elétrico colombiano entrou em crise, da mesma forma que na maioria dos países da América Latina. Esta situação foi o resultado do subsídio de tarifas e o enfraquecimento das empresas estatais, acarretando uma deterioração no desempenho do setor. Ao mesmo tempo, foram desenvolvidos grandes projetos de geração, com custos acima do previsto e atrasos consideráveis, transformando o setor em uma grande carga para o Estado.

Por outro lado, em todo o mundo, a eficácia dos monopólios estatais para a prestação de serviços públicos foi questionada. A mudança deveria ser radical:

- Introduzir concorrência no setor elétrico;
- Permitir investimentos privados, chegando ao ponto de privatizar as companhias estatais;
- Eliminar a integração vertical, separando os negócios de transmissão, distribuição e geração;
- Deixar para o Estado apenas o papel de órgão regulador.

Diante dos fatos mencionados anteriormente, no princípio dos anos 90 houve a necessidade de modernizar o setor elétrico colombiano, promovendo a abertura aos agentes privados seguindo um esquema similar ao dos países pioneiros neste desenvolvimento, especialmente do Reino Unido.

Em 1994, tal reestruturação foi implementada através das Leis 142 (Lei de Serviços Públicos) e 143 (Lei Elétrica), que definiram o marco regulatório para estabelecer as condições que permitiram seu desenvolvimento sob uma competição saudável. Por meio destas leis, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, cuja regulamentação foi desenvolvida pela CREG e que, em julho de 1995, entrou em funcionamento.

### Marco Institucional

A Lei Elétrica define claramente as funções de direção, planejamento, regulação, operação, controle e vigilância, como descrito a seguir:

**Direção:** o Ministério de Minas e Energia define os critérios para o aproveitamento econômico das fontes convencionais e não convencionais de energia, de forma integral, sustentável e eficiente, além de promover o desenvolvimento de tais fontes e o uso eficiente e racional da energia por parte dos usuários.

**Planejamento:** A Unidade de Planejamento Mineiro – Energética (UPME), organizada como unidade administrativa especial ligada ao Ministério de Minas e Energia, tem entre outras funções a de elaborar e atualizar o Plano Energético Nacional e o Plano de Expansão do Setor Elétrico em concordância com o Plano Nacional de Desenvolvimento.

**Regulação:** A Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG), organizada como unidade administrativa especial ligada ao Ministério de Minas e Energia tem, entre outras funções, a de determinar as condições para a liberação gradual do mercado para a livre concorrência, estabelecer o regulamento de operação para realizar o planejamento e a coordenação da operação do Sistema Interconectado Nacional (SIN), definir e fixar as tarifas de venda de eletricidade para os usuários finais regulados. Entre suas funções mais importantes se encontram: controlar o cumprimento das normas estabelecidas, evitar os abusos das empresas na qualidade do serviço e nas tarifas, e proteger o consumidor final.

**Operação:** O Centro Nacional de Despacho (CND) é o organismo que tem como função principal acordar os aspectos técnicos para garantir que a operação integrada do sistema interconectado nacional seja segura, confiável e econômica, e ser o órgão executor do regulamento da operação.

### Características

Na Colômbia existe um único sistema interligado com redes que conectam as plantas de geração com os centros de carga da região andina, litorais do Atlântico e Pacífico e parte dos Llanos Orientales. A demanda do resto do país é atendida através da geração local e é pouco superior a 1% da demanda total.

A Constituição Política da Colômbia estabelece que o Estado deve promover a eficiência no fornecimento dos serviços públicos. Para tanto, criou-se o marco da livre concorrência em tais atividades, admitindo a concorrência entre os agentes, e destacando o papel regulador do Estado.

Para o estabelecimento do novo marco ordenado pela Constituição, foram promulgadas a Lei de Serviços Públicos Domiciliares (Lei 142 de 1994) e a Lei Elétrica (Lei 143 de 1994), através das quais foram definidos os critérios gerais e as políticas que deverão controlar a prestação dos serviços públicos domiciliares no país e os procedimentos e mecanismos para sua regulação, controle e vigilância.

As citadas leis permitiram:

- Viabilizar o enfoque constitucional;
- Criar um ambiente de livre mercado e concorrência;
- Fortalecer o setor;
- Delimitar a intervenção do Estado;
- Regular as atividades de geração, interconexão, transmissão, distribuição, e comercialização de eletricidade.

No setor elétrico, as empresas comercializadoras e os grandes consumidores adquirem a energia e a potência em um mercado de grandes blocos de energia. Tal mercado opera livremente conforme as condições de oferta e demanda.

Para promover a concorrência entre geradores é permitida a participação de agentes econômicos, públicos e privados, que deverão estar integrados ao sistema interconectado para participar do mercado atacadista de energia. Em contrapartida, comercializadores e grandes consumidores celebram contratos de energia elétrica com os geradores. O preço da eletricidade neste mercado é estabelecido de comum acordo entre as partes contratantes, sem a intervenção do Estado.

Para oferecer transparência ao mercado de eletricidade, foi necessário separar claramente as atividades econômicas próprias do serviço, que apresentam as seguintes características:

Quadro 1 – Características Principais do Mercado Elétrico

Geração	Transmissão
<ul style="list-style-type: none"><li>• Concorrência</li><li>• Liberdade de preços</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Monopólio de serviço</li><li>• Concorrência na expansão</li><li>• Livre acesso às redes e taxas reguladas</li></ul>
Distribuição	Comercialização
<ul style="list-style-type: none"><li>• Monopólio de serviço</li><li>• Livre acesso às redes</li><li>• Taxas reguladas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Compra e venda de energia</li><li>• Concorrência</li><li>• Taxa regulada (mercado regulado)</li><li>• Clientes regulados e não regulados (maior de 0.1 MW ou 55 MWh/mês)</li></ul>

O objetivo do marco regulatório é organizar, de maneira eficiente e econômica, as transações realizadas entre os agentes setoriais, obedecendo aos critérios de operação confiável e segura do Sistema Interconectado Nacional. A abordagem adotada levou ao desenho do denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica, que entrou em funcionamento em 20 de julho de 1995.

O funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica se baseia na existência de um pool de geradores, onde são realizados intercâmbios comerciais, definidos no contexto de um mercado *spot*, com prioridade pela ordem de chegada e através de um operador central do Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho – CND).

Os agentes que participam do Mercado Atacadista de Energia Elétrica são os geradores, comercializadores e transportadores. Os geradores que possuem plantas ou unidades de geração conectadas ao Sistema Interconectado Nacional, com capacidade maior ou igual a 20 MW, são obrigados a participar do MEM, aqueles que possuem plantas com capacidade maior ou igual a 10 MW e menor que 20 MW podem optar por participar do mercado, enquanto que os que possuem plantas com capacidade menor que 10 MW estão excluídos do MEM.

Todos os comercializadores que atendem aos usuários finais conectados ao Sistema Interconectado Nacional são obrigados a realizar as transações de compra da energia no Mercado Atacadista de Energia Elétrica.



As transações realizadas entre geradores e comercializadores nesse Mercado Atacadista são efetuadas segundo duas modalidades:

- a. Mediante a subscrição de contratos bilaterais de compra garantida de energia;
- b. Por meio de transações diretas na bolsa de energia, na qual os preços são determinados pela oferta e demanda.

Com relação à estrutura de capital, pode-se dizer que o setor privado controla 56% do segmento de geração e 47,5% da distribuição. Esta última atividade está concentrada em cinco empresas, que controlam mais de 60% da energia vendida no mercado livre e nos mercados regulados. No segmento de transmissão o predomínio, com cerca de 80% de participação, é da Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), empresa controlada pelo Estado, sendo os 20% restantes atendidos por empresas verticalmente integradas.<sup>19</sup>

A eletricidade é negociada no mercado atacadista de energia, operado ininterruptamente pela ISA desde seu início, em meados de 1995. Trata-se de um mercado centralizado, similar ao antigo mercado da Inglaterra e de Gales, através do qual os geradores fazem ofertas pelas 24 horas do dia seguinte, que são despachados com o valor da oferta marginal (despacho econômico: primeiro ingressa o gerador mais eficiente, ou seja, o de menor custo).

Os usuários finais podem optar pelo mercado livre (não regulado) quando a demanda de potência exceder 100 KW, ou quando o consumo mensal for maior do que 55 MWh. No final de 2001, existiam cerca de 3.000 usuários não regulados, entre clientes comerciais e industriais, representando pouco mais de 25% da demanda nacional. A condição de clientes não regulados lhes permite escolher livremente seu fornecedor, gerando uma queda considerável na tarifa final (de 25% desde o início das operações do mercado atacadista).

Contudo, o elevado custo do armazenamento de energia e a limitação na capacidade instalada provocam fortes restrições, em relação ao despacho de energia em um

---

<sup>19</sup> O grau de integração vertical na distribuição e na geração também é importante, uma vez que tanto Bogotá como Medellín e o Valle do Cauca são atendidas por empresas verticalmente integradas.

determinado momento do tempo, à combinação entre esta falta de elasticidade da oferta de energia com a falta de elasticidade da demanda e aos preços de curto prazo, fazendo com que o preço do mercado *spot* seja altamente volátil.

Quadro 2: Geração de Energia Elétrica – Em GWh

<b>Sistema Interconectado Nacional</b>			
<b>Item</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>Variac. %</b>
Plantas despachadas centralmente	41.905,59	43.686,00	4,2
Hidráulica	31.412,00	33.747,38	7,4
Térmica	10.493,59	9.938,63	-5,3
Gás	8.461,36	7.955,71	-6,0
Carvão	2.032,24	1.982,92	-2,4
Plantas não despachadas centralmente	1.557,18	1.556,29	-0,1
Hidráulica	1.267,69	1.130,34	-10,8
Térmica	289,49	425,95	47,1
<b>Total geração</b>	<b>43.462,77</b>	<b>45.242,29</b>	<b>4,1</b>
Centrais hidráulicas	32.679,68	34.877,72	6,7
Centrais térmicas a gás	8.461,36	7.955,71	-6,0
Centrais térmicas a carvão	2.321,73	2.408,87	3,8

Fonte: Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

Quadro 3: Nível de Utilização das Centrais<sup>(1)</sup> - Em %

Sistema Interconectado Nacional			
Item	2001	2002	Variação %
Plantas despachadas centralmente	37,3	38,7	3,6
Hidráulica	42,7	45,3	6,2
Térmica	27,2	25,8	-4,9
Gás	n/d	24,6	-
Carvão	n/d	32,4	-
Plantas não despachadas centralmente	65,8	63,1	-4,1
Hidráulica	71,3	60,2	-15,6
Térmica	49,1	72,6	47,7
Total geração	37,9	39,2	3,4

n/d : não disponível

(1) Com relação à capacidade efetiva líquida.

Fonte: Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

## Referências Bibliográficas

1. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL (NATURGAS). *“Regulation of natural gas distribution tariffs in Colombia”*. The Brattle Group. Bogotá: 2001.
2. AYALA, U. y MILLÁN, J. *“La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en América Latina. Las reformas en Colombia”*. BID. Washington: 2002.
3. BEATO, P. y FUENTE, C. *“Liberalization of the gas sector in Latin América: The experience of three countries”*. BID. Washington: 2000.
4. CAMPODÓNICO, H. *“La industria del gas natural y su regulación en América Latina”*. Revista de la Cepal N° 68 Santiago de Chile: 1999.
5. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). *“Resolución sobre el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias”*. Bogotá: 1996, e varias resoluciones.
6. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (CONPES). *“Estrategias para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia”*. Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía. Bogotá: 2003.
7. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL (CONPES). *“Balance y estrategias a seguir para impulsar el Plan de masificación de gas”*. Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía. Bogotá: 2002.
8. DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *“El sector gas en Colombia”*. Bogotá: 2000.
9. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *“Ley 142 Régimen de servicios públicos domiciliarios y otras disposiciones”*. Bogotá: 1994.

10. OLADE, CEPAL, GTZ. *“El mercado del gas natural en Colombia”*. Quito: 2000.
  
11. PACHÓN, R. y ANGULO, L. *“Impacto de los contratos BOMT”*.
  
12. YAKER, I. y RODRÍGUEZ RESTREPO, C. *“El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa”*. Cepal. Santiago de Chile: 2000.

## **Sitios web**

- *Banco de la República de Colombia*
- *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*
- *Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)*
- *Departamento Nacional de Planeación (DNP)*
- *Diario La República*
- *Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS)*
- *Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL)*
- *Ministerio de Minas y Energía (MME),*
- *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)*
- *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*