

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL:  
UMA COMPARAÇÃO DOS CASOS BRASILEIRO,  
COLOMBIANO E PERUANO**

MARIANA PERALVA DOMINGUES  
Matrícula nº: 105039217

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL:  
UMA COMPARAÇÃO DOS CASOS BRASILEIRO,  
COLOMBIANO E PERUANO**

---

MARIANA PERALVA DOMINGUES

Matrícula nº: 105039217

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2009



**As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora.**

*A meus pais, pelo amor e apoio  
ao longo da vida.*

*A Lucas, pelo carinho e compreensão, até mesmo nos  
momentos de maior dificuldade desta jornada.*

## AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela oportunidade de participar do seu Programa de Recursos Humanos, em incentivo à formação de mão-de-obra especializada;

A todos os professores e funcionários do PRH-21;

Ao Doutorando Marcelo Colomer Ferraro pela atenção e ensinamentos adquiridos em nosso trabalho de equipe;

Ao Instituto de Economia da UFRJ e a todos os seus docentes pelo curso de excelência qualidade;

À Cláudia Benevides pelo apoio e amizade ao longo de todo o curso;

À minha família e amigos pelo carinho e incentivo.

Em especial, ao Professor Edmar Luiz Fagundes de Almeida pela excelência da orientação e por sua contribuição para minha formação acadêmica.

## RESUMO

Durante a década de 90, foram implementadas diversas reformas de caráter neoliberal na América Latina, que visavam a abertura e desregulação financeira e a privatização, com o objetivo de mudar o papel do Estado na economia de forma a reduzir seu intervencionismo. Nesse contexto, foram também introduzidas mudanças na indústria de gás natural (IGN).

Em vista disto, esse trabalho buscou analisar o segmento de distribuição de gás natural no Brasil. Para melhorar o estudo, foram examinadas as reformas da IGN colombiana e peruana, buscando extrair lições para o caso brasileiro.

Os resultados obtidos mostram que a delimitação de áreas de concessão pequenas e o estabelecimento de contratos de concessão sem exclusividade geográfica em regiões com grande potencial de mercado são instrumentos que estimulam a competição sem comprometer os níveis de investimento do setor.

Esse estudo ainda revela a importância da regulação na criação de estruturas de incentivo ao investimento privado. E conclui, todavia, que não basta criar essas estruturas; é preciso que as mesmas sejam condizentes com as necessidades do setor.

## ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	10
CAPÍTULO I - DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL.....	12
I.1. A CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL.....	12
I.2. UMA BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL COMO ENERGÉTICO.....	14
I.3. DAS CARACTERÍSTICAS DA IGN.....	21
I.2.1. DO MONOPÓLIO NATURAL.....	21
I.2.2. DO SETOR DE INFRA-ESTRUTURA.....	23
I.2.2. DA INDÚSTRIA DE REDE.....	24
I.2.4. DAS ECONOMIAS DE ESCALA E DE ESCOPO NA IGN.....	28
I.3. DA IMPORTÂNCIA DA ESTRUTURA REGULATÓRIA PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL.....	29
CAPÍTULO II – A REFORMA DA IGN E O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	31
II.1. A REFORMA DA IGN NO BRASIL.....	32
II.2. O ANO DE 2007 PARA O GÁS NATURAL NO BRASIL.....	34
II.3. EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS DE INFRA-ESTRUTURA NO BRASIL.....	38
II.4. TIPOS DE CONTRATOS DE CONCESSÃO.....	42
II.4.1. DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PRIVADOS.....	42

II.4.2. DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PÚBLICOS.....	48
CAPÍTULO III – OS CASOS COLOMBIANO E PERUANO.....	59
III.1. COLÔMBIA.....	60
III.1.1. ESTRUTURA REGULATÓRIA: UM BREVE HISTÓRICO.....	61
III.1.2. ANÁLISE DAS ESTRUTURAS DE INCENTIVO.....	65
III.2. A TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO A PARTIR DO PROJETO CAMISEA.....	67
III.2.1. ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL E REGULATÓRIA.....	67
III.2.2. O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO.....	69
III.2.3. O PROJETO CAMISEA.....	71
III.3.1. ORGANIZAÇÃO DO PROJETO.....	72
III.3.2. RESULTADOS.....	75
CONCLUSÃO.....	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81
ANEXO 1 - AS ÁREAS DE CONCESSÃO DE SÃO PAULO.....	84
ANEXO 2 – A LEI DO GÁS.....	85



## ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS E TABELAS

Figura 2.1: Municípios Atendidos na Paraíba.....	57
Gráfico 1.1: Oferta Mundial de Energia por Fonte – 1973.....	15
Gráfico 1.2: Oferta Mundial de Energia por Fonte – 2006.....	16
Gráfico 1.3: Oferta Mundial de Energia por Fonte.....	17
Gráfico 1.4: Oferta Interna de Energia no Brasil.....	18
Gráfico 2.1: Evolução das Vendas Públicas X Privadas.....	37
Gráfico 2.2: Extensão da Rede nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.....	45
Gráfico 2.3: Clientes do Setor Automotivo do Rio de Janeiro e de São Paulo.....	46
Gráfico 2.4: Clientes Residenciais do Rio de Janeiro e de São Paulo.....	47
Gráfico 2.5: Clientes por Distribuidora do Rio de Janeiro e de São Paulo.....	48
Gráfico 2.6: Evolução dos Investimentos das Distribuidoras Públicas e Privadas.....	53
Gráfico 2.7: Extensão da Rede por Estado Brasileiro (Km).....	54
Gráfico 2.8: Evolução da Rede das Distribuidoras Privadas e Públicas.....	56
Tabela 2.1: Evolução das Vendas Brasileiras (Milhões de m <sup>3</sup> /ano).....	36
Tabela 2.2: Área de Concessão das Distribuidoras Brasileiras.....	40
Tabela 2.3: Clientes de Gás por Segmento.....	41
Tabela 2.4: Evolução dos Investimentos por Distribuidora (Milhões de Reais).....	52
Tabela 2.5: Evolução da Rede das Distribuidoras Brasileiras.....	55
Tabela 2.6: Volume de Investimentos na Gasmig, CEG e CEG RIO (em Reais).....	58
Tabela 3.1: Participação da Ecopetrol em Outras Empresas.....	64

## INTRODUÇÃO

Inúmeros países vêm conduzindo reformas mais ou menos profundas desde o início do processo de reestruturação da Indústria do Gás Natural (década de 90) com os seguintes objetivos: produção e uso racional e sustentável dos recursos energéticos do ponto de vista sócio-ambiental; segurança do abastecimento e redução da dependência energética; eficiência energética e universalização dos serviços energéticos.

A Indústria do Gás Natural vem ganhando relevância a cada dia. Sua produção e consumo têm crescido e, com isso, a necessidade de compreender essa indústria. Entretanto, a proliferação do consumo do gás natural depende de vultosos investimentos; em particular na distribuição. Isso porque este segmento é responsável por cerca de 50% do custo de se levar o gás natural até o consumidor final. Torna-se, pois, importante identificar estratégias que viabilizem esses investimentos.

Esse trabalho irá estudar os arcabouços regulatórios das indústrias de gás brasileira, colombiana e peruana, focando na regulação incidente sobre o setor de distribuição de gás natural. Serão apontados os traços mais relevantes das reformas desses modelos regulatórios e identificados e comparados os elementos dessas estruturas, que resultam em incentivos para o investimento do setor de distribuição de gás natural.

A escolha da Colômbia se deve ao fato deste país ter conseguido, em pouco tempo, massificar o uso do gás natural mesmo sem possuir demanda por aquecimento residencial, revelando, com isso, a importância das políticas públicas e da regulação na criação de estruturas de incentivo ao investimento. O Brasil, contudo, afirma ser inviável a proliferação do gás no segmento residencial por ser um país de temperaturas elevadas.

A IGN peruana, por outro lado, é interessante para se estudar porque chama a atenção para a necessidade de se escolher cuidadosamente as estruturas de incentivo ao investimento, pois se elas não estiverem de acordo com as estratégias de desenvolvimento do setor, podem atrasar o crescimento do mesmo.

Assim, os principais objetivos deste trabalho são:

1. Estudar o segmento de distribuição de GN no Brasil;
2. Examinar as reformas da IGN colombiana e peruana, buscando extrair lições para o caso brasileiro;
3. Identificar os elementos dessas estruturas regulatórias, que incentivam o investimento e explicam os vários níveis de desenvolvimento do setor.

Para tanto, esta monografia assume como hipótese que instrumentos regulatórios adequados e coerentes viabilizam investimentos públicos e privados mesmo em regiões que apresentam baixo nível de demanda de gás natural.

Essa monografia será composta por três capítulos. O primeiro, abordará a estrutura do setor de distribuição do gás natural e suas características. O segundo, estudará as empresas de gás canalizado brasileiras, analisando a estrutura do segmento de distribuição de gás natural no Brasil e seu arcabouço regulatório. O último, descreverá e analisará o segmento de distribuição colombiano, enfatizando os avanços regulatórios ocorridos no setor após as reformas de 1990. Em seguida, analisará a reestruturação do setor energético peruano e seu segmento de distribuição de gás natural. A análise enfatizará as estruturas de incentivo ao investimento presentes nesses arcabouços regulatórios.

## **CAPÍTULO I - DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

O presente capítulo pretende analisar a estrutura do setor de distribuição de gás natural. Para tanto, será apresentado, primeiramente, as características do gás natural como energético. Posteriormente, serão estudadas a estrutura do setor de distribuição e suas características técnicas e econômicas.

### **I.1. A Cadeia Produtiva do Gás Natural**

A cadeia produtiva do gás natural é dividida em dois grandes blocos. O primeiro, conhecido como upstream, agrega as atividades relacionadas à obtenção do produto em si; isto é, as atividades de exploração e produção do gás natural. O segundo, chamado de downstream, se refere às atividades relacionadas à aplicação direta do produto e focaliza seus usos; englobando, assim, as atividades de distribuição e comercialização do gás natural. Frequentemente, também inclui a atividade de transporte do energético; segmento também conhecido com o nome de midstream. Assim, segundo a ANP, a cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em diversas fases:

- Exploração – Essa fase é composta pelas etapas de pesquisa e perfuração. A primeira tem o objetivo de conhecer os diversos fatores que indicam a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos. Após essa etapa, é feita a perfuração do poço.
- Desenvolvimento e Produção – Essa fase é iniciada quando se confirma a possibilidade da existência de petróleo e gás natural, cuja extração seja economicamente viável.

- Processamento - O gás natural é conduzido às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) para ser tratado. Lá, são separadas as frações mais leves do gás. Através deste processo obtêm-se o gás natural seco (metano e etano), o Gás Liquefeito de Petróleo - GLP (propano e butano) e a gasolina natural (pentano e superiores).
- Transporte - O gás seco é levado até os pontos de entrega das distribuidoras ou até um grande consumidor. O transporte pode ser feito via dutos; em cilindros de alta pressão ou no estado líquido por meio de navios, barcaças ou caminhões.
- Distribuição - O gás natural pode ser comprado pelas distribuidoras e então vendido para os consumidores finais através dos ramais de distribuição. Este produto possui diversos usos: produção de calor e frio para consumo industrial e residencial; geração de eletricidade; assim como utilizado como matéria-prima pela indústria de transformação.

Somente o segmento de distribuição é responsável por cerca de 50% do valor adicionado ao preço final. Portanto, os custos associados a esse segmento representam uma alta parcela do custo de se levar o gás natural do poço até o consumidor final. Esse fato é de extrema importância quando se analisa os condicionantes do investimento nesse segmento.

Segundo a IEA (International Energy Agency), se desconsiderarmos a produção e a importação, cerca de 70 a 80% do total do custo de investimento pertence ao segmento de distribuição; enquanto que o custo de investimento em transporte consome de 20 a 30%. Entre os investimentos em distribuição, as redes de dutos correspondem a 75%, a medição, a 5% e as estações de redução de pressão, a 10%.

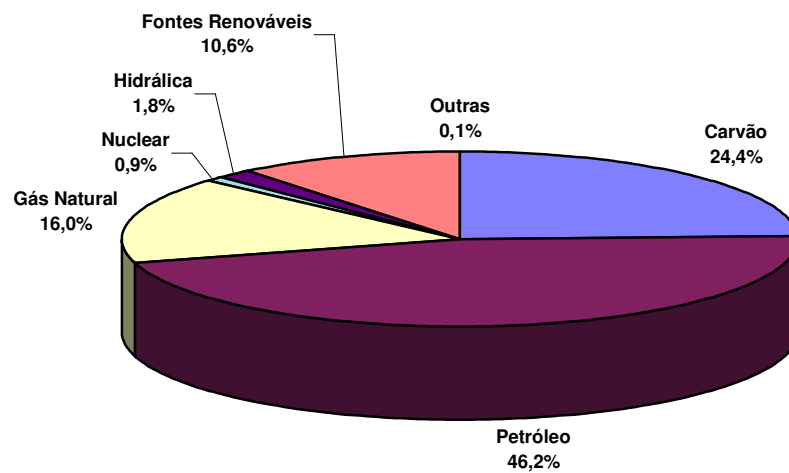
## **I.2. Uma Breve Contextualização do Gás Natural como Energético**

O gás natural é encontrado em bacias sedimentares, associado ou não ao petróleo. É isto que torna direta a ligação da exploração desse recurso com a estratégia de exploração do petróleo bruto. Além de fazer com que o gás natural se assemelhe ao mercado de petróleo em seu desenvolvimento e nas atividades de produção.

Nos demais segmentos (transporte, distribuição e comercialização), o mercado e os instrumentos de regulação aplicáveis podem divergir consideravelmente: a indústria do gás opera segundo a lógica de uma estrutura de rede, se aproximando de outras indústrias de rede no que tange a sua regulação (se aproxima notadamente do setor de energia elétrica). No uso final, o gás natural enfrenta diversos produtos concorrentes (o óleo combustível, o carvão e o GLP), o que, per se, já representa um mecanismo de regulação. No entanto, o gás apresenta vantagens comparativas em diversos aspectos técnicos (características de combustão, pureza etc.) e ambientais em relação aos energéticos concorrentes. O uso do gás representa menor nível de emissões, menor risco (influenciando as condições de financiamento dos novos projetos) frente a futuras regulamentações mais restritivas e frequentemente menor custo no aparato de controle de poluentes.

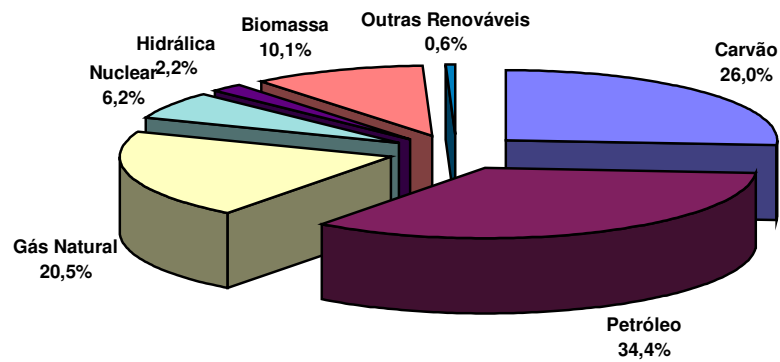
Verifica-se um aumento expressivo no consumo de gás natural em muitos países. Sua participação na matriz energética mundial é crescente. Entretanto, este rápido desenvolvimento do mercado tem algumas restrições. Os custos de transporte do gás representam parcela relevante dos preços finais ao consumidor (maior que 50% na maioria dos casos) devido aos seus investimentos em infra-estrutura. Assim, o mercado de gás natural é comumente desenvolvido perto das zonas de produção e, por isso, a quota do gás na matriz energética varia significativamente de um país para outro. Isto ajuda a entender o nível baixo de exportação mundial de gás natural (cerca de 19%).

**Gráfico 1.1: Oferta Mundial de Energia por Fonte – 1973**



Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Internacional de Energia (IEA)

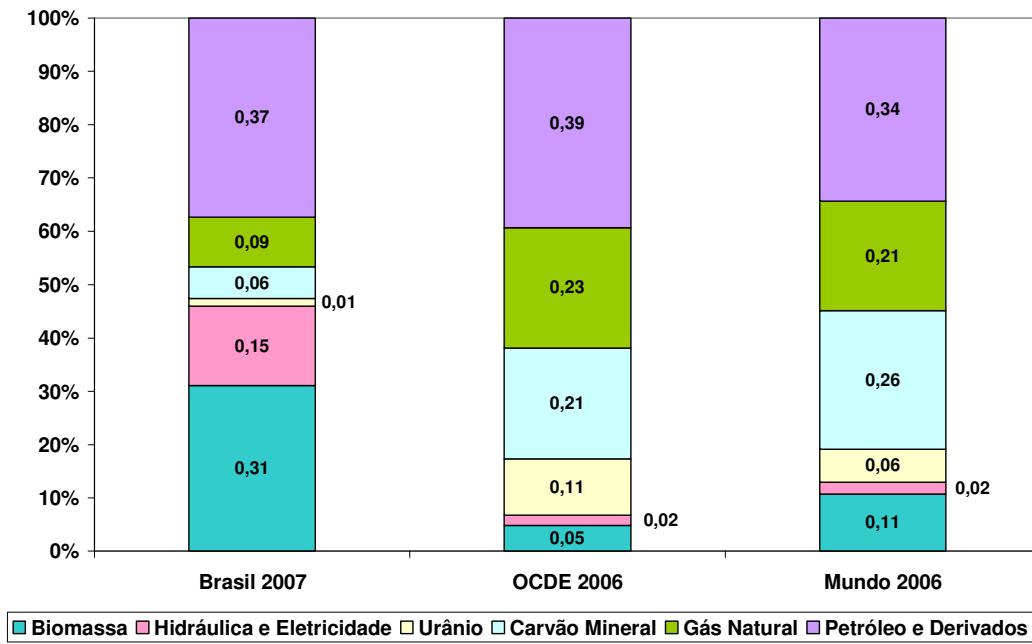
**Gráfico 1.2: Oferta Mundial de Energia por Fonte – 2006**



Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Internacional de Energia (IEA)

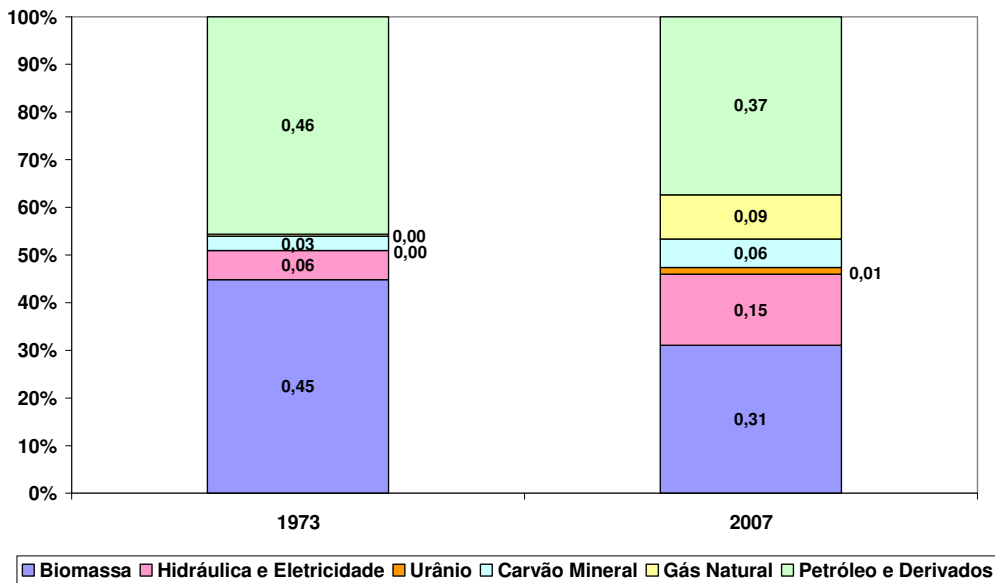


**Gráfico 1.3: Oferta Mundial de Energia por Fonte**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Ministério de Minas e Energia

**Gráfico 1.4: Oferta Interna de Energia no Brasil**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Ministério de Minas e Energia

O gás natural vem rapidamente assumindo um importante papel na matriz energética brasileira, seja por complementar a oferta de energia elétrica, seja pelo seu uso nos processos industriais ou como combustível automotivo. E, com isso, cresce a importância da garantia do abastecimento do gás para as decisões de investimento dos agentes.

O aumento na utilização do gás natural para a geração elétrica tem sido um grande indutor da demanda, juntamente com o setor de refino e processamento e o setor industrial. As estatísticas do período de 2000 a 2006 revelam uma evolução na demanda de 16,2% a.a. (BP, 2006).

Segundo os consumidores industriais e automotivos, a razão para esse acréscimo de demanda reside em uma política de preços de incentivo ao uso de gás natural, em que o preço mais baixo do gás, frente aos seus concorrentes diretos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo – GLP, gasolina e álcool), foi determinado de maneira a tornar viável sua rápida adoção, compensando os custos de conversão.

Já do lado da oferta, durante o mesmo período, houve um considerável incremento na disponibilidade de gás a partir da entrada em operação do GASBOL (Gasoduto Bolívia-Brasil) em julho de 1999. A produção nacional líquida apresentou um aumento de 7,4% a.a.; enquanto as importações exibiram um crescimento de 28,2% a.a. (ANP, 2006). Todavia, a infra-estrutura de transporte ainda é incipiente e encontra, muitas vezes, dificuldade de se viabilizar economicamente, prejudicando o adequado escoamento do gás.

Segundo Stern (2002), pode-se reconhecer entre os riscos envolvidos na atividade de gás natural no Brasil, principalmente, os de: (i) dependência de importação; (ii) dependência de trânsito; e (iii) dependência da instalação.

Em dezembro de 2006, cerca de metade da oferta disponível de gás natural no Brasil foi proveniente de importações.

A dependência de trânsito relaciona-se ao fato de que o abastecimento de gás natural no Brasil depende de uma malha de gasodutos ainda incipiente, dispondo de pouca capacidade ociosa, o que fornece pouca flexibilidade às atuais redes de gasodutos. Assim, se houver um rompimento ou interrupção de um elo da cadeia, gerar-se-á grandes impactos sobre todo o sistema. (STERN, 2002)

Portanto, para se obter um sistema mais seguro é preciso estabelecer uma rede bem interconectada, abastecida tanto por fontes internas (auto-abastecimento), quanto por fontes externas (importação) estáveis e com alternativas de transporte diversificadas (gasodutos, gás natural liquefeito – GNL e gás natural comprimido – GNC).

A preocupação em se evitar um novo período de racionamento de energia, como o enfrentado pelo Brasil em 2001, torna o problema da segurança do abastecimento absolutamente central para a definição da política energética do setor gasífero.

O retorno às políticas nacionalistas nos países sul-americanos, gerando perda de atuação dos órgãos reguladores e instabilidade político-institucional na região, em especial na Bolívia, principal fornecedor de gás natural para o Brasil, representa uma barreira que se ergue ao avanço das políticas direcionadas à garantia de abastecimento com base em relações bilaterais entre os países sul-americanos. A atual instabilidade político-institucional nestes países adiciona elevado grau de incerteza acerca do aprofundamento da dependência externa de gás natural, o que, por sua vez, não apenas levanta a questão de se ter a diversificação das fontes de suprimento como alvo, a fim de evitar que a dependência se transforme em vulnerabilidade energética (PINTO Jr., 2006), mas também e em menor medida – posto que vale apenas para alguns países – engendra o debate sobre se o melhor caminho seria uma política voltada ao auto-abastecimento. Isso porque, além de ser considerado um serviço público, sendo, portanto, de interesse geral da sociedade a garantia de sua oferta a preços e qualidade razoáveis, o controle sobre os recursos energéticos constitui-se fonte de poder político e econômico, o que enseja uma discussão a respeito de que tipo de arranjo organizacional irá predominar para o conjunto dos países. Ou seja, se haverá algum país na região capaz de se impor sobre os demais, exercendo seu poder através dos mecanismos de interdependência econômica e, dessa forma, com habilidade para estabelecer os

princípios, normas, regras e procedimentos para a tomada de decisão, em torno dos quais convergirão as ações do restante dos países.

Uma interrupção não planejada no abastecimento de gás natural traria efeitos deletérios para toda a sociedade e impactaria fortemente setores industriais, como o petroquímico, termelétrico, de vidro, cerâmica, aço, entre outros. A minimização dos efeitos de uma eventual restrição ao suprimento de gás natural passa, necessariamente, pela questão da definição das prioridades de abastecimento. O consumo imperioso à própria produção do gás natural (ex.: gás natural utilizado na geração de energia elétrica, que move os compressores dos dutos de transporte), o consumo residencial, o de serviços públicos essenciais e o de termoelétricas consideradas imprescindíveis para o abastecimento elétrico terão a mais alta prioridade de abastecimento.

## **I.2. Das Características da IGN**

Abaixo serão definidas e analisadas as características do gás natural, que o torna um combustível tão peculiar.

### **I.2.1. Do Monopólio Natural**

Segundo Varian, os monopólios surgem porque a escala mínima de eficiência<sup>1</sup> é grande em relação ao tamanho do mercado, não sendo possível aumentá-lo.

A estrutura de custos dos monopólios naturais é caracterizada por economias de escala em todas as faixas produtivas relevantes, permitindo que as empresas desse setor

---

<sup>1</sup> A escala mínima de eficiência aponta o nível de produção capaz de minimizar o custo médio com respeito ao tamanho da demanda.

assumam tamanhos suficientes para atender a todo o mercado. Dessa forma, em um monopólio natural, os custos serão menores se a produção ocorrer em apenas uma única firma. Esta propriedade é conhecida como subaditividade da função de custo.

Os monopólios naturais, em geral, são regulados ou operados pelo governo para evitar que o monopolista cometa abuso do poder de mercado. Da mesma forma, forçar o preço competitivo seria inviável em função do lucro negativo. Muitas empresas de prestação de serviços de utilidade pública constituem monopólios naturais.

O setor de distribuição de gás natural apresenta certas características técnicas e econômicas que o condicionam a uma estrutura de monopólio natural. São elas: o elevado custo fixo, a especificidade dos ativos físicos<sup>2</sup>, os reduzidos custos marginais, as economias de escala e de escopo associadas à distribuição de gás natural e o efeito densidade de consumo<sup>3</sup>. (Almeida, 2007)

No entanto, somente a distribuição física pode ser considerada um monopólio natural, já que não é eficiente economicamente se ter duas redes de distribuição competindo entre si. As demais atividades relacionadas ao segmento de distribuição, como a comercialização e os serviços de medição e cobrança, não apresentam características de monopólio.

---

<sup>2</sup> Uma vez que a malha de dutos é instalada torna-se inviável tecnicamente sua utilização para outros fins que não o de transporte de gás natural.

<sup>3</sup> Efeito densidade de consumo - quanto mais ramificada for a rede de distribuição e quanto maior for a densidade populacional da região atendida pelo serviço, menor será o custo marginal de atender à solicitação de um novo usuário.

### **I.2.2. Do Setor de Infra-Estrutura**

Muitos serviços de infra-estrutura são também indústrias de rede (este é o caso do setor de distribuição do gás natural) e apresentam algumas características que os diferenciam dos demais setores da economia. Um exemplo é a existência de grande complementaridade entre os segmentos de suas cadeias produtivas em função de sua natureza tecnológica, o que estabelece elevados graus de interdependência entre os segmentos da rede.

Os setores de infra-estrutura caracterizam-se pela existência de economias de escala e de escopo, densidade de consumo, longo prazo de maturação dos investimentos, uso intensivo de capital, especificidades de ativos, inelasticidade da demanda e, na maioria das vezes, exclusividade na prestação dos serviços. Estas características implicam na necessidade de investimentos de altos valores, além de um retorno muito demorado destes, o que torna o auto-financiamento inadequado.

Os setores de infra-estrutura e toda indústria de rede se beneficiam da densidade de consumo. Isto implica em que quanto mais ramificada for a rede de distribuição e quanto maior for a densidade populacional da região atendida pelo serviço, menor será o custo marginal de atender à solicitação de um novo usuário. Assim, à medida que a rede de distribuição se expande, o custo marginal de produção do serviço de gás encanado tende a diminuir, o que gera um aumento da rentabilidade na medida em que se elevam os investimentos.

O longo prazo de maturação dos investimentos implica em que o retorno sobre o capital investido aconteça apenas depois de um longo período de operação. Esse fato, em conjunto com o volume de capital investido e com a grande especificidade dos

ativos, faz com que o investimento necessário para a expansão adequada das redes de infra-estrutura não possa ser financiado exclusivamente por recursos próprios. Por esse motivo, o desenvolvimento dos setores de infra-estrutura depende da capacidade das empresas em captar recursos de terceiros.

O custo de capital, no caso da indústria de rede, é influenciado pelo elevado nível de investimento em ativos fixos imobilizados, pelas especificidades dos ativos e pela sazonalidade da demanda. Isso aumenta o risco dos investimentos nesses setores, o que eleva o retorno exigido pelos credores privados, fazendo com que a atuação do financiamento público torne-se, muitas vezes, essencial para o desenvolvimento da rede de infra-estrutura de um país.

Além disso, as atividades de infra-estrutura, por serem, na maioria das vezes, concessões do governo submetidas à regulação, apresentam um componente de risco chamado risco regulatório, isto é, o risco que os arcabouços institucional e regulatório podem trazer para a operação de uma atividade.

Apesar da demanda apresentar vales e picos, a exclusividade do fornecimento, garantida pelos contratos de concessão, faz com que as empresas desses setores apresentem um fluxo de receita relativamente estável e previsível. Assim, devido à inelasticidade da demanda e aos longos períodos de concessão, o risco associado aos projetos de infra-estrutura é menor do que em outros setores da economia.

### **I.2.3. Da Indústria de Rede**

Indústrias de rede são um caso especial de monopólio natural. Os agentes se encontram fisicamente conectados de tal forma que o desempenho de cada um afeta o



desempenho dos demais. Com isso, a característica fundamental de uma indústria de rede é o elevado grau de integração e interdependência entre os diversos segmentos da cadeia produtiva.

As indústrias de rede possuem três elementos que contribuem para que sua organização industrial seja particular. São eles: existência de externalidades, importância das economias de escala e a articulação em torno da infra-estrutura de base, que comporta os serviços de transporte/transmissão do fluxo do produto.

Segundo Britto, as principais características das indústrias de rede são:

1. Presença de alto grau de complementaridade técnica entre os agentes e as atividades;
2. Elevada integração das atividades produtivas devido à presença de externalidades técnicas, pecuniárias e de demanda;<sup>4</sup>
3. Geração de externalidades tecnológicas<sup>5</sup> e outros tipos de ganhos relacionados ao progresso técnico;
4. A consolidação de uma infra-estrutura particular, implicando em certo grau de irreversibilidade quanto a investimentos realizados pelos agentes.

---

<sup>4</sup> Externalidades técnicas estão relacionadas a situações nas quais a interdependência entre os agentes do ponto de vista técnico resulta em modificações nas características das respectivas funções de produção. Externalidades pecuniárias se traduzem em uma mudança nos preços relativos aos fatores e em modificações das estruturas de custo das empresas.

Externalidades de demanda estão presentes em situações nas quais a demanda de bens oferecidos por cada unidade é afetada por modificações na demanda de outras unidades ou nas quais a demanda de um consumidor individual é influenciada pela demanda agregada do mesmo bem.

<sup>5</sup> Externalidades tecnológicas estão associadas a efeitos do tipo spill-over que resultam em mudanças no ritmo de adoção e difusão de inovações em determinado mercado.

Assim, a característica distintiva das indústrias de rede são as externalidades de rede geradas; isto é, o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede. Com isso, existem grandes chances de não se alcançar uma expansão eficiente da rede, visto que não há como um consumidor remunerar outro pelo benefício de sua adesão à rede. Essa necessidade de garantir um nível adequado de interconexão demanda a regulação do setor.

A presença desse tipo de externalidade reflete a existência dos efeitos da interdependência entre as decisões dos agentes que nelas atuam. Essas externalidades, por sua vez, funcionam como um fator de fortalecimento dessas interdependências, possibilitando a caracterização desses mercados como uma rede de agentes interdependentes.

O fato dessas redes envolverem conexão direta com os consumidores, gera um poder de mercado<sup>6</sup> para as empresas que as administram, o que, também, justifica a regulação. Por outro lado, como as redes geralmente apresentam economias de escala, uma demanda por regulação da entrada evita a duplicação ineficiente da infra-estrutura, uma vez que isso levaria à elevação de custos e perda de bem-estar.

A regulação governamental cumpre duas funções primordiais à defesa do interesse público em indústrias de rede. A primeira é a de assegurar que as empresas do setor explorem adequadamente suas vantagens competitivas, permitindo, desta maneira, a utilização racional dos recursos produtivos do país. A segunda é a de eliminar o espaço para condutas empresariais oportunistas, já que estas reduzem o nível de bem-estar da sociedade.

---

<sup>6</sup> Poder de mercado é a capacidade de restringir a produção e/ou aumentar preços com a finalidade de obter lucros acima do normal sem atrair novos competidores.

A importância de um marco regulatório adequado também se dá por facilitar a agenda de trabalho da autoridade antitruste, cuja ação se restringirá a uma análise de eventuais atos de concentração e algumas condutas anticompetitivas.

A cadeia do gás natural é, em geral, organizada como uma indústria de rede, na qual o fornecimento do serviço depende da construção prévia das redes de transporte e distribuição, bem como da posterior necessidade de coordenação dos fluxos e estoques, objetivando o ajuste da oferta e da demanda, sem comprometer a confiabilidade do sistema.

As especificidades da indústria do gás natural, presentes em outras indústrias de rede são:

1. Indivisibilidade dos equipamentos, elevado tempo de construção e maturação dos investimentos, além de altos custos fixos irre recuperáveis;
2. Funções de custo bem distintas para as etapas de exploração, produção, transporte e distribuição;
3. Condições de monopólio natural e função de custos sub-aditiva<sup>7</sup>;
4. Obrigação jurídica ou política de fornecimento e relevante interesse sócio-econômico devido às externalidades positivas geradas para outros setores.

---

<sup>7</sup> O conceito de função de custos sub-aditiva considera um vetor de produção multi-produtos, que pode ter ganhos de escala, de escopo e/ou de coordenação. Uma indústria interligada em rede pode não apresentar economias de escala, mas os benefícios da interligação fazem com que seja menor o custo de produção de uma empresa integrada em relação a várias empresas autônomas, por exemplo.

Essas especificidades motivaram, durante muito tempo, um modo de organização no qual havia fortes barreiras à entrada e à saída e que justificavam a presença ativa do Estado na regulação dessas atividades. O modelo tradicional que predominou do pós-guerra até o início dos anos 90 era baseado em três pilares: integração vertical e horizontal, monopólios públicos de fornecimento e comercialização, baseada em contratos bilaterais de longo prazo.

#### **I.2.4. Das Economias de Escala e de Escopo na IGN**

Como visto anteriormente, as economias de escala e de escopo são características da indústria de gás natural. O setor de distribuição de gás, por sua vez, apresenta algumas atividades onde é importante a presença das economias de escala e de escopo. Tais como:

1. Processo de medição: apresenta grande potencial para economia de escopo, já que um único indivíduo pode ser responsável pela medição dos serviços de gás, água e eletricidade, além de um potencial (fraco) para economias de escala;
2. Faturamento: apresenta grande potencial de economias de escopo, já que uma única fatura seria suficiente para cada indivíduo;
3. Formalidades contratuais: beneficia-se de economias de escopo, visto que um único contrato seria necessário para todos os serviços contratados;
4. Custos de monitoramento e de controle parcialmente fixos: Dessa forma, o aumento do tamanho da empresa tende a reduzir o custo médio.

Uma empresa possui economia de escala quando o aumento da produção reduz o custo médio a longo prazo. Isto é, quando verificamos a seguinte inequação referente à função de produção:  $f(tK, tL) > t f(K, L)$ . Ou seja, quando o aumento da utilização dos insumos produtivos é multiplicado por “t” gera uma produção maior do que aquela auferida com a quantidade de fatores de produção inicial multiplicada por “t”. No entanto, a teoria econômica tradicional considera que as economias de escala de um setor existem somente até um determinado ponto (onde se atingiria o mínimo na função de custos). A partir desse ponto, os custos voltariam a se elevar, tendo em vista que o aumento das empresas causaria ineficiências gerenciais e administrativas. Mas a estrutura de custos em monopólios naturais é caracterizada por economias de escala em todas as faixas produtivas relevantes, permitindo que as empresas desse setor assumam tamanhos suficientes para atender a todo o mercado.

As economias de escopo definem-se pela redução dos custos da empresa quando esta passa a utilizar sua planta para a produção de mais de um tipo de bem. Isto é, quando o custo de produzir conjuntamente dois ou mais bens é menor do que a soma dos custos de produzir separadamente cada produto. Essa definição pode ser expressa na seguinte identidade:  $C(q_a, q_b) < C(q_a, 0) + C(0, q_b)$ .

### **I.3. Da Importância da Estrutura Regulatória para o Setor de Distribuição de Gás Natural**

A legislação brasileira, ao determinar que o serviço de distribuição seja feito através de concessões geográficas concedidas pelos governos estaduais, reconhece as características de monopólio natural desse setor. No entanto, apesar da fiscalização e da regulação desse setor serem concedidas aos governos estaduais, muitos estados fazem parte da estrutura patrimonial dessas empresas de distribuição de gás natural. Mas, quando o controle é estadual, os interesses políticos dos dirigentes das empresas podem

afetar os planos de investimentos e a saúde financeira das mesmas, o que distorce os objetivos e princípios básicos da regulação. Por outro lado, se o controle é privado, os interesses públicos podem não coincidir com os privados. Sendo assim, a elaboração de uma lei, a nível federal, que especifique a estrutura regulatória a nível estadual e homogenize os contratos de concessão é de suma importância para a construção de um arcabouço regulatório capaz de estimular o mercado de gás natural no Brasil.

A regulação não deve ser um fim em si mesmo. Cabe a ela viabilizar objetivos políticos e econômicos específicos. No segmento de distribuição de gás natural, esses objetivos devem ser a eficiência econômica e a segurança no fornecimento. Para alcançá-los, é preciso criar estruturas de incentivo ao investimento privado<sup>8</sup> que estejam de acordo com as necessidades do setor, sem que os agentes encontrem margem para se desviar dessas metas.

---

<sup>8</sup> As estruturas de incentivo ao investimento privado são apenas mecanismos capazes de induzir o investimento do setor privado.

## **CAPÍTULO II – A REFORMA DA IGN E O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

O presente capítulo pretende estudar as empresas de gás canalizado no Brasil. Para tanto, será analisada a estrutura do segmento de distribuição de gás natural no Brasil e seu arcabouço regulatório.

Na Constituição, a distribuição de gás natural é tratada como um serviço de utilidade pública. Assim, a distribuição de gás canalizado com fins comerciais é de exploração exclusiva dos estados, sendo exercida direta ou indiretamente através de contratos de concessões.

A ANP regula algumas atividades do setor de gás natural como a distribuição de gás natural liquefeito. No entanto, nenhuma de suas portarias é específica ao segmento de distribuição de gás natural canalizado.

A ausência de regras específicas para o serviço de distribuição de gás natural faz com que sua regulação dependa, exclusivamente, das cláusulas vigentes nos contratos de concessão estabelecidos entre os estados e as distribuidoras. E, devido a isso, a regulação apresenta um elevado nível de heterogeneidades, especialmente no que se refere à estrutura de incentivos ao investimento. (Almeida, 2007)

São Paulo e Rio de Janeiro foram os únicos estados que abriram o segmento de distribuição de gás natural para o capital privado. Em ambos os estados foram criados um órgão regulador responsável pela fiscalização e regulação dos contratos de concessão: ARSESP (em São Paulo) e AGENERSA (no Rio de Janeiro).

Assim, a partir de 1999, o segmento de distribuição de gás natural brasileiro fragmentou-se em dois grupos: de um lado, as empresas estatais; e, de outro, as empresas privadas. Desde então, observou-se uma grande expansão das redes de distribuição e do número de clientes das empresas privadas - não acompanhado pelas empresas públicas.

Nesse sentido, este capítulo visa mostrar as principais diferenças existentes entre as distribuidoras de gás natural privadas e estatais e identificar os fatores que explicam a existência de diversos graus de desenvolvimento das empresas do setor.

## **II.1. A Reforma da IGN no Brasil**

Durante a década de 90, o Brasil passou por reformas que tiveram a finalidade de mudar o papel do Estado na economia, inclusive nos setores de infra-estrutura. Um destaque foi o programa de privatização das empresas públicas. No setor de distribuição de gás natural, verificou-se, no final da mesma década, a privatização de algumas das maiores empresas de distribuição de gás canalizado (COMGÁS, CEG e CEG Rio). Além disso, foram criadas mais duas empresas privadas de distribuição no Estado de São Paulo: a São Paulo Sul Gás Natural (ou SPS Gás Natural) e a Gás Brasileiro. O serviço de distribuição de gás passou a ser feito sobre a forma de concessão, o que tornou a regulação do setor essencial para a adequação dos interesses privados aos interesses públicos.

A lei de Concessões (1995) mudou o rumo da importância dada ao papel do Estado no setor de infra-estrutura. Foram criadas agências autônomas com a finalidade de regular os setores elétrico, de petróleo e gás e de telecomunicações. Assim, a privatização permitiu que o Estado atuasse apenas como agente regulador e supervisor



dos mercados, deixando de atuar diretamente na produção dos serviços de infraestrutura.

Para o BNDES, a privatização e a concessão dos serviços de infraestrutura têm como objetivo acelerar o processo de competição, elevar a eficiência e a competitividade e aumentar o estoque de receita para, assim, reduzir a dívida pública e não sobrecarregar mais os cofres públicos com os prejuízos das empresas deficitárias; liberando recursos para o governo ampliar as políticas sociais e impulsionar o mercado acionário doméstico, o que atrai investidores externos e capitaliza as empresas. (Ferraro, 2006)

A construção de um marco regulatório para a indústria do gás natural iniciou-se com a promulgação da Lei 9478/97, conhecida como “Lei do Petróleo”, que dispõe sobre:

- A Política Energética Nacional;
- As atividades relativas ao monopólio do petróleo;
- Instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), que tem como objetivo regular todas as atividades relacionadas à indústria de Petróleo, Gás e derivados; e
- Trata o gás natural como um subproduto do petróleo (devido à produção de gás natural ter sido vista, durante muito tempo, como um resíduo da produção de petróleo; tendo, como consequência, sido queimados altos volumes de gás natural).

A questão que se levanta é se a regulação do setor de distribuição deve priorizar aspectos sociais como a segurança no abastecimento e a massificação do uso ou a eficiência econômica. Para países com indústria nascente talvez deva ser preferível o primeiro objetivo, contudo, em países com indústria mais madura, a busca por uma maior eficiência econômica parece ser a mais sensata. A regulação, dessa forma, não deve ser vista como um fim em si mesmo. Cabe a esta viabilizar objetivos políticos e econômicos específicos. (Almeida, 2007)

## **II.2. O Ano de 2007 para o Gás Natural no Brasil**

De acordo com a ABEGÁS (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado), o volume de gás natural comercializado em 2007 atingiu a média diária de 41,2 milhões de metros cúbicos de gás, mostrando uma retração de 1,26%, se comparado com a média do ano de 2006.

Esse ano foi marcante para o gás natural porque suas vendas sofreram interferências externas. Em outubro, por exemplo, a Petrobrás reduziu o fornecimento de gás para algumas companhias da região Sudeste visando atender ao termo de compromisso assinado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), onde a empresa se comprometeu em ampliar o fornecimento de gás a 22 usinas termoeletricas, aumentando a disponibilidade de geração delas de 2,2 mil megawatts (MW) médios para cerca de 6,7 mil MW médios, em 2011.

Mesmo com a ameaça de crise no suprimento, o setor demonstrou vitalidade e tendência de crescimento, investindo em infra-estrutura de distribuição para acompanhar o crescimento da demanda. A extensão de redes ultrapassou os 15 mil quilômetros e o número de clientes, espalhados em todo o Brasil e distribuídos em

todos os segmentos de consumo, soma mais de 1,3 milhão. O crescimento acumulado do número de consumidores, de 2006 para 2007, foi de 6,5% e o de rede foi de 10,6%.

No primeiro semestre, o consumo de gás natural manteve a média de 38,6 milhões de metros cúbicos diários, 2,6 milhões a menos que a média anual. No entanto, desconsiderado o consumo termoelétrico e comparando o primeiro semestre de 2007 com o primeiro semestre de 2006, nota-se um aumento de 8,12%.

Já no segundo semestre do ano, a média diária de consumo, puxada pelo setor elétrico, foi de 43,8 milhões de metros cúbicos, um aumento de 13,5% em relação aos primeiros seis meses do ano. De janeiro a junho de 2007, a média diária do despacho térmico foi de 3,7 milhões de metros cúbicos; enquanto que de julho a dezembro, de 7,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Em 2007, como nos anos anteriores, o principal consumidor do gás natural continuou sendo o setor industrial, com 25,3 milhões m<sup>3</sup>/dia e crescimento de 4,45% com relação ao período anterior. Já o segmento automotivo foi o que apresentou maior crescimento: 11,27%, saltando de 6,3 milhões m<sup>3</sup>/dia, consumidos em 2006, para 7 milhões m<sup>3</sup>/dia, em 2007. Os segmentos residencial, comercial e de co-geração também apresentaram crescimento expressivo: respectivamente, 3,01%, 4,86% e 5,13%. A região Sudeste consome 70% do volume nacional de gás natural comercializado, seguida pelas regiões Nordeste com 16%, Sul com 12% e Centro-Oeste com 2%.

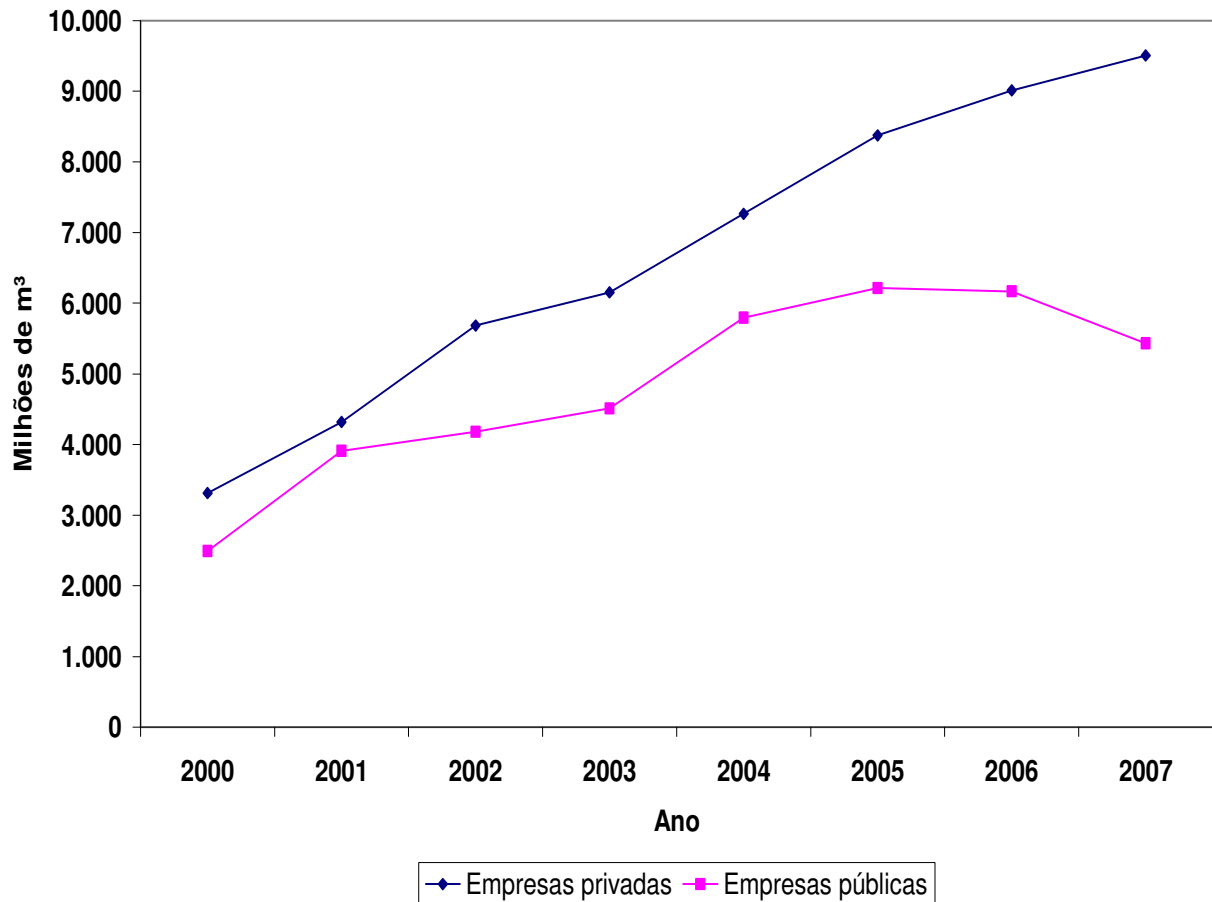
**Tabela 2.1: Evolução das Vendas Brasileiras (Milhões de m<sup>3</sup>/ano)**

Empresas	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Algás	141	142	152	135	145	150	166	180
Bahiagás	1.116	1.167	1.219	1.329	1.371	1.300	1.223	1.015
Br Distribuidora	260	332	348	396	402	381	401	445
Ceg	937	1.217	1.322	1.343	1.766	1.943	1.969	2.189
Ceg Rio	700	859	1.392	1.264	1.395	1.641	1.740	1.627
Cegás	73	96	141	227	481	268	227	167
Comgás	1.676	2.243	2.952	3.418	3.812	4.342	4.761	5.069
Compagás	58	134	210	183	218	238	398	571
Copergás	238	260	279	275	309	966	528	400
Gás Brasileiro	0	0	0	38	70	103	130	156
Gasmig	238	358	420	463	739	670	723	643
Gaspisa	0	0	0	0	0	0,12	9	3
Goiasgás*	0	0	0	0	0	0	0	0,15
Msgás	0	134	168	286	654	478	343	139
Mtgás	0	0	0	0	0	32	209	238
Pbgás	58	69	80	86	92	98	114	132
Potigás	48	55	80	97	110	122	134	152
São Paulo Sul	0	0	19	92	222	345	410	464
Scgás	89	231	289	307	388	463	519	562
Sergás	50	53	69	71	71	81	95	107
Sulgás	123	881	727	658	815	966	1.081	677
<b>Total</b>	<b>5.805</b>	<b>8.230</b>	<b>9.866</b>	<b>10.667</b>	<b>13.061</b>	<b>14.587</b>	<b>15.179</b>	<b>14.936</b>

Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS e pela CTGÁS.

\* A Goiásgás começou a operar em novembro de 2007

**Gráfico 2.1: Evolução das Vendas Públicas X Privadas**



Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS e pela CTGÁS.

Esses dados revelam que as quatro maiores distribuidoras são: Comgás, Ceg, Ceg Rio e Bahiagás, respectivamente. Observa-se, no entanto, que até 2003 a Bahiagás era maior que a Ceg Rio. Quando comparadas com essas empresas, a maioria das distribuidoras são bem menores; elas vendem, em geral, menos de 500 milhões de m<sup>3</sup>/ano, enquanto a Bahiagás vende o dobro e a Comgás, 10 vezes mais.

Além disso, esses números indicam o grande diferencial regional que existe no desenvolvimento do setor de gás natural brasileiro. As maiores empresas estão concentradas no Sudeste e no Sul do país. E mesmo nessas regiões percebe-se uma enorme desigualdade. As empresas do Sul são bem menores. Por outro lado, a Comgás, maior distribuidora de gás do Brasil, vende mais que o dobro que a Ceg (segunda maior distribuidora).

Essas informações também mostram que a indústria brasileira de gás natural vem crescendo ano a ano. Em meados dos anos 90, a participação do Gás Natural na matriz energética do país era insignificante, devido ao baixo investimento feito na cadeia de produção do gás natural. Em 1970, o consumo de gás natural representava apenas 0,2% do consumo energético; na década de 80, esse consumo aumentou para uma média de 2% ao ano, não ultrapassando os 3,1% na década de 90. Hoje, o insumo triplicou; sua participação já atinge 9,6%. Efetivamente, trata-se de uma fonte de energia com vigorosa penetração na estrutura produtiva do País.

### **II.3. Evolução dos Investimentos em Infra-Estrutura no Brasil**

Até o início da década de 90, todas as empresas de distribuição de gás natural em operação no país eram de propriedade dos estados. Após o plano de privatização, iniciado no governo Collor, algumas dessas empresas foram privatizadas (CEG, CEG Rio e COMGÁS). E foram criadas mais duas empresas privadas de distribuição no Estado de São Paulo: a SPS Gás Natural e a Gás Brasileiro. Hoje, o Brasil conta com um total de 05 empresas privadas de distribuição de gás natural; as demais são controladas direta ou indiretamente pelos estados.

O segmento de distribuição de gás natural no Brasil é composto por 27 empresas de distribuição, sendo que somente 21 estão operando. Além disso, a GOIASGÁS começou a operar somente em novembro de 2007.<sup>9</sup>

As distribuidoras brasileiras operam sobre o regime de exclusividade geográfica, ou seja, elas detêm a exclusividade na distribuição de gás natural em uma determinada região e têm suas atividades regidas por contratos de concessão a longo prazo.

---

<sup>9</sup> Dos 27 estados brasileiros, três não possuem nenhuma empresa distribuidora, são eles: Acre, Roraima e Tocantins. Isto representa uma área de 654.501 km<sup>2</sup> e uma população de 2.294.737. O Brasil conta hoje com mais de 183.987.291 de habitantes distribuídos em 5.564 municípios, totalizando uma área de 8.514.877 km<sup>2</sup>.

**Tabela 2.2: Área de Concessão das Distribuidoras Brasileiras**

Área de Concessão das Distribuidoras Brasileiras					
Empresa	Estado	km <sup>2</sup>	População	Municípios	Municípios atendidos
ALGÁS	Alagoas	27.768	3.037.103	102	9
BAHIAGÁS	Bahia	564.693	14.080.654	417	12
BR	Espírito Santo	46.078	3.351.669	78	6
CEBGÁS	Brasília	5.802	2.455.903	1	ND
CEG	Rio de Janeiro	5.645	11.812.482	20	18
CEG RIO	Rio de Janeiro	38.051	3.607.893	72	14
CEGÁS	Ceará	148.826	8.185.286	184	11
CIGÁS	Amazonas	1.570.746	3.221.939	62	ND
COMGÁS	São Paulo	53.449	29.642.838	177	44
COMPAGÁS	Paraná	199.315	10.284.503	399	8
COPERGÁS	Pernambuco	98.312	8.485.386	185	13
GÁS BRASILIANO	São Paulo	141.946	7.131.604	375	7
GÁS DO PARÁ	Pará	1.247.690	7.065.573	143	ND
GASAP	Amapá	142.815	587.311	16	ND
GASMAR	Maranhão	331.983	6.118.995	217	ND
GASMIG	Minas Gerais	586.528	19.273.506	853	23
GASPISA	Piauí	251.529	3.032.421	221	0
GOIASGÁS	Goiás	340.087	5.647.035	246	ND
MSGÁS	Mato Grosso do Sul	357.125	2.265.274	78	2
MTGÁS	Mato Grosso	903.358	2.854.642	22	2
PBGÁS	Paraíba	56.440	3.641.395	250	7
POTIGÁS	Rio Grande do Norte	52.797	3.013.740	167	8
RONGÁS	Rondônia	237.576	1.453.756	52	ND
SÃO PAULO SUL	São Paulo	52.814	3.053.128	93	17
SCGÁS	Santa Catarina	95.346	5.866.252	293	34
SERGÁS	Sergipe	21.910	1.939.426	75	5
SULGÁS	Rio Grande do Sul	281.749	10.582.840	467	16

Fonte: Elaboração própria segundo dados da ARSESP, da GASNET e do IBGE (dados de 2007)

ND – Não disponível



A extensão da malha de distribuição nacional, em 2007, era de 15.599 km, atendendo mais de 250 municípios. Em fevereiro de 2008, como mostra a tabela abaixo, o Brasil tinha mais de 1,3 milhões de clientes residenciais, 2,5 mil clientes industriais, 1,5 mil clientes automotivos, 21 mil clientes comerciais e 18 termoelétricas foram atendidos pelas empresas de distribuição de gás natural.

**Tabela 2.3: Clientes de Gás por Segmento**

Clientes de Gás por Segmento – Fevereiro 2008								
	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Geração Elétrica	Cogeração	Outros	Total
ALGÁS	19	34	2.043	273	-	1	-	2.370
BAHIAGÁS	107	56	41	65	1	2	-	272
BR	26	24	315	113	-	-	-	480
CEBGÁS	-	1	-	-	-	-	2	1
CEG	331	387	714.257	10.522	3	5	-	725.505
CEG RIO	76	77	19.279	221	3	1	-	19.657
CEGÁS	113	72	7	30	2	6	-	230
CIGÁS	-	-	-	-	-	-	-	-
COMGÁS	989	396	568.845	8.539	2	16	2	578.789
COMPAGÁS	96	26	2.773	163	1	2	1	3.062
COPERGÁS	80	67	15	15	1	1	2	181
GÁS BRASILIANO	43	15	5.275	172	-	-	2	5.507
GASMIG	96	88	-	65	2	-	6	256
GASPISA	-	1	-	-	-	-	-	1
GOIASGÁS	-	1	-	-	-	-	-	1
MSGÁS	5	11	5	22	1	-	1	45
MTGÁS	1	5	-	-	-	-	-	6
PBGÁS	35	37	3	-	-	-	3	78
POTIGÁS	36	56	1	11	-	-	-	104
SÃO PAULO SUL	213	32	28.210	780	-	-	-	29.235
SCGÁS	135	86	2	97	-	-	6	326
SERGÁS	31	35	41	38	-	1	3	149
SULGÁS	84	45	14	15	2	2	9	167
<b>TOTAL</b>	<b>2.516</b>	<b>1.552</b>	<b>1.341.126</b>	<b>21.140</b>	<b>18</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>1.366.422</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS

Obs: O total dos consumidores não corresponde à soma porque 1 cogeração está no industrial, 2 GNC estão no GNV e 1 GNC no industrial

## **II.4. Tipos de Contratos de Concessão**

O setor de distribuição de gás natural apresenta certas características específicas de uma estrutura de monopólio natural. Por esta razão, na Legislação brasileira, a distribuição de gás natural com fins comerciais é de exploração exclusiva dos Estados, exercida direta ou indiretamente através da concessão. Assim, esses serviços de distribuição no Brasil são realizados através de contratos de concessões com exclusividade geográficas. Atualmente, existem três diferentes tipos de contratos; dois destes são voltados para as empresas privadas dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo e o terceiro é referente aos demais estados, que são representados pelas distribuidoras estatais.

A falta de uma regulação única para o segmento de distribuição de gás natural levou à existência de diferentes contratos de concessão no Brasil, sendo isso uma das explicações para os diferentes níveis de investimentos dessas empresas.

### **II.4.1. Dos Contratos de Concessão Privados**

As empresas privadas são regidas por modelos contratuais bem distintos dos contratos dos outros estados brasileiros.

Em São Paulo, o período de concessão é de 30 anos (podendo ser prorrogado somente uma vez por mais 20 anos). A concessionária tem exclusividade sobre os serviços de distribuição e comercialização para os usuários residenciais e comerciais. O prazo de exclusividade é de 12 anos para a comercialização com os outros usuários. Após o término do período de exclusividade, os grandes usuários podem adquirir gás

natural da própria concessionária ou de outros comercializadores (isto é, a concessionária é obrigada a permitir o livre acesso sem discriminação de usuários). (Almeida, 2007)

A Portaria CSPE – 16/99 limita as empresas de São Paulo ao controle acionário de diferentes concessionárias pelo mesmo grupo controlador. A concessionária também não poderá contratar fornecimento com volume superior a 30% do total de gás canalizado adquirido de empresas a ela vinculadas. As empresas paulistas também devem separar os registros contábeis dos custos, despesas e receitas das atividades de distribuição e comercialização, de forma a possibilitar uma futura separação dessas atividades.

Já no Rio de Janeiro, o período de concessão também é de 30 anos, podendo ser prorrogado por mais 30 anos (uma única vez). A Concessionária tem exclusividade na distribuição de gás canalizado para toda e qualquer utilização ou em qualquer quantidade. Se a concessão for prorrogada, o estado poderá decidir sobre todos os termos do novo período da concessão, inclusive se deve ou não perpetuar a manutenção da exclusividade na prestação do serviço. A empresa possui um período de exclusividade de 08 anos para a comercialização e continua a usufruir o direito de receber a taxa de comercialização após o término desse período. (Almeida, 2007)

Apesar de existirem algumas especificidades entre os contratos de concessão privados, podemos identificar características comuns a esses dois modelos que os diferenciam dos contratos estatais.

Os contratos de concessão privados seguem metas de investimentos estabelecidas pelos órgãos estaduais, que têm por objetivo expandir a rede de infraestrutura de tal forma que essa seja capaz de atender às demandas atual e futura de gás

natural. Estas metas devem ser cumpridas em um período de 10 anos. As concessionárias são obrigadas a atender a solicitação de novos clientes, desde que seja economicamente viável.

Além disso, os contratos de concessão privados determinam tarifas-teto por classe de consumo para proteger os consumidores cativos. Essa tarifa é composta por um mix do preço do gás mais o custo do transporte e a margem da empresa. Não há restrição no que concerne aos descontos dados de forma a possibilitar que as empresas operem com preços competitivos. As variações no preço de aquisição do gás e do custo de transporte, se aprovada pelas autoridades estaduais, podem ser repassadas ao preço final. Esses contratos também determinam um plano de revisão tarifária. Assim, os contratos de concessão privados estabelecem tarifas capazes de proteger os consumidores, sem desestimular novos investimentos na expansão da rede de infraestrutura. (Almeida, 2007)

Os contratos de concessão determinam a metodologia de determinação das tarifas e o seu plano de revisão tarifária. O processo de revisão tarifária abrange tanto a estrutura quanto o nível e as classes das tarifas e acontece a cada 05 anos.

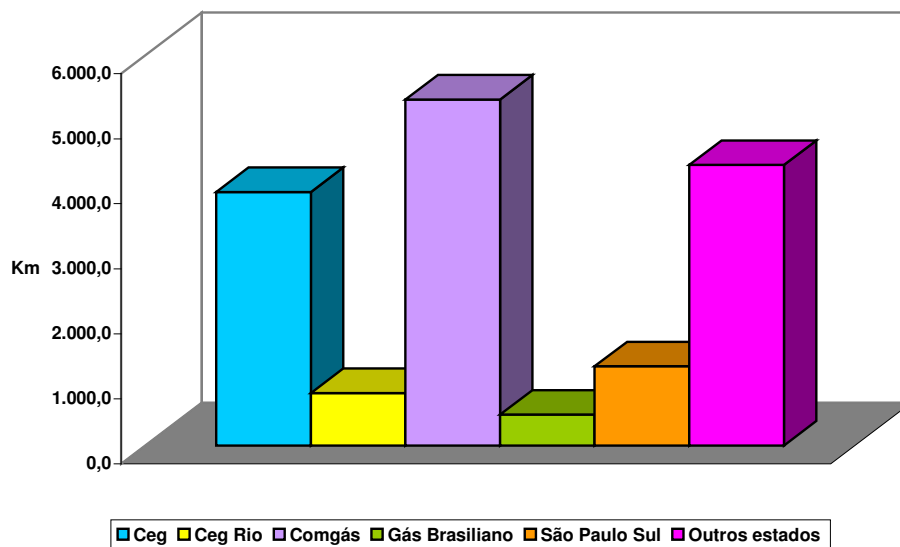
Outro aspecto regulatório dos contratos de concessão é a aquisição de gás natural pelas distribuidoras. O estado é o responsável pela aprovação de todos os contratos de aquisição e transporte de gás natural, assim como pelo grau de repasse dos preços de transporte e compra de gás para os consumidores finais. Nos contratos do tipo *Take or Pay*<sup>10</sup> e *Ship or Pay*, as autoridades regulatórias estaduais não permitem o repasse aos consumidores finais do custo de gás comprado e que não foi vendido pelas

---

<sup>10</sup> Os contratos do tipo *Take or Pay* ou *Ship or Pay* caracterizam-se pela compra de um determinado volume de gás a um determinado preço por um determinado período de tempo independente da demanda. Dessa

distribuidoras. Dessa forma, é transferido o risco comercial para as empresas distribuidoras.

**Gráfico 2.2: Extensão da Rede nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo**



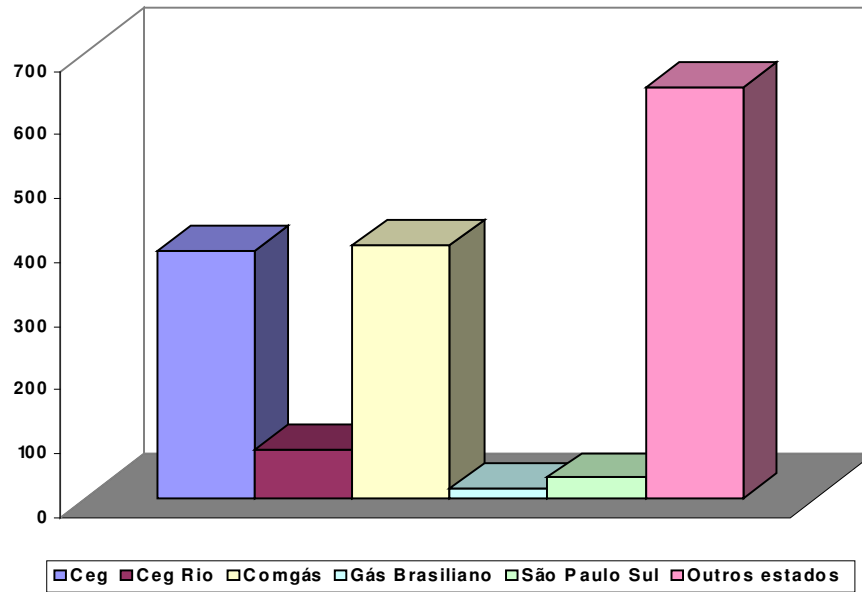
Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS.

Dados de Fevereiro de 2008.

---

forma as distribuidoras são obrigadas a pagar pela quantidade contratada independente da sua demanda ser maior ou menor.

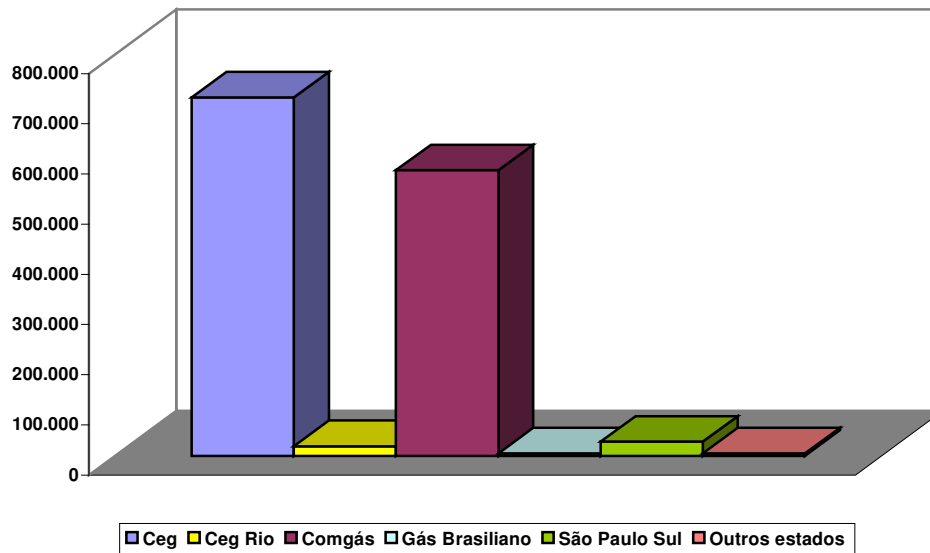
**Gráfico 2.3: Clientes do Setor Automotivo do Rio de Janeiro e de São Paulo**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS.

Dados de Fevereiro de 2008.

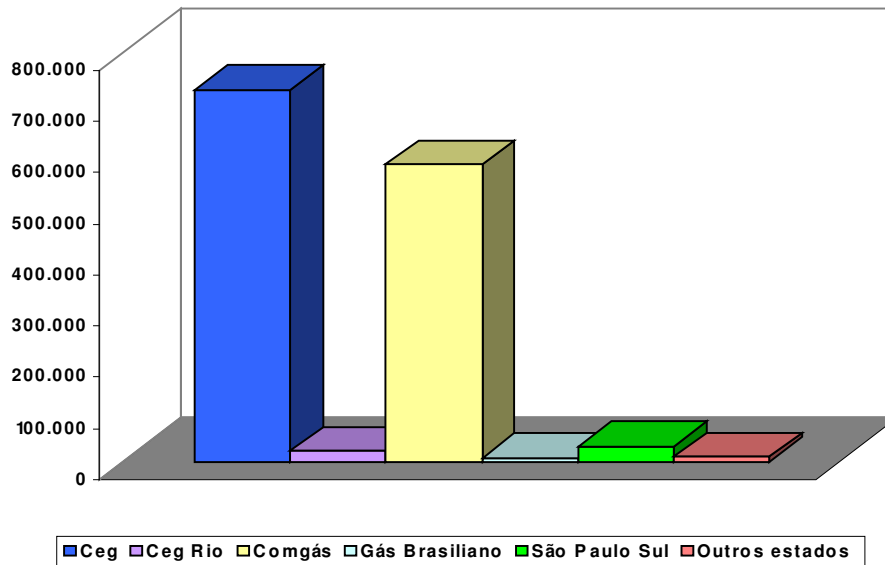
**Gráfico 2.4: Clientes Residenciais por Distribuidora do Rio de Janeiro e de São Paulo**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS.

Dados de Fevereiro de 2008.

**Gráfico 2.5: Clientes por Distribuidora do Rio de Janeiro e de São Paulo**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS.

Dados de Fevereiro de 2008.

Através desses gráficos, é possível perceber que os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo alocam quase que a totalidade dos clientes de gás natural no Brasil, assim como comportam a maior parte das redes existentes no país.

#### II.4.2. Dos Contratos de Concessão Públicos

Segundo Kann (2003), a regulação em âmbito estadual teria como objetivos:

- A promoção da competição na indústria do gás;
- A correção das imperfeições de mercado;



- O estabelecimento de regras para o livre acesso;
- Assegurar a prática de tarifas adequadas;
- O incentivo à eficiência;
- A garantia de qualidade adequada dos serviços;
- A manutenção do equilíbrio econômico financeiro das empresas.

No entanto, esses princípios acima se aplicam somente em São Paulo. Este é o único estado brasileiro que possui uma lei do gás própria.

Com exceção da CEG, da CEG Rio, da COMGAS, da Gás Natural SPS e da Gás Brasileiro (isto é, das empresas de distribuição privadas), todas as demais distribuidoras brasileiras de gás natural têm sua atividade regulamentada pelo mesmo tipo de contrato.

O modelo estatal refere-se aos contratos de concessão firmados no início da década de 90 com as empresas estaduais de distribuição de gás canalizado (tendo os estados o controle de 51 % e os outros 49% controlados por outras empresas).

Esses contratos têm prazo de 50 anos, sendo as atividades de distribuição e comercialização exclusivas da concessionária durante todo o período de concessão. Diferentemente do modelo privado, os contratos estatais não estipulam metas de investimento; eles apenas exigem que o projeto a ser realizado possua uma rentabilidade mínima de 20%.

Nesses contratos não existe uma regra de fixação de tarifa. A concessionária sugere um determinado valor e a autoridade concedente aprova ou não. A cobrança de tarifas diferenciadas é permitida de acordo com a sazonalidade, interruptibilidade do fornecimento, perfil do consumo diário, fator de carga e do preço do energético substituto.

Se houver variações dos preços de compra e de transporte do gás, o repasse pode ser feito imediatamente aos preços finais, sem prévia autorização. Embora haja previsão de revisões tarifárias anuais, as tarifas poderão ser revistas a qualquer tempo, caso ocorram circunstâncias que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do contrato ou quando os critérios e parâmetros utilizados para a fixação das tarifas mostrarem-se desfavoráveis à viabilidade econômica dos investimentos e da atividade da concessionária ou imprópria para que a mesma obtenha a remuneração prevista no contrato. (Almeida, 2007)

A aquisição de gás natural junto aos carregadores e produtores difere dos contratos privados, pois não necessita de aprovação prévia, além de ser permitido o repasse automático e ilimitado do aumento dos preços de transporte e de compra do gás ao consumidor final.

Percebe-se, segundo Domingues (2008), que os contratos estatais apresentam uma série de deficiências que explicam boa parte da diferença existente entre as empresas privadas e estatais em relação as suas políticas de investimento. Podemos listar:

1. A competição não é estimulada devido à falta de segregação entre as atividades de distribuição e comercialização;

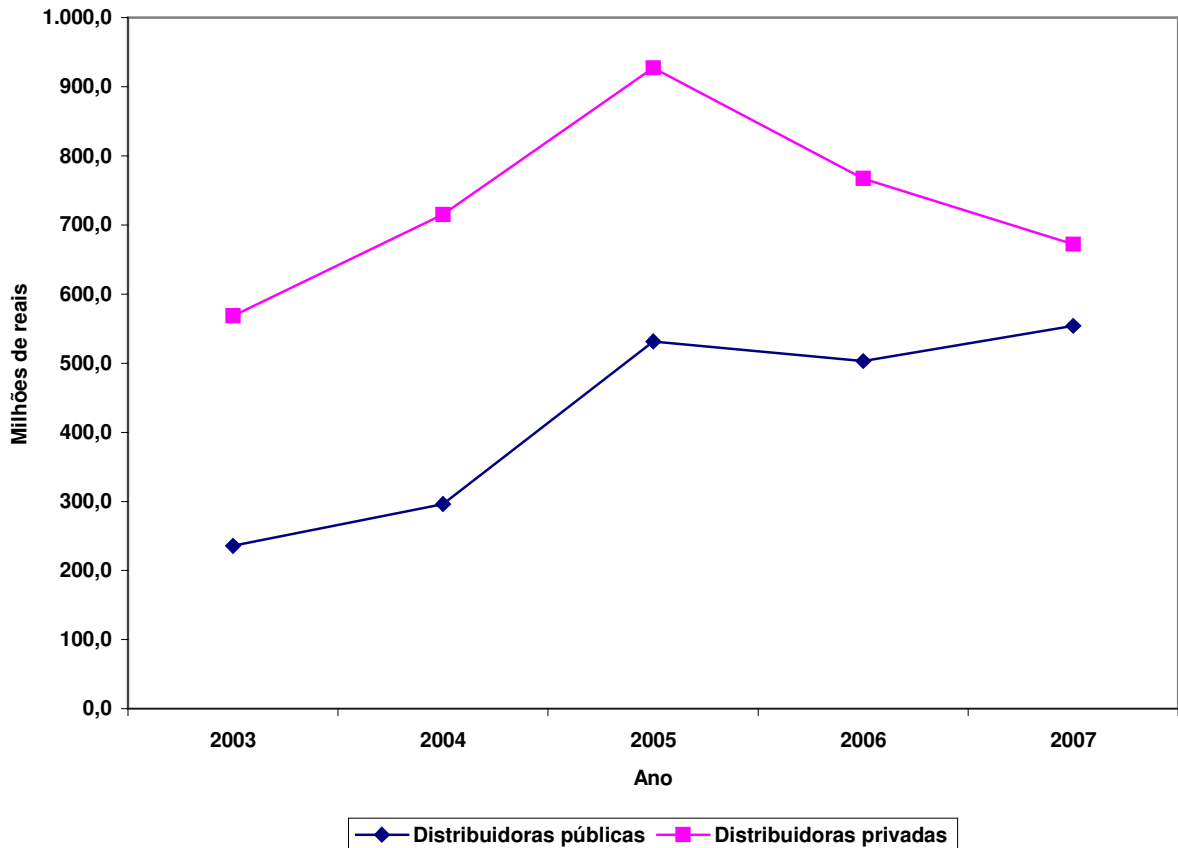
2. A metodologia tarifária, ao garantir uma remuneração fixa independente da estrutura de capital da empresa e do custo de oportunidade, não estimula a redução de custos;
3. A ausência de metas de investimento não garante a existência de uma política de investimento capaz de expandir a rede de infra-estrutura para atender às demandas atual e futura.

**Tabela 2.4: Evolução dos Investimentos por Distribuidora (Milhões de Reais)**

	2003	2004	2005	2006	2007
Algás	5	5	10	20	23
Bahiagás	42	47	48	48	18
Br	6	6	7	49	32
Distribuidora					
Cebgás	89	53	122	68	137
Ceg	208	266	277	194	166
Ceg Rio	21	51	52	41	27
Cegás	1	19	22	28	3
Comgás	236	280	473	426	397
Compagás	12	18	21	41	34
Copergás	12	8	78	67	39
Gás	40	55	40	74	64
Brasiliano					
Gasmig	22	33	72	152	192
Gaspisa	0	0	0	0	4
Goiasgás	0	0	0	0	2
Msgás	4	20	10	5	4
Pbgás	5	34	23	2	2
Potigás	1	7	25	19	15
São Paulo Sul	63	63	86	32	18
Scgás	27	27	43	32	38
Sergás	1	7	20	15	5
Sulgás	8	12	30	26	7
Total	804	1011	1459	1338	1226

Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS

**Gráfico 2.6: Evolução dos Investimentos das Distribuidoras Públicas e Privadas**

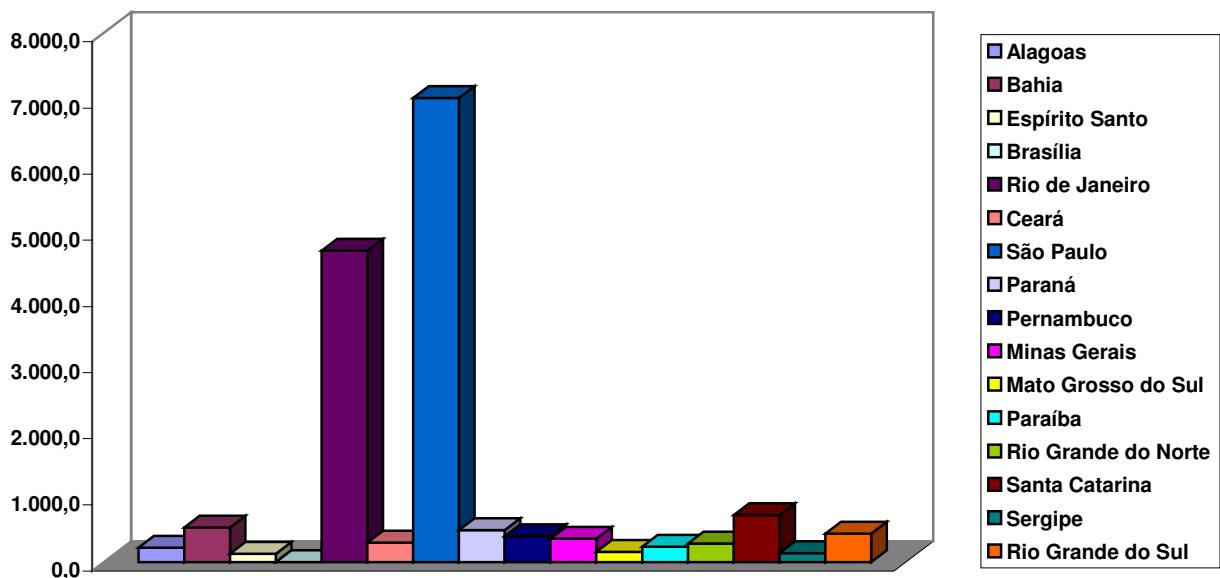


Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS

Este gráfico e esta tabela revelam que as cinco empresas de distribuição privadas investem muito mais que todas as distribuidoras públicas de gás natural no Brasil. Apesar disso, observa-se que a discrepância nos níveis de investimentos das distribuidoras tem reduzido nos últimos anos. Constata-se também que as empresas que mais investem estão no Distrito Federal (137 milhões de reais em 2007) e na região Sudeste - em 2007, a COMGÁS investiu 397 milhões de reais, seguida da GASMIG e da CEG; estas investiram 192 e 166 milhões de reais, respectivamente.

Essa diferença nos níveis de investimentos dessas empresas ajuda a explicar o grande diferencial regional do desenvolvimento da malha de distribuição de gás natural. Na região Sudeste, em particular no Rio de Janeiro e em São Paulo, a malha de distribuição de gás natural apresenta-se bem desenvolvida, principalmente nas capitais. Em outras regiões do país, contudo, a porcentagem da população atendida é muito pequena quando comparada com a da região Sudeste, sendo a distribuição de gás natural concentrada nas capitais e em alguns municípios próximos. Menos de 5% dos municípios brasileiros têm fornecimento de gás natural. No entanto, se considerarmos apenas os estados do Rio e de São Paulo, esse percentual sobe para 13,57%.

**Gráfico 2.7: Extensão da Rede por Estado Brasileiro (Km)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela ABEGÁS.

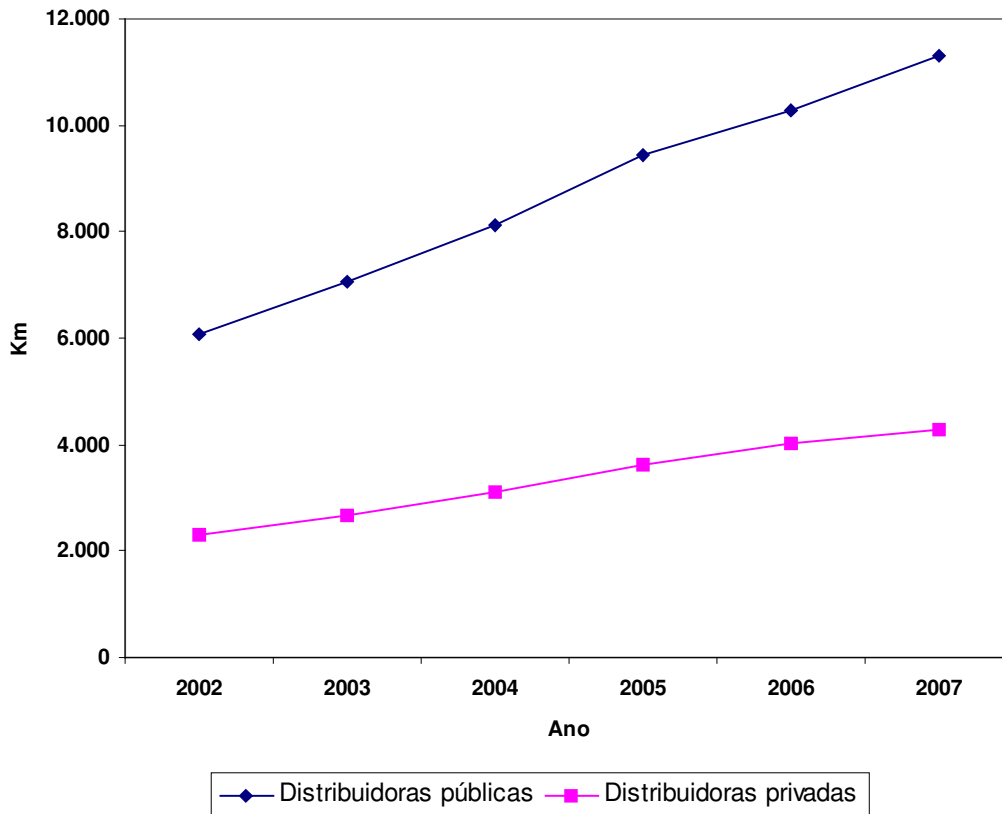
Dados de Fevereiro de 2008

**Tabela 2.5: Evolução da Rede das Distribuidoras Brasileiras**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Algás	106	143	147	177	192	213
Bahiagás	225	300	377	452	517	529
Br Distribuidora	0	51	61	64	107	121
Ceg	2.437	2.716	3.082	3.412	3.583	3.704
Ceg Rio	383	360	485	544	642	789
Cegás	180	181	189	210	231	285
Comgás	3.132	3.435	3.778	4.353	4.720	5.255
Compagás	391	409	437	448	459	465
Copergás	202	211	245	267	350	390
Gás Brasiliiano	0	136	146	177	293	454
Gasmig	162	186	241	336	359	355
Msgás	58	73	75	128	148	151
Pbgás	67	68	103	210	210	224
Potigás	140	163	186	205	258	278
São Paulo Sul	137	425	630	937	1.054	1121
Scgás	409	479	553	612	679	707
Sergás	63	67	98	110	127	130
Sulgás	311	350	393	400	402	428
<b>Total</b>	<b>8.403</b>	<b>9.751</b>	<b>11.226</b>	<b>13.043</b>	<b>14.331</b>	<b>15.599</b>

Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS

**Gráfico 2.8: Evolução da Rede das Distribuidoras Privadas e Públicas**



Fonte: Elaboração própria com base nos Relatórios de atividades das empresas e com base em dados fornecidos pela ABEGÁS

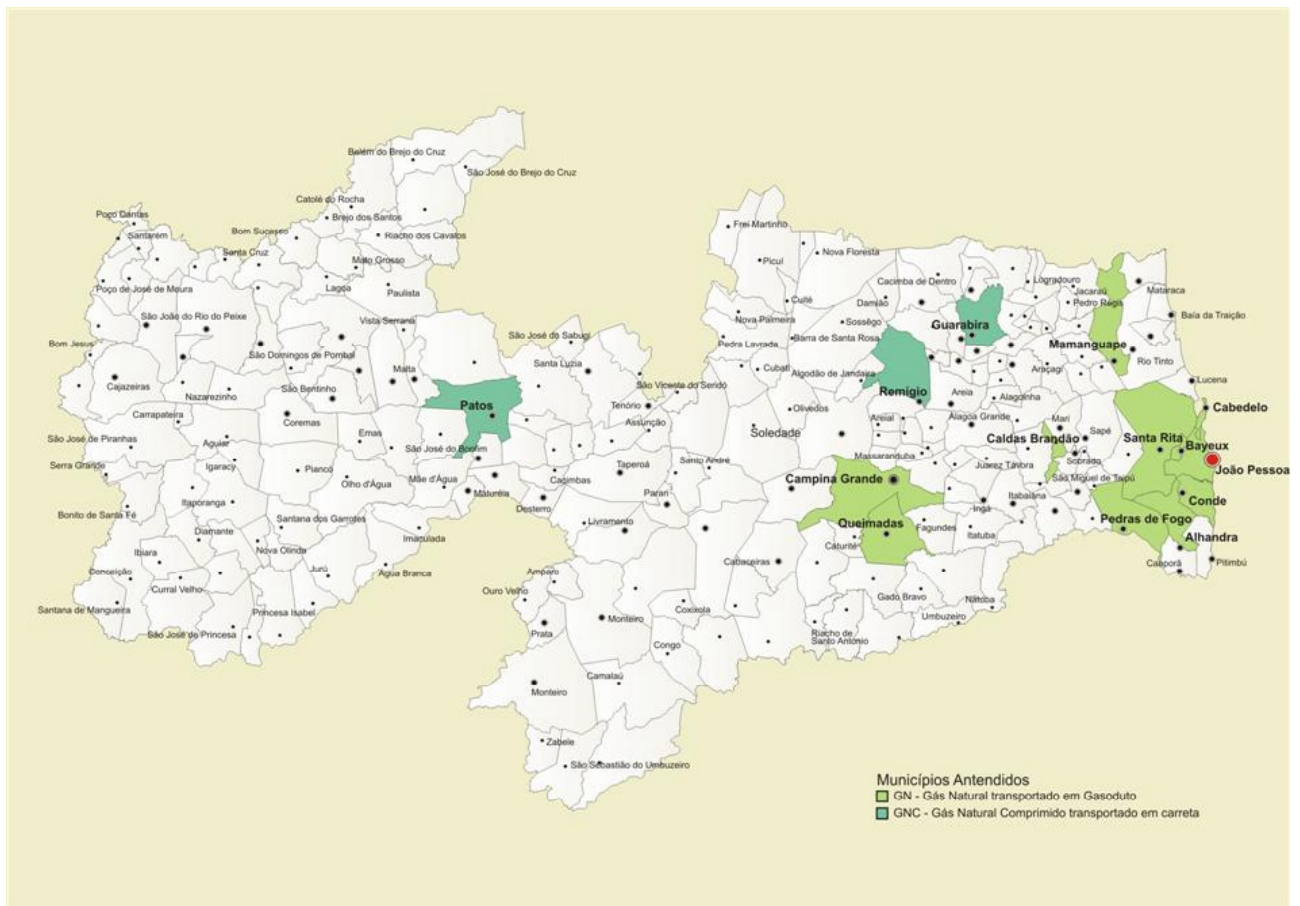
A existência de uma diferença entre as estruturas de incentivo dos contratos privados e dos contratos estatais ajuda a explicar os diferentes níveis de investimento e de tamanho da malha de distribuição. Com isso, podemos questionar a eficiência da estrutura de incentivos de cada um dos contratos de concessão e a possível necessidade de um arcabouço regulatório claro e abrangente para o setor de gás natural como um todo.

Contudo, existem diversos fatores que ajudam a explicar os diferentes níveis de investimento e grau de expansão do serviço de distribuição de gás natural no Brasil.



Uma das explicações no Nordeste é a falta de garantias do fornecimento de gás para as distribuidoras dessa região, visto que a ameaça de desabastecimento é um inibidor do investimento. Na Paraíba, por exemplo, a PBGÁS possui apenas 224 quilômetros de redes de dutos abastecendo 73 clientes distribuídos em 07 municípios dos 250 que estão em sua área de concessão.

**Figura 2.1: Municípios Atendidos na Paraíba**



Também existem diferenças no grau de desenvolvimento das distribuidoras em uma mesma área geográfica. Esse é o caso da região Sudeste.

O gás utilizado pela GASMIG vem da Bacia de Campos (mesma bacia da CEG e da CEG Rio). Isto reduz consideravelmente o risco de desabastecimento. Apesar disso, a empresa possui uma rede com apenas 355 quilômetros de dutos, atingindo 276 usuários em 23 municípios, sendo que 853 municípios estão dentro de sua área de concessão.

Já o Rio de Janeiro possui apenas 92 cidades, das quais as 20 cidades do Grande Rio estão na área de concessão da CEG e as demais, na área da CEG Rio. A CEG tem uma rede de 3.704 km para 724.766 clientes, distribuídos por 18 municípios. A CEG Rio apresenta uma rede com 789 km, com 19.555 consumidores, atendendo 14 municípios de sua área de concessão.

No entanto, como pode ser visto na tabela abaixo, nos últimos anos a GASMIG aumentou muito seu volume de investimentos, superando, inclusive, a CEG em 2007. Isso se deve ao fato da BR Distribuidora ter comprado parte da GASMIG. Já a CEG e a CEG Rio reduziram significativamente seus investimentos nos dois últimos anos.

**Tabela 2.6: Volume de Investimentos na GASMIG, CEG e CEG RIO (em Reais)**

Ano	GASMIG	CEG	CEG Rio
2003	22.100.000	207.551.000	21.449.000
2004	33.000.000	265.712.000	51.288.000
2005	72.000.000	276.721.000	51.900.000
2006	152.317.000	193.983.000	41.200.000
2007	192.098.000	165.785.000	27.200.000

### **CAPÍTULO III – OS CASOS COLOMBIANO E PERUANO**

Este capítulo se propõe a descrever e analisar, de forma sucinta, o segmento de distribuição colombiano, enfatizando os avanços regulatórios ocorridos no setor após as reformas de 1990. Em seguida, será analisada a reestruturação do setor energético peruano e seu segmento de distribuição de gás natural. A análise será feita enfatizando as estruturas de incentivo ao investimento incidente sobre o segmento de distribuição de gás natural desses arcabouços regulatórios. Sendo assim, buscar-se-á identificar elementos nas estruturas regulatórias desses países que expliquem os diferentes níveis de desenvolvimento do setor.

Esses dois países foram escolhidos por serem latino-americanos e, portanto, possuírem realidades próximas à brasileira. Além disso, no que diz respeito à distribuição de gás natural, a Colômbia pode ser considerada um ótimo modelo para os demais países da América do Sul, tendo em vista o excelente desenvolvimento deste setor no país após a implementação das reformas estruturais dos anos 90. No período entre 1990 e 2006, o consumo de gás natural aumentou 70% em função do “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, que deu início à reforma do setor de gás colombiano. Por outro lado, a característica principal da reforma da IGN peruana é a criação, por parte do Estado, de garantias de retorno do capital privado. Este mecanismo gerou o desinteresse por parte das empresas em construir a “última milha” (conexão entre a rede de distribuição e os consumidores residenciais); afetando, assim, o crescimento do consumo de gás nesse país.

### III.1. Colômbia

Na Colômbia, os níveis de cobertura do serviço de distribuição do gás natural não são homogêneos em seu território, havendo fortes diferenças regionais. Apesar disso, a Colômbia dispõe de uma ampla cobertura desse serviço, alcançando as principais regiões do país e permitindo que o gás chegue até mesmo em áreas rurais (mesmo que em proporções menores), o que reduz o consumo de outros energéticos menos eficientes e mais poluentes como a lenha.

Isso ocorre porque o novo arcabouço regulatório da IGN colombiano (em andamento a partir de 1991/1993) garante altos níveis de investimento às empresas de distribuição devido às metas de investimentos presentes nos contratos de concessão outorgados pela CREG (Comisión de Regulación de Electricidad y Gas)<sup>11</sup> e também em função das penalidades geradas, caso o contrato não seja cumprido. Ademais, na Colômbia, a forma de tarifação é do tipo price-cap, não há exclusividade de mercado onde existe demanda potencial, além da qualidade na distribuição ser regulada. As tarifas são fixadas pelo regulador e os concessionários têm garantia de recuperação dos custos. Essas características incentivam bastante a redução de custos.

A reestruturação da IGN (Indústria de Gás Natural), enfrentada a partir de 1991, completou, em tempo recorde, a construção da infra-estrutura básica de transporte e distribuição. Mesmo assim, a penetração do gás no interior do país ficou abaixo das expectativas.

---

<sup>11</sup> A CREG tem como função promover o desenvolvimento do mercado e a livre concorrência. Este órgão está encarregado de regular o exercício das atividades de comercialização, transporte e distribuição.

Somente a partir de 1991, com a criação do “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, as conexões residenciais começaram a apresentar um crescimento sustentável. No início da década de 90, apenas 31 municípios usufruíam do serviço de gás, representando cerca de 500.000 conexões. Em 2003, esse número ultrapassou as 3.200.000 ligações, significando uma taxa de crescimento médio de 42% ao ano. (Domingues, 2008)

Atualmente, a distribuição de gás natural é realizada por 20 empresas, que abastecem um total de 3,4 milhões de usuários em mais de 350 municípios, com um importante potencial de crescimento, uma vez que o nível nacional de cobertura médio é da ordem de 60%. Em 2006, a rede de distribuição foi de 25.000 km. Existe um potencial adicional de usuários (cerca de 17%) que, apesar de terem a rede de gás natural em frente a seus domicílios, não estão conectados.

### **III.1. 1. Estrutura Regulatória: Um Breve Histórico**

Como já mencionado anteriormente, as mudanças ocorridas na indústria de gás natural na década de 90 pertencem a um programa mais geral de reestruturação da economia. Este programa, baseado em fundamentos liberais, buscou introduzir a concorrência no mercado, melhorar a eficiência econômica e aumentar o investimento através do livre funcionamento das forças de mercado e da participação do capital privado. Assim, o arcabouço regulatório para a indústria de gás natural colombiano foi definido e criado em 1990, juntamente com as reformas do Estado.

A Crise do Petróleo, na década de 70, e a descoberta de jazidas de gás na região da Guajira, ao norte do país (na Costa Atlântica) foram os fatores que impulsionaram o crescimento do uso do gás natural na Colômbia em meados da mesma década, tendo

como objetivo principal a substituição de energéticos caros através de programas que incentivassem o uso do gás na matriz energética.

O "Programa de Gás para a Mudança" foi implementado pelo governo em 1986 com o objetivo de aumentar a cobertura regional, promover a interconexão nacional e promover novas descobertas. O serviço de gás natural foi ampliado aos principais centros urbanos da Costa Atlântica e no entorno dos campos de produção no interior do país. Em 1987, o programa já tinha atingido 85.000 usuários em todo o país, obtendo importantes resultados regionalmente. Entretanto, a falta de uma infra-estrutura de transporte adequada impediu o acesso ao gás pela maior parte da população.

Assim, no começo dos anos 90, o governo criou o chamado "Programa para a Massificação do Consumo de Gás". Este programa iniciou a reforma do setor de gás colombiano e teve como meta principal a criação da infra-estrutura de transporte necessária para transportar o gás desde as jazidas até os principais centros consumidores. Este plano foi complementado pelos projetos de ampliação das reservas e pelas novas demandas, especialmente a do setor termoelétrico.

Foram introduzidas novas regras para o setor, que transformaram radicalmente a indústria a partir da sanção da Lei nº 142 (Lei de Serviços Públicos Domiciliares) em 1994. O objetivo dessa lei era incentivar a participação do setor privado, a livre concorrência e a prestação mais eficiente do serviço de escoamento de gás por redes. A indústria passou por um processo de desintegração vertical em todos os segmentos da cadeia: produção, transporte, distribuição e comercialização. Para limitar a integração vertical e horizontal foram definidas regras específicas para cada segmento e estabelecido o acesso aberto aos dutos. O Estado, dessa forma, especializou-se em suas funções e se concentrou nas atividades normativas, regulatórias e de controle,

intervindo apenas para garantir a livre concorrência e impedir abusos de posição dominante no mercado, visando, com isso, promover a eficiência e a qualidade na prestação dos serviços públicos.

A Resolução 57, de 1996, teve grande importância por reconhecer a independência dos agentes e por proibir o transportador de realizar (diretamente) atividades de produção, comercialização ou distribuição ou de obter interesse econômico<sup>12</sup> em empresas que pretendam realizar essas atividades ou em empresas de geração elétrica. A partir desta resolução, os transportadores foram proibidos de assumir uma postura discriminatória em relação aos usuários que tenham as mesmas condições de qualidade e segurança.

Esta resolução também garante aos grandes consumidores o by-pass. Isto significa que esses consumidores têm o direito de comprar gás e contratar o serviço de transporte de forma separada. Para tanto, eles se conectam diretamente à rede de transporte. Dessa forma, os grandes consumidores podem negociar livremente seus contratos, preços de fornecimento e transporte. Entretanto, os preços nunca serão superiores aos preços máximos estabelecidos.

Apesar da ECOPETROL ainda possuir ações em algumas distribuidoras de gás, ultimamente, ela tem vendido suas participações acionárias de alguns de seus ativos de distribuição. A distribuição de gás mostra-se, com isso, praticamente descentralizada, o que amplia a possibilidade de entrada de novos agentes privados nesse segmento.

---

<sup>12</sup> Para a CREG, interesse econômico é deter ações ou cotas de uma dada empresa em porcentagem superior a 25% do capital social.

**Tabela 3.1: Participação da Ecopetrol em Outras Empresas**

<b>Estratégicas</b>	<b>Número de ações ou quotas</b>	<b>Porcentagem de participação da Ecopetrol</b>
Oleoducto Central S.A.	1.820.824	35,29
Invercolsa	889.410.047	31,76
Oleoducto de Colombia S.A.	15.925	43,85
Black Gold Re Ltda.	120.000	100,00
Serviport	53.714.116	49,00
Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda.	4.270.000	99,9998
Ecodiesel Colombia S.A.	7.750.000.000	50,00
Ecopetrol Perú	23.519.999	99,999996
Ecopetrol América Inc	1	100,00
<b>Outras</b>		
Empresa de Energía de Bogotá	6.310.980	7,35
Interconexión Eléctrica S.A.	58.925.480	5,78
Colombia Telecomunicaciones	100	0,00000011

Fonte: Elaboração própria baseada em dados do Informe Anual 20007 da Ecopetrol



Com o aumento da participação privada no segmento de distribuição, algumas medidas voltadas a incentivar a concorrência foram necessárias. Houve o estabelecimento de limites à integração horizontal definidos pela Resolução CREG 071, de 1998. Foram estabelecidas as seguintes medidas:

1. Nenhuma empresa poderá abastecer mais de 30% dos usuários de gás natural do país em 2015. As companhias que já tenham participação superior a 30% não poderão expandir seus sistemas de distribuição;
2. Nenhuma pessoa ou empresa poderá comercializar mais de 25% do volume total do mercado de usuários finais (tendo excluído a demanda da petroquímica, das centrais elétricas e do consumo em jazidas);
3. Livre acesso a todos os consumidores finais.

### **III.1. 2. Análise das Estruturas de Incentivo**

O arcabouço regulatório colombiano permite a viabilização de elevados níveis de investimento das distribuidoras porque seus contratos de concessão têm metas de investimentos e seu não cumprimento pode gerar penalidades.

A Colômbia, por sua vez, incentiva bastante a redução de custos, pois:

1. A forma de tarifação é do tipo price-cap;
2. As concessões são sem exclusividade de mercado;
3. Existe regulação de qualidade na distribuição;

4. As tarifas são fixadas pelo regulador;
5. Os concessionários têm garantia de recuperação dos custos.

A modalidade de contrato e de financiamento adotada - contratos BOMT (*Build, Operate, Maintain and Transfer*), no qual a construção, operação e manutenção dos gasodutos ficam sob responsabilidade de uma empresa privada e os contratantes pagam pelo uso do bem construído, permitiu, de maneira rápida, obter financiamento privado para a construção da infra-estrutura de transporte, minimizando o impacto fiscal de um eventual financiamento com recursos públicos.

Para incentivar os investimentos em regiões mais pobres, a Lei 142/94 estabeleceu áreas específicas onde os contratos de concessão do serviço de distribuição de gás possam ter exclusividade geográfica. As áreas de serviço exclusivo têm sido um eficaz meio de se levar o gás natural para áreas de difícil acesso e com pequenos mercados consumidores, pois garante o retorno sobre o investimento, contribuindo, assim, para o plano de massificação do gás. Seis empresas prestam o serviço de distribuição de gás natural sobre o regime de exclusividade geográfica. (Domingues, 2008)

Essa reforma também foi extremamente relevante para aproximar o preço do gás ao seu custo, permitindo que o setor avance na trajetória de formação de tarifas eficientes e que suas empresas adquiram suficiência financeira. Antes da reforma, o preço era sempre inferior ao custo; o prejuízo era assumido pela ECOPETROL.

A importância da regulação na criação de estruturas de incentivo ao investimento privado pode ser constatada através da rápida expansão da malha de distribuição de gás na Colômbia após as reformas regulatórias da década de 90.

### **III.2. A Transformação do Setor Energético Peruano a partir do Projeto Camisea**

A reestruturação da economia peruana foi iniciada em 1991 com a promulgação de normas que visavam: movimentação livre de capitais; gradual desregulamentação dos preços; total conversibilidade monetária; tratamento não-diferenciado de investimentos estrangeiros; simplificação fiscal. Estas medidas tinham os objetivos de sustentar o novo contexto macroeconômico e atrair investidores para os diversos setores da economia.

A Lei nº 26.221, de 1993, objetivou reduzir o poder de monopólio da PETROPERÚ (empresa nacional de petróleo) a fim de permitir a entrada de empresas privadas nos segmentos de upstream e downstream; liberar a importação e exportação do petróleo cru e seus subprodutos e desregulamentar a formação de preços. Essa transformação buscou a formação de mercados competitivos em todo o setor para alcançar transparência, menor custo da energia e alocação eficiente de recursos.

O principal motor propulsor do aumento do consumo de gás no Peru foi o início da produção do projeto de Camisea em 2004. No entanto, devido ao recente desenvolvimento de sua indústria de gás natural, o Peru ainda apresenta um baixo grau de maturidade.

#### **III.2.1. Organização Institucional e Regulatória**

Para dar solidez ao processo de transformação do setor energético, foram criadas novas instituições e fortalecidas as já existentes.

O Ministério de Energia e Minas (MEM) é responsável por definir a política e o planejamento do setor. À Diretoria Geral de Hidrocarbonetos (DGH), subordinada ao MEM, cabe a outorga de concessões e licenças para todos os segmentos do setor; sendo

também responsável pela autorização final para o início de todos os projetos de hidrocarbonetos.

Em 1996, a Lei No 26.734 criou o Organismo Supervisor dos Investimentos em Energia (OSINERG) para melhorar a fiscalização e o cumprimento do novo marco regulatório da indústria. Para tanto, esta instituição supervisiona as operações das concessionárias ou licenciadas dos subsetores de eletricidade e de hidrocarbonetos e exige o cumprimento das regulamentações aplicáveis<sup>13</sup>, principalmente quando se trata da proteção ambiental.

A Lei Nº 25.844 (Lei de Concessões Elétricas) instituiu a Comissão de Tarifas de Energia, que recebeu como competência as questões relacionadas com as tarifas de eletricidade. Com o desenvolvimento do setor, esta entidade também passou a ser responsável pelas questões tarifárias do transporte e da distribuição de gás natural. No entanto, em julho de 2000, a promulgação da Lei nº 27.332 (Lei Marco dos Organismos Reguladores do Investimento Privado nos Serviços Públicos) adicionou a Comissão de Tarifas de Energia como setor da OSINERG.

Ao Instituto de Defesa da Livre Concorrência e de Proteção à Propriedade Intelectual (INDECOPI) cabe aplicar as normas já existentes a respeito da livre concorrência, da proteção ao consumidor e da repressão à concorrência desleal.

Em 1993, foi iniciada a privatização na administração dos recursos de hidrocarbonetos e na negociação, celebração e administração de novos contratos para a prospecção e exploração de hidrocarbonetos, levando a substituição da PETROPERÚ pela Perupetro S.A. (empresa estatal sob regime de direito privado). Os procedimentos

---

<sup>13</sup> Este termo se refere à fiscalização do cumprimento da qualidade e da eficiência do serviço proporcionado ao usuário, às obrigações referentes aos contratos de concessão, à normativa legal e técnica no desenvolvimento dos subsetores e na proteção e conservação do ambiente.

para o estabelecimento destes contratos foram bastante simplificados, passando a depender apenas da aprovação de duas instituições, e não mais de sete: Ministérios da Economia e de Energia e Minas e do Banco Central do Peru, o que acelerou consideravelmente o setor. Assim, acredita-se que a organização institucional da regulação e da fiscalização das atividades da indústria de hidrocarbonetos passou por um processo apropriado, que minimiza a aparição de conflitos.

### **III.2.2. O Processo de Reestruturação do Setor Energético**

A descoberta das reservas na jazida Camisea (1983 – 1987) propiciou a transformação do setor de hidrocarbonetos no Peru. Na Bolívia, por outro lado, foi a reforma institucional que impulsionou o aumento dos investimentos em upstream, o que possibilitou novas descobertas. Assim, será feita uma análise sobre as mudanças ocorridas na indústria de gás peruana a partir desse projeto.

Em 1996, foi assinado um contrato com o consórcio da Shell e da Mobil para explorar, por um período de 40 anos, alguns lotes da Região de Camisea. No entanto, a partir de julho de 1998, não houve continuidade do contrato por parte do consórcio em função da falta de um acordo sobre a tarifa de geração de eletricidade (o consórcio achou a tarifa pretendida pelo governo baixa) e da insistência do governo em não permitir a integração vertical entre as atividades de exploração, transporte e distribuição em Lima. Com o contrato, o consórcio Shell-Mobil detinha o controle da produção e do transporte de gás. Mas a regulação existente não permitia sua participação na atividade de distribuição.

Por isso, em maio de 1999, o governo montou uma nova estrutura para o desenvolvimento do projeto, tendo como fundamentos os princípios de unbundling<sup>14</sup> previstos no contrato do consórcio Shell-Mobil e obtidos nas lições do processo de privatização, dentre as quais destacamos: a relevância da coexistência de vários agentes na cadeia do gás; a separação dos papéis entre o Estado e os agentes que desenvolvem as atividades e o investimento privado no setor. Esta nova estrutura foi separada em duas etapas:

- Produção: desenvolvimento dos campos de gás natural da região de Camisea e das atividades de separação de líquidos e fracionamento;
- Transporte e Distribuição: construção e operação das infra-estruturas de transporte e distribuição de gás e de óleo.

Em 2003, cerca de 74% da produção de energia elétrica peruana era hidráulica. Assim, a construção de termoeletricas a gás natural ajudaria na promoção de maior segurança no fornecimento ao reduzir o déficit de geração. Além disso, a dependência da importação eleva o custo do fornecimento de combustíveis. Assim, a substituição de combustíveis caros, como o óleo combustível e o diesel, pelo gás nas termoeletricas auxiliaria na redução do custo da eletricidade. Isso explica o forte impacto gerado na economia pelo autofornecimento de gás natural.

Como Lima<sup>15</sup> possui uma elevada densidade populacional e sofre demasiadamente com a poluição, provocada por um excesso de veículos nas ruas,

---

<sup>14</sup> Termo utilizado na indústria para o conceito de separação das atividades da cadeia do gás natural (produção, transporte, armazenagem, distribuição, comercialização).

<sup>15</sup> Lima tem cerca de 8,4 milhões de habitantes (cerca de um terço da população peruana), e é o centro econômico e político do país, concentrando mais de 70% de sua indústria e comércio.

principalmente a frota circulante mais antiga, esta cidade carece de melhoria nas condições ambientais, que pode ser proporcionada pelo uso do gás natural. Ademais, o desenvolvimento do projeto estimulará as indústrias que usam o gás natural como insumo (ferro, aço, cimento e petroquímica).

Por fim, a possibilidade de instalar plantas geradoras longe das bacias hidrográficas garante um grau de independência bem maior para os sistemas de transmissão de energia elétrica. Essa flexibilidade, no entanto, vai depender do grau de desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição de gás. Assim, o Projeto Camisea é considerado indispensável para o desenvolvimento do setor energético peruano a médio e a longo prazo.

### **III.2.3. O Projeto Camisea**

Um dos objetivos estabelecidos do Projeto Camisa é a promoção da concorrência com a introdução de um combustível mais barato e confiável em relação aos previamente existentes. Devido às condições de monopólio natural nos serviços de transporte e distribuição, o projeto é baseado na separação vertical das atividades e em restrições para sua integração. Assim, pretende-se promover maior transparência nas transações e eficiência na identificação e no combate às práticas de abuso de monopólio ou de posição dominante.

A legislação prevê a proibição de uma mesma empresa ou consórcio nas atividades de produção, transporte e distribuição. Apesar disso, produtores podem ter até 20% de participação nas demais atividades. Além disso, as atividades podem ser desenvolvidas por uma mesma empresa ou consórcio num período inicial de transição de apenas cinco anos.

É bom ressaltar que esta posição mostrou-se firme na prática. Vale lembrar que o consórcio Shell-Mobil não deu continuidade ao contrato devido à recusa do governo em autorizar a integração das atividades de produção e transporte com a de distribuição.

Outro objetivo deste projeto é o incentivo à maior participação do setor privado. Para tanto, o Projeto Camisea foi montado com base numa clara separação das atividades do setor estatal e privado a fim de se evitar o surgimento de conflitos e contribuir para uma regulação objetiva e independente. O Estado atua como regulador, fiscalizador e promotor das atividades, gerando as condições necessárias para o seu desenvolvimento. E o capital privado assume a prestação dos serviços.

Um aspecto peculiar e importante do caso peruano é que o Estado não investiu diretamente no desenvolvimento da infra-estrutura; mas, apesar disso, gerou mecanismos que garantem o retorno do capital privado aplicado nos segmentos regulados. Essa garantia é feita através do sistema de receitas asseguradas, que limita os riscos dos novos negócios, contribuindo, significativamente, para a sua viabilidade econômica. Em consequência disso, observa-se a presença de investimentos privados nos diferentes elos da cadeia de hidrocarbonetos.

### **III.2.3.1. Organização do Projeto**

Em 2000, houve a licitação das atividades do Projeto Camisea. O critério de seleção da etapa de produção foi a oferta da maior porcentagem de royalties. Quanto às atividades de transporte e distribuição, o critério definido foi o menor custo de



serviço<sup>16</sup>. Este critério, de um modo geral, possibilita uma menor tarifa para os usuários.

Entretanto, esse projeto enfrenta algumas dificuldades no âmbito das questões ambientais. Alguns grupos ambientalistas alegam grandes danos ao sistema ecológico da selva de Camisea e à reserva nacional de Paracas e, por isso, vêm exercendo fortes pressões sobre as instituições bancárias financiadoras da atividade de transporte.

Para conter essas manifestações, o governo peruano e as instituições bancárias têm exigido - como pré-requisito para a liberação de créditos - a inclusão de novas cláusulas de proteção ambiental nos contratos.

Em maio de 2002, o segmento de distribuição em Lima e Callao foi cedido em favor do grupo Tractebel (Bélgica), constituindo, assim, um monopólio regional durante um período de 12 anos. Depois disso, qualquer agente poderá solicitar a concessão de áreas ainda não atendidas; no entanto, a distribuidora continuará tendo a preferência.

Apesar de ter sido estabelecido acesso aberto à infra-estrutura de transporte, a produção ficará limitada, por um período de 10 anos, a um único produtor em Camisea. Os agentes favorecidos com o acesso aberto serão: as distribuidoras, os consumidores na área de concessão de mais de 30 MMm<sup>3</sup>/dia, os consumidores (fora da área de concessão em Lima e Callao) e os comercializadores.

Os consumidores de mais de 1,06 MMft<sup>3</sup>/dia e os comercializadores também terão direito ao acesso aberto às redes de distribuição sem, no entanto, haver a possibilidade de by pass físico<sup>17</sup> das mesmas.

---

<sup>16</sup> Entende-se como custo de serviço todos os custos de investimento e de operação e manutenção da infra-estrutura no período de concessão (30 anos).

O preço final do gás natural é formado pelo preço regulado do gás na boca do poço, estabelecido de acordo com o contrato de concessão, e pelas tarifas, também reguladas, de transporte e de distribuição. As tarifas do gás para a geração de energia elétrica são menores do que as aplicadas para os demais consumidores porque a geração elétrica é vista como um segmento essencial para o desenvolvimento da indústria de gás natural.

A viabilidade econômica da atividade de transporte do projeto Camisea é assegurada pelo regime de receitas garantidas (ou Garantia por Rede Principal - GRP). Esse mecanismo foi criado pela Lei 27133. A Receita Garantida é um dos principais pilares do sucesso obtido pelo Projeto Camisea. As receitas garantidas são equivalentes ao custo do serviço estabelecido na proposta entregue no processo de licitação. Estas receitas são asseguradas por um fundo, pago pelos consumidores do serviço elétrico, através de um encargo especial em suas faturas, que cobre apenas a diferença entre o seu valor e a receita esperada a partir dos contratos assinados. Os consumidores, por sua vez, terão como benefício a redução das tarifas elétricas devido à introdução do gás natural. Essa medida reduz o risco do negócio de transporte e possibilita o desenvolvimento do mercado no país.

A ETECEN é a empresa estatal de transmissão de energia elétrica encarregada de receber dos usuários finais do serviço de eletricidade o valor correspondente à GRP. A obrigação desta empresa com os pagamentos da Garantia termina quando a Receita Esperada, proveniente das vendas dos serviços de transporte, for superior à Receita Garantida durante um período de 03 anos consecutivos, ou de 03 anos alternados em 05 anos consecutivos.

---

<sup>17</sup> A possibilidade de um consumidor se conectar ao sistema de transporte construindo seu próprio duto de distribuição.

A TGP tem garantida uma receita equivalente à contratação de uma capacidade de transporte de 380 MMPC/dia, inicialmente, e, em um segundo momento, de 450 MMPC/dia. No entanto, para os demais consumidores, a tarifa regulada é calculada a longo prazo e depende do custo de serviço e da projeção das capacidades anuais contratadas.

### **III.2.3.2. Resultados**

A etapa de construção do projeto exigiu uma grande proporção dos investimentos totais. Mais da metade desses investimentos terão sido gastos em bens e serviços de origem nacional, necessários para os desenvolvimentos das infra-estruturas de perfuração, transporte e distribuição.

Este projeto tem impulsionado o crescimento de emprego. Até 2003 foram gerados cerca de 3.000 postos de trabalho no setor de upstream na região de Urubamba. No downstream, se considerarmos a geração de postos de trabalho indiretos, eram cerca de 10.000 pessoas trabalhando na construção das tubulações, que iam desde a região da Jazida até a costa de Lima. Assim, o Projeto Camisea se apresenta como um grande propulsor da atividade econômica no Peru. Estima-se que os investimentos gerados pelo Projeto, em 2001, representaram 30% dos investimentos estrangeiros diretos no país.

O Peru, por ser um país exclusivamente importador, apresenta um forte déficit comercial no setor de hidrocarbonetos. Mesmo com o início das operações comerciais de Camisea, não será possível uma reversão total desses termos setoriais. Mas, apesar disso, espera-se obter economias bastante significativas em diversos setores devido à substituição de outras fontes de energia consumidas no país pelo gás. Estima-se que a produção de Camisea possa atender à demanda nacional de GLP e ainda gerar um excedente significativo que transformará o Peru em um país exportador do produto.

Existe uma dependência mútua entre o Projeto Camisea e o setor elétrico peruano. Este último viabilizou o desenvolvimento do projeto ao financiar a Garantia por Rede Principal. E o gás de Camisea proporciona ao setor elétrico uma fonte de alimentação competitiva, estimulando novos investimentos para o setor e possibilitando a diminuição da forte dependência hidráulica, responsável pelo aumento do preço do MWh para US\$ 36 em um ano de seca (estima-se que com a penetração de gás natural no setor, esse preço chegue a US\$ 24 MWh).

Isto implicará na superação das centrais que utilizam combustíveis mais caros e na aparição de centrais tecnologicamente mais eficientes, como as de ciclo combinado, permitindo o fornecimento a um custo mais baixo para os usuários finais do serviço elétrico.

O Projeto Camisea atraiu o interesse de investidores no desenvolvimento de alguns projetos complementares. Destaca-se o projeto de GNL (Gás Natural Liquefeito), que está sendo desenvolvido pelo Grupo Hunt Oil. Este consiste na construção de uma planta de liquefação na costa de Melchorita, Chincha, para exportação, por via marítima, para a costa oeste do México e para os Estados Unidos.

Este projeto permitirá o uso da capacidade total de transporte existente no duto da TGP, significando uma redução das tarifas para os usuários de energia elétrica do país, uma vez que tal uso de infra-estrutura resultará na extinção da Receita Garantida.

Muitas autoridades do governo peruano transformaram o Projeto Camisea em uma política de estado coerente e constante. Entre os objetivos do governo, enumera-se: o aumento da competitividade; a substituição de combustíveis; o surgimento de projetos complementares; a redução das tarifas de eletricidade; as melhorias das condições ambientais; o investimento privado; e a desverticalização da cadeia produtiva do gás

natural. Muitos desses objetivos já foram atingidos, tais como a limitação razoável à integração vertical e à entrada de investimentos privados no downstream e no upstream.

As diversas regulamentações necessárias para a reestruturação peruana foram estabelecidas de forma ágil e dinâmica, o que favoreceu o processo de transformação. Um destaque é a boa coordenação entre as promulgações das regulamentações e as convocações para os processos licitatórios das diversas atividades da indústria de gás natural.

Em primeira instância, houve conflitos em função da sobreposição de competências, que foram sendo outorgadas às diversas entidades reguladoras. Para solucionar esse problema, o governo concentrou as diversas funções em um número menor de organismos e reforçou a estrutura de cada um deles.

## CONCLUSÃO

A rápida expansão da malha de distribuição de gás na Colômbia - consequência das reformas regulatórias dos anos 90 – garantiu àquele país o maior nível de desenvolvimento da indústria de gás natural nas últimas duas décadas na América do Sul e revelou a importância da regulação na criação de estruturas de incentivo ao investimento privado.

No Brasil, a falta de uma única legislação federal para o setor de distribuição de gás natural cria estruturas de incentivos díspares, que, muitas vezes, explicam o baixo nível de desenvolvimento das redes em algumas regiões. Dessa forma, é preciso que se crie um conjunto de diretrizes capazes de orientar e direcionar o segmento de distribuição, respeitando as características de mercado de cada região. (Almeida, 2007)

A comparação entre as estruturas regulatórias da indústria de gás natural no Brasil, na Colômbia e no Peru mostra ser conveniente separar a indústria em atividades independentes (unbundling). Essa comparação também sugere que a existência de diferentes contratos de concessão é uma das explicações para a discrepância nos níveis de investimentos das distribuidoras de gás natural no Brasil. Cada contrato de concessão de distribuição de gás natural brasileiro tem suas próprias estruturas de incentivo ao investimento, o que, por sua vez, cria importantes assimetrias nos níveis de investimentos das empresas distribuidoras. Sendo assim, a adoção de uma regulação única e homogênea, que padronize os contratos de concessão, como no caso da Colômbia, é essencial para o processo de desenvolvimento do setor, visto que instrumentos regulatórios coerentes viabilizam investimentos públicos e privados mesmo em regiões com baixo nível de demanda de gás.

Outra importante lição está associada às áreas de concessão geográfica. Na Colômbia, excetuando algumas áreas remotas do país, os contratos de concessão não prevêm exclusividade geográfica. No caso brasileiro, por outro lado, os contratos estatais de concessão delimitam as áreas dos estados como áreas de concessão das empresas distribuidoras, o que se torna um grande problema, principalmente em estados como Pará e Amazonas, devido a sua grande extensão territorial. Esse regime de concessão com exclusividade geográfica ao nível dos territórios estaduais contribui para o reduzido índice de cobertura da maior parte das empresas públicas de distribuição. Sendo assim, a delimitação de áreas de concessão menores, abrangendo uma única cidade ou pequenos grupos de cidades, ou o estabelecimento de contratos de concessão sem exclusividade geográfica em regiões com grande potencial de mercado seriam alternativas para tentar estimular competição no setor sem comprometer os níveis de investimento.

No Peru, o suporte dado ao Projeto Camisea pelo setor elétrico, através da estruturação da Garantia por Rede Principal, é uma das lições mais importantes da experiência desse país. A segurança que esse mecanismo proporcionou aos investidores na infra-estrutura do transporte e distribuição da rede principal de gás natural possibilitou a concretização do projeto. No entanto, essa garantia de retorno e a falta de clareza acerca da responsabilidade da construção da “última milha”, conexão entre a rede de distribuição e os consumidores residenciais, vem afetando o crescimento do consumo de gás no país. Assim, as estruturas de incentivo no Peru apenas garantiam os investimentos, mas não asseguravam as vendas. Portanto, o estudo do caso peruano é de extrema relevância para se entender que é preciso que as estruturas de incentivo sejam condizentes com as necessidades do setor. Os mecanismos de incentivo devem estar sempre sincronizados com as estratégias de desenvolvimento do setor.

Espera-se, pois, que as lições das experiências de reforma da IGN colombiana e peruana ajudem a dar continuidade ao estudo da Indústria do Gás Natural, visando a melhoria da mesma no Brasil. O conhecimento dessas experiências pode sugerir os motivos para que alguns modelos tivessem obtidos maior sucesso que outros. E, com isso, poder-se-á pensar na criação de um novo modelo mais prudente para o Brasil, especialmente no que diz respeito à elaboração de uma estrutura regulatória voltada, especificamente, para o segmento de distribuição de gás natural.



## Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. *Impactos da estrutura de financiamento sobre a decisão de investimento das empresas de distribuição de gás natural no Brasil*. In: Congresso Latinoamericano y Del Caribe de Gás y Electricidad, 5, 2006, Buenos Aires, Argentina.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. *Regulação do Segmento de Distribuição de Gás Natural: Estrutura de Incentivos dos Contratos de Concessão*. In: Congresso Brasileiro de Regulação, 5, 2007, Recife.

ANP. *Anuário Estatístico 2006*. ANP, 2006. Disponível em:  
<[http://www.anp.gov.br/conheca/anuario\\_2006.asp](http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2006.asp)>  
Acesso em: 11 dezembro 2006.

ANP. *A Indústria de Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

ANP. *A Reforma da Indústria de Gás Natural na Colômbia*. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

ANP. *A Reforma da Indústria de Gás Natural no Peru*. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

ANP. *AS MISSÕES DE REGULAÇÃO: Lições internacionais e seus desdobramentos para a organização da Agência Nacional do Petróleo*. Rio de Janeiro. ANP, 1998

ANP. *Propostas para o Novo Modelo de Indústria de Gás Natural no Brasil – Resumo Executivo*. Rio de Janeiro, ANP, 2005.

ARAÚJO JR, JOSÉ. *Condutas Anticompetitivas em Indústrias de Rede: O Caso do Porto de Santos*. 2004.

BNDES. *Programa Nacional de Desestatização*. Rio de Janeiro, 1994.

BP. *Statistical Review of World Energy*. BP, 2006. Disponível em: <<http://www.bp.com>>  
Acesso em: 30 out. 2006.

BRITTO, JORGE. *Cooperação Interindustrial e Redes de Empresas*. In KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org). *Economia Industrial Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, p. 345-388, 2002.

CEPAL. *El Mercado del Gás Natural em Colombia*. Quito, Equador: CEPAL, 2000.

DOMINGUES, M. *Evolução da Regulação do Setor de Distribuição de Gás Natural entre 1990 e 2006: Uma Comparação dos Casos Brasileiro, Colombiano e Peruano*. In: Encontro dos Programas de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo & Gás da UFRJ/ANP, 6, 2008, Rio de Janeiro.

DOMINGUES, M.; FERRARO, M. *Regulação do Setor de Distribuição de Gás Natural: Uma Comparação dos Casos Brasileiro e Colombiano*. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 6, 2008, Salvador.

ECONOMIA da Indústria do Gás Natural. In PINTO JR, H. (Org) et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro: Campus, p. 231-289, 2007.

FERRARO, M. *Condicionantes da Estrutura de Financiamento sobre a Decisão de Investimento: Análise do Setor de Distribuição de Gás Natural*. 2006. 211 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas – Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia) – Curso de Pós-graduação em Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

IEA. *Natural Gas Distribution focus on Western Europe*. IEA, 1998. Disponível em: <[http://www.iea.org/Textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=1192](http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1192)>. Acessado em: 07 abril 2008.

KANN, Zevi. *Os Contratos de Concessão de Gás Canalizado no Âmbito Estadual*. Rio de Janeiro, COPPE, 2003.

LIRA, A.; ARISTONDO, F. *¿Qué significa el Proyecto Camisea?*. Lima, Peru: OSINERGMIN, 2006. (Oficina de Estudios Económicos, n. 23).

MEDEIROS, CARLOS. *A Economia Política da Integração Financeira e da Privatização na América Latina*. Rio de Janeiro, 2006.

PAITNAIK, P. *Globalisation of Capital and Terms of Trade Moviments*. In International Conference on Agrarian Reforms and Rural Development in Less Development Countries. Kolkata, 2002.

PINTO Jr., H. *Dependência e Vulnerabilidade Energética: o caso do gás natural no Brasil*. Boletim Infopetro, IE/UFRJ, ano 7, n. 2, março/abril, 2006. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/infopetro>> Acesso em: 09 outubro 2006.

PINTO JR, HELDER. *Papel das Agências Reguladoras: Notas sobre o I Fórum Mundial de Regulação de Energia*. Rio de Janeiro, 2000.

PINTO JR, HELDER; FIANI, R. Regulação Econômica. In KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org). *Economia Industrial Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, p. 515-543, 2002.

PINTO JR, HELDER; KRAUSE, GILSON. *Estrutura e regulação do mercado de gás natural experiência internacional*. Rio de Janeiro, 1998.

STERN, J. *Security of European Natural Gas Supplies*. The Royal Institute of International Affairs, Londres, 2002.

VARIAN, Monopólio. VARIAN, H. *Microeconomia Princípios Básicos*. Rio de Janeiro: Campus, p. 449-469, 2003.

## ANEXO 1 - AS ÁREAS DE CONCESSÃO DE SÃO PAULO

A Área Noroeste do estado de São Paulo foi concedida à Gas Brasileiro Distribuidora Ltda e é integrada pelas atuais regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca, compreendendo 375 municípios. A Área Sul, à Gás Natural São Paulo S/A, que está integrada pelas atuais regiões administrativas de Sorocaba e Registro, compreendendo 93 municípios. A Área Leste do estado, à Companhia de Gás de São Paulo, cuja área de concessão potencial abriga cerca de um quarto do Produto Interno Bruto do país, abrangendo 177 municípios das regiões metropolitanas de São Paulo, Região Administrativa de Campinas, além da Baixada Santista e do Vale do Paraíba.



Fonte: GASNET

## **ANEXO 2 – A LEI DO GÁS**

A ausência de uma regulação específica para o setor de gás natural em conjunto com as deficiências dos contratos de concessão das empresas estatais de distribuição explica, em grande parte, o baixo nível de investimento das empresas públicas de distribuição de gás canalizado. Assim, o estabelecimento de um marco regulatório para o gás é essencial para atrair novos investimentos, em particular nos setores de transporte e distribuição.

O projeto de lei para o setor de gás natural que venceu foi o PLS 226 de 16 de Junho, 2005, de autoria do ex-Senador Rodolpho Tourinho (PFL/BA) - conhecido como lei do gás. Esse projeto defende a quebra do monopólio da Petrobras sobre o transporte de gás natural e a implantação imediata do livre acesso regulado. No caso dos contratos de concessão, o projeto defende que estes só poderão ser realizados mediante licitação. A regulação da distribuição de gás natural continua, no entanto, a cargo dos Estados.

Mesmo após a aprovação desse projeto de lei, a regulação das empresas de distribuição de gás natural continua carente de uma legislação específica em âmbito federal, pois deixa a modelagem da estrutura regulatória do segmento a cargo dos Estados, o que pode causar distorções, na medida em que a possibilidade de utilização política das empresas distribuidoras possa comprometer a eficiência da regulação.

A criação de um arcabouço jurídico federal, que direcione e oriente a regulação do segmento de distribuição é essencial para a criação de estruturas de incentivos ao investimento na expansão das redes de distribuição de gás natural. Sendo assim, uma lei específica para o segmento de distribuição de gás natural deve possuir diretrizes capazes de determinar uma estrutura regulatória comum a nível estadual ao mesmo tempo em que respeite as características particulares de cada mercado. Dessa forma, a

lei que regulamenta o segmento de distribuição de gás natural deve tentar homogeneizar os contratos de concessão sem, contudo, impedir que as especificidades regionais sejam incorporadas nos novos contratos.

O sucesso do modelo regulatório do estado de São Paulo, feito através da comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), mostra a importância de se separar a regulação dos serviços de utilidade pública da administração dos Estados. Sendo assim, a criação de entidades regulatórias autárquicas, a partir de regras definidas por uma legislação federal, se mostra capaz de reduzir a possibilidade de captura política dos órgãos reguladores, aumentar a eficiência da regulação e estimular o investimento e o desenvolvimento das empresas estaduais de distribuição.