

ÍNDICE

I. Capítulo 1- Introdução.....	06
II. Capítulo 2- Indústria do Gás Natural.....	07
2.1 Introdução.....	07
2.2 Regulação Econômica na Indústria do Gás Natural.....	09
2.3 Panorama Internacional do Gás Natural	12
2.4 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil.....	13
2.5 Organização da Indústria de Gás Natural.....	17
III. Capítulo 3- Gasoduto Brasil-Bolívia.....	21
3.1 Introdução.....	21
IV. Capítulo 4- Regulação do Gás Natural no Setor de Energia Elétrica.....	25
4.1 Regulação na Indústria de Gás Natural.....	25
4.2 Regulação em cada etapa de produção do Gás Natural.....	27
4.3 Perspectivas de Desenvolvimento do Mercado do Gás e entrada de novos agentes.....	30
4.4 Questões Pendentes.....	31
4.5 Oportunidades e Desafios para a Consolidação da Indústria do Gás Natural no Brasil.....	33
V. Capítulo 5- Estrutura de Precificação e repasse dos preços do Gás Natural.....	35
5.1 Precificação do Gás Natural.....	35
5.2 Reajuste do preço do Gás Natural destinado às Centrais Termelétricas...41	41
5.3 Precificação da Energia Elétrica para o consumidor final	46
VI. Capítulo 6- Conclusão.....	56
VII. Referências Bibliográficas.....	58

ÍNDICE DE TABELAS, GRÁFICOS E FIGURAS

I. Gráfico 2.3- Evolução das vendas nacionais, pelos produtores, de Gás Natural 1992-2001.....	13
II. Figura 2.4- Companhias de Distribuição de Gás Natural estaduais no Brasil.....	14
III. Gráfico 2.4- Matriz Energética em 2005.....	15
IV. Gráfico 2.5- Gás Natural de origem Nacional.....	17
V. Gráfico 2.5- Gás Natural importado da Bolívia.....	18
VI. Gráfico 2.5- Gás Natural importado da Argentina.....	19
VII. Gráfico 2.5- Modelo Idealizado pela ANP para o setor de Gás Natural.....	20
VIII. Figura 3.1- Gasoduto Brasil – Bolívia.....	21
IX. Tabela 3.1- Composição Acionária das Empresas de Transporte de Gás Natural que compõem o Gasoduto Brasil – Bolívia em 2000.....	23
X. Gráfico 4.1- Estrutura Regulatória do setor.....	26
XI. Tabela 5.1- Tarifas das Parcelas Referenciais de Transporte.....	39
XII. Tabela 5.1- Preços praticados pela Petrobrás.....	40
XIII. Tabela 5.3- Tarifas médias por classe de consumo.....	49
XIV. Tabela 5.3- Valores Normativos e Tarifas.....	53
XV. Tabela 5.3- Valor Normativo.....	54

Capítulo 1 – Introdução

Atualmente cerca de 90% da matriz energética brasileira é composta por hidroeletricidade. Essa excessiva dependência às usinas hidroelétricas, somada a falta de investimento no setor elétrico e, principalmente, a um quadro de falência do setor público levou o governo a implementar o programa de racionamento de energia no ano de 2001, que abalou tanto a sociedade quanto os diversos setores da economia.

O desenvolvimento do setor de energia elétrica no Brasil sempre esteve atrelado às usinas hidroelétricas devido a predominância hidrológica da região. Entretanto, esses projetos hidroelétricos mostram-se muito custosos, necessitando de um longo período de maturação e, principalmente, apresentando um alto grau de dependência com o Estado.

Para evitar a repetição de problemas no suprimento de energia elétrica nos anos posteriores ao racionamento e viabilizar um mercado de expansão para o setor privado, conclui-se ser indispensável o crescimento do setor voltado para a construção de termelétricas.

A minha monografia é um exemplo desse novo foco do setor elétrico, onde a principal opção para atender a ampliação da capacidade instalada do país passa a ser a geração térmica pelo aproveitamento a Gás Natural.

O Gás Natural e a sua recente regulação estão presentes na tentativa de se adaptar ao novo cenário econômico do setor elétrico e assim gerar meios para a expansão do setor privado brasileiro.

Capítulo 2 – A Indústria de Gás Natural

2.1 Introdução

A indústria de gás natural, assim como outros setores de infra-estrutura, é um exemplo clássico de indústria de rede. Este tipo de indústria é caracterizado pela presença de distintas atividades constituídas sob a forma de uma rede física, na qual a interconexão é essencial à sua operação e prestação de serviço. Geralmente, dentre os distintos segmentos da cadeia produtiva de uma indústria de infra-estrutura, algumas das atividades são potencialmente concorrenciais e outras são naturalmente monopólicas.

No caso específico da indústria de gás natural, as atividades da cadeia produtiva são: i) exploração e produção (E&P), ii) transporte, iii) comercialização, e iv) distribuição. A primeira e a terceira atividades são potencialmente concorrenciais, porém, a segunda e a quarta são naturalmente monopólicas. Isso ocorre, pois nas atividades de E&P e comercialização do produto, é possível introduzir distintos agentes de forma que esses participem de um processo competitivo na busca de clientes que comprem seus serviços. Nas atividades de transporte e distribuição, exatamente as que dão o caráter de ‘rede’ à indústria, a introdução de pressões competitivas, principalmente através da inserção de novos agentes no mercado, pode não ser economicamente interessante. Isso acontece, pois esses segmentos são caracterizados por altos custos de constituição das redes de gasodutos o que na maioria das vezes, torna o monopólio a solução econômica mais viável, mostrando que a atividade é um monopólio natural¹.

As divisões da cadeia produtiva na indústria de gás natural estão abaixo:

¹ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação ao tamanho (ou escala) mínimo de eficiência da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso, o mercado não comporta um grande número de firmas operando em escala e escopo eficientes, e barreiras à entrada ocorrem em função do elevado montante de investimentos necessário.

A Fase de Exploração

A exploração, primeiro elo da indústria de petróleo e gás natural, está dividida basicamente em pesquisa e perfuração.

A Fase de Desenvolvimento e Produção

Depois de confirmada a existência de petróleo e gás natural, inicia-se a fase de desenvolvimento e produção. Até este ponto as indústrias de petróleo e gás natural caminham juntas. Nas unidades de produção, parte do gás é utilizada como gás lift para reduzir a densidade do petróleo facilitando sua extração e parte é reinjetada com duas finalidades: recuperação secundária (que aumenta a pressão interna do reservatório) ou armazenamento em poços de gás não associado. O restante pode ser: (i) consumido internamente na geração de eletricidade e vapor; (ii) queimado em flares, caso não haja infra-estrutura suficiente que permita seu aproveitamento e; (iii) escoada para Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) ou diretamente consumidas.

A Fase do Processamento

A parcela do gás natural produzida é conduzida através de gasodutos até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) onde é tratada.

A Fase do Transporte

Das UPGN's, o gás seco pode ser transportado até os pontos de entrega para as companhias distribuidoras ou, eventualmente, diretamente a um grande consumidor. O transporte do gás natural pode ser feito: (i) por meio de dutos, forma convencional; (ii) em cilindros de alta pressão (como GNC - gás natural comprimido) e; (iii) no estado líquido (como GNL - gás natural liquefeito), pode ser transportado por meio de navios, barcas e caminhões criogênicos, a -160°C .

A Fase de Distribuição

A partir do transporte do gás natural, seja por quaisquer meios existentes, este energético pode ser comprado pelas concessionárias de distribuição estaduais e então vendido para os consumidores finais através dos ramais de distribuição. O gás natural pode

ser utilizado de diversas formas. Desde a produção de calor e frio para o consumo industrial e residencial até a geração de eletricidade e a utilização como matéria-prima pela indústria de transformação.

2.2 Regulação Econômica na indústria de Gás Natural

2.2.1 Um exemplo histórico: Estados Unidos

O Gás Natural assim como o óleo bruto é um hidrocarboneto e é produzido através da perfuração de poços. Embora os óleos tenham uma representação histórica maior em todo o mercado de energia dos Estados Unidos, o primeiro poço de gás natural nos Estados Unidos foi perfurado em 1825, aproximadamente 30 anos antes da descoberta de um poço de óleo.

O padrão de unidade usado nos Estados Unidos para medir o gás natural é por 1.000 metros cúbicos, denominado como Mcf.

Geralmente, a produção de gás natural é idêntica do óleo bruto. Aproximadamente 20% do gás natural nos Estados Unidos se originam de poços que também produzem óleo. Depois da fase de extração, inicia-se a transmissão de gás natural para os reservatórios das distribuidoras locais. Uma das maiores dificuldades na transmissão desse gás é devido a sua forma gasosa e volumosa, por isso a forma mais econômica de transporte é através de gasodutos. Mesmo assim, nesses gasodutos existem constantes problemas com vazamentos desse gás. O ideal para tentar minimizar as perdas com esses vazamentos, é que as distribuidoras estejam localizadas próximas aos produtores de gás natural. Dessa forma, a indústria do gás é mais complexa do que a do óleo.

Depois das etapas de produção e transmissão, o último segmento na cadeia produtiva do gás natural é a distribuição local. A rede de distribuição local está diretamente ligada aos consumidores residências e comerciais.

A estrutura econômica de transporte do gás natural está dividida em várias propriedades: primeiro, tanto os gasodutos quanto os sistemas de distribuição locais são

caracterizados por Economias de Escala, ou seja, elevados custos fixos e um baixo custo marginal. Embora a rede de distribuição seja um monopólio natural e o gasoduto o único ofertante para essa rede, é importante notar, que existem forças competitivas atuando nesse mercado de gás natural através da concorrência das energias alternativas (gás, óleo, carvão etc.).

Durante a Grande Depressão, a indústria do gás natural era caótica. Os mercados do leste dos Estados Unidos sofriam com a alta dos preços e períodos de racionamento, por outro lado, no Sudoeste americano existia um enorme excesso de oferta. Com o aumento da construção de gasodutos esse dilema poderia ser resolvido, mas com a Grande Depressão muitos projetos tiveram que ser abandonados e adiados.

Na década de 30, as comissões de serviços públicos e representantes das cidades do Norte, se reuniram com o Congresso dos Estados Unidos objetivando regulamentar a indústria do gás natural. Dessa forma, o Congresso estabeleceu a Lei do Gás Natural em 1938. Essa Lei criou a Comissão Federal de Energia (FPC) que passou a controlar o transporte interestadual e as vendas para revendas de gás natural no comércio interestadual.

Na década de 60, estava começando a faltar gás natural nos mercados do Centro-Oeste e Nordeste americano. Estava ocorrendo um desequilíbrio no mercado de gás natural dado que a determinação de preços pelo governo gerava escassez de gás no mercado.

Dessa forma, o governo instituiu em 1978 uma lei, que ficou conhecida como a Lei de Política do Gás Natural, onde era determinada uma gradual desregulamentação dos preços para as novas descobertas de gás natural, definido como o ‘gás novo’ produzido em novos poços a partir de 1977. Entretanto, essa Lei continuou controlando os preços do ‘gás antigo’, ou seja, descobertos antes de 1977. Os preços só poderiam crescer de acordo com a taxa de inflação e esse controle de preços foi estendido também para os mercados intraestaduais. Além disso, o governo criou a Comissão Federal de Regulação de Energia (FERC).

Depois da Lei de 1978, a desregulamentação dos preços foi iniciada. O preço do gás produzido em poços profundos já tinha sido completamente desregularizados em

novembro de 1979. Em julho de 1989, o presidente George Bush assinou a Lei de Desregulamentação dos Preços do Gás Natural, onde os preços do gás foram totalmente desregularizados.

Uma das mais importantes características da Regulação de preços do Gás Natural é a idéia de que existem diversas taxas para os diferentes tipos de gás. O gás novo, era determinado com sendo o gás recentemente descoberto, e o gás antigo, era referente às descobertas antes destas mais novas. O preço do gás novo, costumava ser \$0,165/Mcf e do gás antigo era 0,145/Mcf. O objetivo da FPC era sempre manter o preço do gás novo elevado, incentivando assim, novas descobertas.

O sistema múltiplo de preços, acabou gerando incentivos para a determinação de um único preço para todos os tipos de gás, porém isso fazia aumentar os custos com perfuração e exploração.

Para que um gasoduto seja eficiente, é essencial que este tenha acesso aos produtores de gás natural. Por essa razão, os gasodutos, geralmente, fazem contratos de longo-prazo com os produtores. Dado que os gasodutos competem entre si e que os preços que estes podem oferecer para seus produtores são limitados pelo regulador, os gasodutos esperam assinar contratos com caráter *take-or-pay*, ou seja, garante que o gasoduto irá comprar do seu produtor uma quantidade mínima a cada ano por um preço específico.

Devido ao extensivo uso de contratos do tipo *take-or-pay* e a uma possível queda inesperada de preços, os gasodutos então acabariam comprando uma quantidade mínima de gás natural dos seus produtores por um preço excessivamente alto. Como parte da renegociação dos contratos entre o gasoduto e os produtores em 1983, esses gasodutos criaram um acordo conhecido como 'acordo de carregamento'. Ou seja, permitia ao gasoduto o status de livre acesso em relação aos produtores. Essa medida induziu os gasodutos a uma maior eficiência na sua construção, sendo eles constituídos por uma rede melhor e mais conectada, gerando uma maior competitividade no mercado de gás natural.

2.3. Panorama Internacional do Gás Natural

2.3.1 Reservas

Em 2001, as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 155,1 trilhões m³, registrando um crescimento de 3,3% em relação ao ano de 2000.

As reservas de gás natural localizadas nos países da OPEP apresentaram uma elevação de cerca de 6,0% e atingiram 70,4 trilhões m³. O bloco de países não pertencentes à OPEP deteve a maior parte das reservas, com um volume de 84,7 trilhões m³ e um crescimento de 1,1% em relação ao ano anterior.

O volume de reservas brasileiras manteve-se inalterado em relação ao ano 2000, com 220 bilhões m³, preservando a 41^a posição mundial.

2.3.2 Produção

Em 2001, a produção mundial de gás natural alcançou 2,5 trilhões m³, apresentando um aumento de 1,7% em relação ao ano de 2000. As taxas de crescimento da produção dos países da OPEP e dos externos a ela foram de 3,3% e 1,4%, respectivamente. Cabe ressaltar, que semelhante ao ano 2000, a produção de gás natural dos países externos à OPEP foi aproximadamente cinco vezes a dos países pertencentes à organização.

Em relação a 2000, o conjunto dos países do Oriente Médio exibiu o maior índice de crescimento mundial, de 6,7%, seguido pelos países das América Central e do Sul, com aproximadamente 3,0%. Os países africanos, que haviam se destacado no ano 2000 com a maior taxa de crescimento, apresentaram um decréscimo de 0,4% em 2001.

O Brasil, com uma produção de 8,4 bilhões m³, registrou um crescimento de 2,4% em relação a 2000 e permaneceu ocupando a 37^a posição mundial.

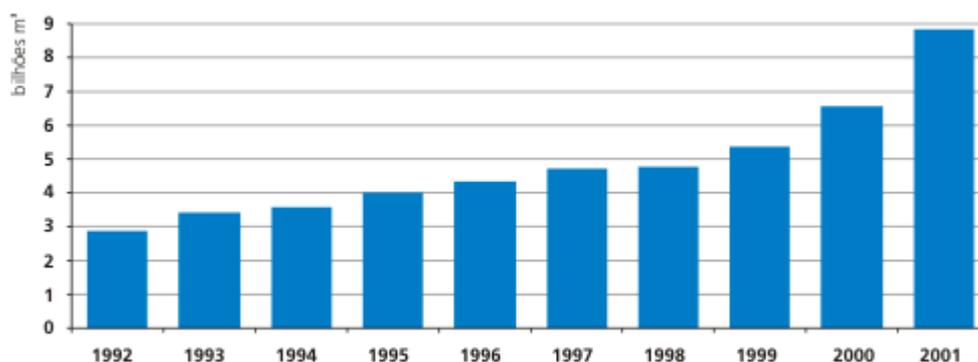
2.3.3 Comercialização do Gás Natural

i) Consumo Próprio e Vendas de Gás Natural

No ano 2001, a oferta interna bruta (quantidade de energia que está à disposição do país, corresponde à soma das quantidades produzidas e importadas menos as quantidades exportadas) de gás natural foi de 13 bilhões m³, o que corresponde a um crescimento de 24,6% em relação a 2000.

As vendas do gás natural atingiram 8,9 bilhões m³ em 2001. As vendas de gás natural têm aumentado a taxas crescentes desde 1999, chegando a atingir, em 2001, a variação de 34,9% em relação a 2000. Em 2001, o crescimento relativo mais expressivo das vendas de gás natural foi o verificado na Região Sul: 372,2%. A Região como um todo representou 14,0% do total de vendas nacionais de gás natural.

Gráfico 3.13 – Evolução das vendas nacionais, pelos produtores, de gás natural 1992-2001



Fontes: Petrobras/SERPLAN; Petrobras/Unidade de Negócios Gás Natural (Tabela 3.25).

2.4 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil

No gráfico abaixo, estão as companhias de distribuição de gás natural estaduais em todo país.

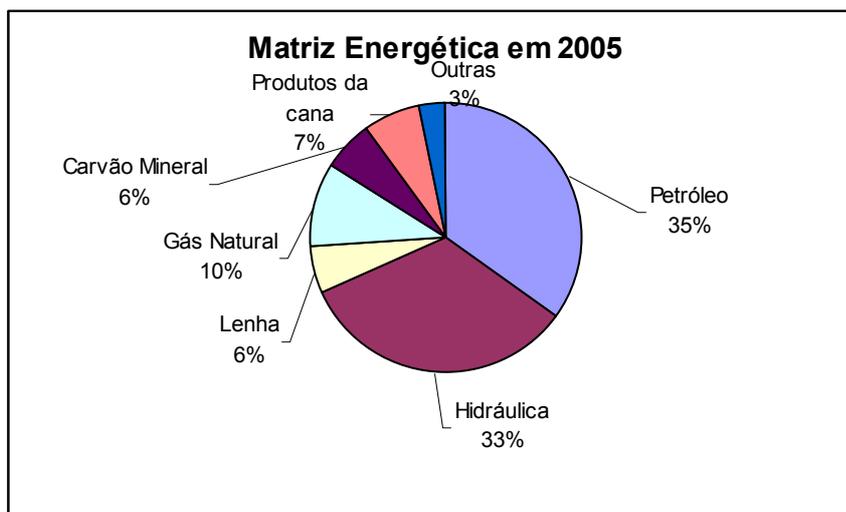


Fonte: Site GasEnergia

O mercado brasileiro de gás natural pode ser considerado incipiente, a participação do gás na matriz energética do país foi de apenas 3% em 2000. Entretanto, apresenta um elevado potencial de crescimento, principalmente na utilização do energético para a geração de energia nas Usinas Termelétricas (UTES).

A meta estipulada pelo governo é que a participação do gás natural atinja 10% da matriz energética em 2005 e 12% até o ano de 2010. O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) será o maior responsável pela transformação do mercado energético nos próximos anos. As 38 térmicas às quais foram asseguradas as prerrogativas do PPT representarão um consumo incremental de gás natural de mais de 50 milhões m³/dia apenas para a geração elétrica já em 2003, um crescimento extraordinário considerando-se que o consumo total de gás natural no ano de 2000 foi de aproximadamente 20 milhões m³/dia em todo o país.

Abaixo, o gráfico que mostra a previsão da Matriz energética em 2005.



Fonte: Ministério das Minas e Energia

A indústria brasileira de gás natural possui sua configuração organizacional sob a forma de um monopólio público estatal, no qual a Petrobras possuía todas as etapas da cadeia produtiva. A empresa detinha o monopólio legal das atividades de exploração, produção, processamento e transporte do gás natural no país. Esse modo de organização industrial gerou ganhos de escala, coordenação e redução dos custos de transação. Por outro lado, um dos principais problemas oriundos dessa estrutura organizacional foi a não clareza da tarifa com relação às distintas atividades da cadeia. Como todos os segmentos da cadeia produtiva estavam integrados verticalmente, ou seja, o preço final do produto não era expresso de forma que se pudesse distinguir o custo por atividade. A estrutura verticalizada possibilitou a adoção de subsídios entre as atividades da cadeia produtiva, os chamados subsídios cruzados².

A reestruturação da indústria brasileira de gás natural está incluída na esteira do processo de implementação de reformas no modo de organização industrial dos setores de infra-estrutura que vem sendo implementado no país nos últimos anos. A principal proposição do processo de reformas é a entrada de capitais privados nesses setores, a saída

² Dessa forma, a empresa podia subsidiar as atividades menos eficientes com os recursos gerados pelas atividades mais eficientes ou no caso das indústrias de infra-estrutura, o subsídio se dá das atividades naturalmente monopólicas para aquelas nas quais a concorrência é passível de ser introduzida, gerando fortes barreiras à entrada de novos agentes nessas atividades.

do estado, que passaria de gestor a regulador das atividades, e a introdução de concorrência nas atividades potencialmente competitivas de suas cadeias.

No caso específico do gás natural, as atividades de E&P, importação e exportação e transporte permanecem como monopólio da União, podendo ser exercidas por empresas estatais ou privadas tanto nacionais quanto estrangeiras mediante concessão da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Já a atividade de distribuição de gás canalizado tem sua exploração sob a responsabilidade dos estados da federação. Desta forma, são eliminadas barreiras institucionais, possibilitando a inserção de novos agentes nas diferentes atividades do gás.

No *upstream* a entrada desses novos agentes tem ocorrido mediante a possibilidade de participação nos leilões dos Blocos licitados pela ANP. As empresas privadas podem participar, individualmente, ou em consórcio, da compra de blocos para as atividades de E&P de petróleo e gás natural. No *midstream*, a atividade de transporte, com fortes características de monopólio natural, em função dos elevados custos de implementação da rede e o longo prazo de maturação do investimento, a inserção de novos operadores têm ocorrido por meio da participação em consórcios para a construção de dutos. Um aspecto importante, é que o processo de negociação para a formação dos consórcios é complexo e oneroso, e envolve na maior parte dos casos, agentes com interesses distintos. Esse aspecto pode retardar o início da construção dos dutos, ou no caso mais extremo, inviabilizar o projeto.

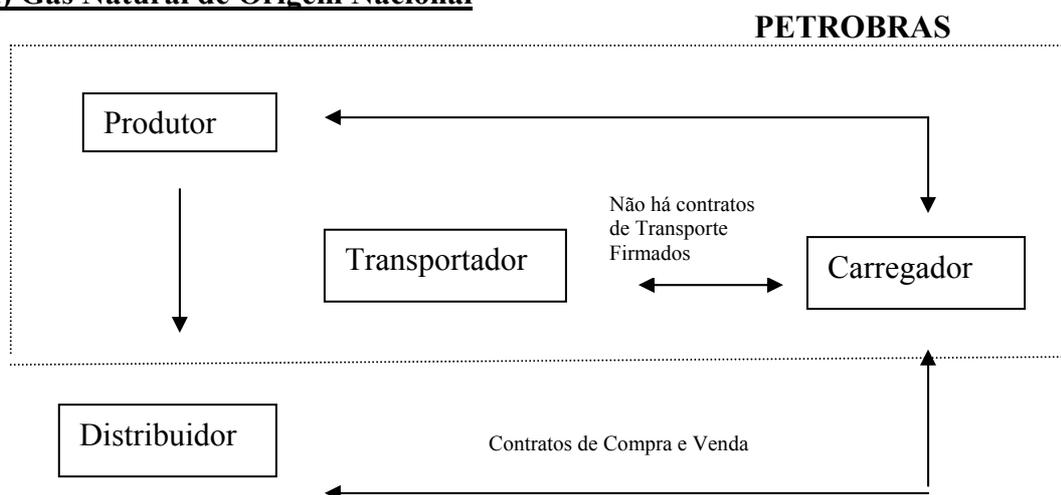
É exatamente no segmento de transporte, o coração da rede de escoamento do produto, que residem as maiores dificuldades para o efetivo desenvolvimento do mercado competitivo. As características técnicas e econômicas desses segmentos e a lógica econômica de integração da cadeia condicionam as decisões para os investimentos nesta atividade. Dessa forma, normalmente, os interessados na construção de dutos de transporte são empresas que possuem participação em outras atividades da cadeia gasífera.

O mercado de gás natural brasileiro apresenta, atualmente, duas configurações. Essa diferenciação se reflete diretamente na distinção das transações comerciais e

conseqüentemente, na múltipla configuração da indústria. A seguir, são apresentados os distintos modos de organização da indústria de gás natural paralelamente vigentes no país.

2.5 Organização da indústria de Gás Natural

a) Gás Natural de Origem Nacional



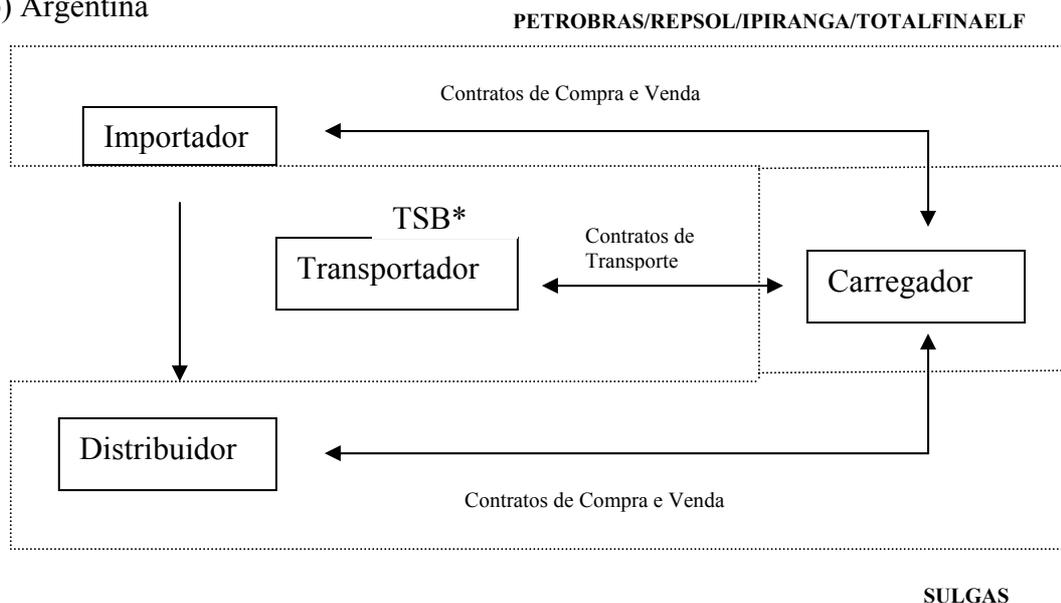
Fonte: Site ANP

Como pode ser observado acima, no caso do gás natural de produção nacional, a Petrobras possui todos os elos da cadeia produtiva, exceto a distribuição³.

A operação dos dutos de transporte é realizada por sua subsidiária, Transpetro (a fim de cumprir o Art. 64 da Lei 9.478/97). Um dos principais problemas dessa integração vertical é a ausência de contratos de transporte entre a Petrobras (com função de carregador) e a Transpetro. Outra consequência desse tipo de configuração industrial é a ausência de clareza nos custos nas atividades integradas da cadeia; tem-se apenas o preço final, não discriminando o custo por atividades. Uma das implicações desse aspecto é o aumento da dificuldade da tarefa regulatória, uma vez que estes aspectos representam uma importante fonte de assimetria de informações entre o regulador e o regulado.

³ A partir de 1988, quando a Constituição atribuiu aos estados da União o monopólio da distribuição de gás canalizado, diversos estados criaram suas próprias empresas distribuidoras. A fim de manter seus mercados a Petrobras iniciou um processo de acordos com estas companhias através da aquisição de participações acionárias na capital das mesmas. Na maior parte das distribuidoras a composição acionária segue um modelo tripartite no qual o governo estadual é o controlador com 51% das ações, a BR Distribuidora participa com 24,5% e os 24,5% restantes pertencem ao capital privado.

b) Argentina



* Divisão da Participação acionária entre os produtores, comercializadores e transportadores.

Fonte: Site ANP

O gás natural argentino é atualmente utilizado apenas na UTE de Uruguaiana, uma vez que o Gasoduto de Uruguaiana-Porto Alegre ainda não foi completamente construído. A operadora do gasoduto é a TSB (Transportadora Sul-Brasileira), que possui a Gaspetro e a TotalFinaElf como principais acionistas (25% cada). A possibilidade de interligação deste gasoduto com o Gasbol possibilitará a reversão do fluxo no trecho Sul do último, levando a uma maior competição na origem do suprimento, especialmente na região do Estado de São Paulo e do Rio de Janeiro.

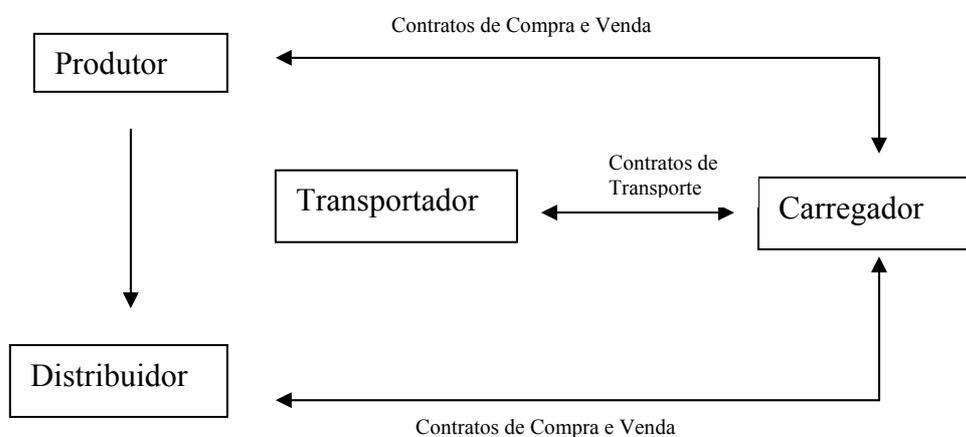
Em 2001, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 4,6 bilhões m³ (equivalente a aproximadamente 13 milhões m³/dia). Originou-se da Bolívia 83,7% do volume de gás importado, enquanto o restante foi proveniente da Argentina.

Os volumes eventualmente importados pela Sulgás destinam-se exclusivamente ao atendimento da UTE de Uruguaiana operada e controlada pela AES, com uma potência instalada de 600MW. Os volumes importados pela Petrobras, via Gasoduto Bolívia-Brasil (que corta os Estados de Mato Grosso, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), são demandados

principalmente pelas companhias locais de distribuição de gás canalizado e os principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e usinas termelétricas.

c) Modelo Idealizado pela ANP para o Setor de Gás Natural

Com o objetivo principal de proporcionar uma alocação mais eficiente dos recursos econômicos, por meio da introdução da concorrência na indústria brasileira de gás natural, a ANP, através da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG), vem tentando garantir o acesso não discriminatório à estrutura de transporte. A SCG objetiva ainda, criar mecanismos que promovam a efetiva separação das atividades concorrenciais e monopólicas da cadeia do energético, introduzindo pressões competitivas nas atividades nas quais isso seja possível. Dessa maneira, foi idealizado pela ANP um modelo de funcionamento do setor.



Esse modo de organização prevê a independência das distintas atividades da cadeia de valor do energético. Desta forma, os elos entre essas atividades se dariam por meio de relações **contratuais** entre os agentes. Será necessário criar mecanismos que fortaleçam a figura dos diferentes atores da cadeia de gás, de forma que haja uma separação clara entre eles e seus papéis. A distinção e clareza nas atividades proporciona a explicitação das relações, facilitando a atividade regulatória e dificultando as práticas discriminatórias, de subsídios cruzados e anti-competitivas.

Capítulo 3 – Gasoduto Bolívia- Brasil

3.1 Introdução

Em julho de 1999, o Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) deu início a suas operações no estado de São Paulo e, em março do ano seguinte, era inaugurado o trecho referente aos estados do sul. Depois de mais de dois anos de obras, completava-se a etapa final de um dos principais projetos de investimento em infra-estrutura implementados pelo governo brasileiro na década passada.

O Gasbol compreendeu a construção de um duto de 3.150 quilômetros ligando a cidade de Rio Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, incluindo em seu percurso importantes centros consumidores do Centro-Sul brasileiro, como São Paulo.

Veja abaixo o gráfico que mostra o Gasoduto que liga a Bolívia ao Brasil.



Fonte: Site Gasenergia

Atualmente muitas dúvidas ainda cercam a ampliação do gasoduto Brasil-Bolívia. Foram as indefinições no setor elétrico que adiaram o concurso aberto, promovido pela ANP para selecionar os candidatos à ampliação. Os grupos selecionados, originalmente, deveriam entregar propostas até março de 2002, mas devido à pendências como o subsídio ao transporte do gás natural e o número de usinas termelétricas que serão efetivamente construídas, inclusive pela Petrobrás, impediram a continuidade do processo. O propósito do projeto era criar condições técnicas para integrar os campos de gás bolivianos ao promissor mercado brasileiro, objetivando elevar a capacidade de transporte diário do Gasbol de 30 milhões para 50 milhões de m³ de gás natural.

Hoje, o gasoduto está longe desses números. A estrutura atual permite o transporte de 17 milhões de m³ /dia, mas entram no Brasil somente 70,6% dessa capacidade (12 milhões de m³).

Mesmo com espaço ocioso, a Petrobrás pretende ampliar o Gasbol para alcançar o limite máximo da estatal, de 30 milhões de m³. O acesso acima desses 30 milhões de m³ será definido em concurso aberto, promovido pela ANP. Dos 12 milhões de m³/dia transportados atualmente, 2,1 milhões vai para a subsidiária brasileira da britânica BG (ex-British Gas), que conseguiu aval da ANP para a operação. O volume restante está com a Petrobras. Assim como a estatal, a BG do Brasil possui reservas de gás na Bolívia e, além disso, controla a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás).

O custo do projeto foi estimado em US\$ 2.154 milhões, sendo que US\$ 435 milhões (20%) correspondem a investimentos no lado boliviano e US\$ 1.719 milhões (80%) foram obtidos pela Petrobrás através de empréstimos de longo prazo junto a agências multilaterais e de crédito à exportação e de uma participação expressiva do BNDES.

Na prática, coube ao Estado brasileiro arcar direta ou indiretamente com os principais ônus e riscos do empreendimento. Por esse motivo, a Petrobrás acabou absorvendo em seu balanço o risco de longo prazo referente a mais de US\$ 2 bilhões.

Para operar o projeto foram formadas duas companhias independentes: uma é proprietária do gasoduto do lado boliviano, a Cia Boliviana de Transporte (GTB); e a outra controla o lado brasileiro do empreendimento, através da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).

Como pode ser visto na tabela abaixo, ambas apresentam o mesmo conjunto de sócios em seu capital social. Entretanto, o controle da TBG é da Petrobrás, através de sua subsidiária, Gaspetro, enquanto a empresa boliviana é comandada pela Transredes, operada pela Enron⁴ em sociedade com a Shell e os fundos de pensão locais. Além desses, são também acionistas a El Paso, a British Gas e a Total Fina.

Composição Acionária das Empresas de Transporte de Gás que compõem o Gasoduto Brasil-Bolívia – 2000			
TBG (Brasil)		GTB (Bolívia)	
	%		%
Gaspetro	51,00	Transredes	51,00
British Gas	9,66	Enron	17,00
El Paso	9,66	Shell	17,00
Total Fina	9,66	Gaspetro	13,00
Fundos de Pensão Bolivianos	6,00	British Gas	2,00
Shell	7,00	El Paso	2,00
Enron	7,00		
TOTAL	100,0	TOTAL	100,0

Fonte: Revista BNDES, 2002

A Petrobras, diante da falta de apetite dos sócios privados em bancar os riscos iniciais do empreendimento, assumiu não só o financiamento, mas também a responsabilidade pela construção do empreendimento nos dois lados da fronteira. Em compensação, reservou para si, no lado brasileiro, dois papéis estratégicos: controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e a posição de ‘carregador’⁵ exclusivo do gás natural até o volume diário de 30 milhões m³⁶. Foi firmado com os bolivianos um contrato

⁴ Até o início de 2002, o colapso da Enron nos Estados Unidos não havia comprometido a operação do lado boliviano do gasoduto, a despeito de sua participação nas duas empresas que formam o Gasbol estar sendo objeto de negociação com outros sócios do empreendimento.

⁵ Carregador é a tradução que vem sendo utilizada para o termo carrier, ou seja, a empresa compra a capacidade de transporte do duto.

⁶ As preferências obtidas pela Petrobras também foram garantidas a outras empresas do projeto, em função das responsabilidades assumidas com a implementação do Gasbol.

de compra de longo prazo com cláusula do tipo *take-or-pay* que garantiu por 20 anos o pagamento por um volume mínimo de gás, independentemente do fato de vir ou não a poder escoar essa produção para o mercado brasileiro.

Atualmente, diante da elevada capacidade potencial de transporte do Gasbol⁷ e da dimensão alcançada pelas reservas bolivianas, as limitações de oferta estão praticamente superadas por um longo período. Nesse cenário, a expansão do mercado brasileiro passou a depender única e exclusivamente da efetivação da demanda potencial brasileira, cujos determinantes básicos também foram se alterando ao longo do período.

Os avanços tecnológicos na termogeração, principalmente o ciclo combinado, e o aumento do risco de suprimento de energia elétrica de fonte hidráulica abriram uma destinação para o gás através da termelétricidade. Esses projetos utilizam grande intensidade de capital, que demandam volumes elevados de gás e que podem situar-se próximos ao traçado do gasoduto, minimizando a necessidade de dutos de distribuição. A atual crise energética foi um fator acelerador desse processo, em que pese a existência de elevados riscos comerciais, fiscais, políticos e regulatórios que ainda envolvem os investimentos em novas plantas termelétricas à gás.

O atual cenário de rápido crescimento do mercado brasileiro de gás levou a mudanças importantes nas expectativas e na postura dos sócios privados do Gasbol. No lado boliviano, várias empresas internacionais aceleraram seus programas de investimento em exploração e desenvolvimento de gás. No lado brasileiro, acumularam-se tensões crescentes entre os sócios privados e a Petrobras, que desembocaram, por exemplo, em disputas envolvendo, inicialmente, a Enron e, posteriormente, a British Gas. O foco das rivalidades entre essas empresas e a estatal brasileira vem sendo o direito de fazerem uso da capacidade de transporte ociosa do Gasbol, tanto a já instalada e contratada quanto a que se encontra ainda em fase de expansão.

⁷ Até 72 milhões de m³/dia caso sejam realizados investimentos marginais em compressores e loops, isto é, duplicações por percursos limitados do duto original.

Capítulo 4 – Regulação do Gás Natural no Setor Elétrico

4.1 Regulação na Indústria de Gás Natural

A Regulação no Brasil tem o papel de regular o mercado durante o processo de transição entre o ambiente monopólico e o ambiente concorrencial que se pretender instaurar.

As duas principais leis relacionadas à indústria brasileira de gás natural⁸ são a Constituição Federal e a Lei do Petróleo.

A primeira estabelece, em seu artigo 25 (com o texto dado pela Emenda Constitucional nº5, de 15/08/1995), em que os estados da federação têm o direito de explorar os serviços locais de gás canalizado⁹. A Lei do Petróleo estabelece os princípios básicos que norteiam as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural¹⁰. Muitos desses princípios são apenas explicitados na Lei, devendo ser, regulamentados pela ANP, também criada pela Lei.

O artigo 8º estabelece que a ANP deve “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo”. Dessa maneira, suas principais atribuições são:

⁸ Com relação à indústria de gás natural, a principal característica que merece destaque é a natureza associada ao petróleo do gás nacional (77% do gás natural produzido no país é associado ao petróleo). Esse aspecto, muitas vezes faz com que a lógica de exploração do gás natural esteja subordinada à lógica de exploração e aproveitamento do petróleo.

⁹ Existe uma indefinição a respeito das atribuições regulatórias no tocante à distribuição de gás. A Constituição estabelece que *os estados da federação têm o direito de explorar os serviços locais de gás canalizado*, mas não dá a eles o poder de regular a exploração desses serviços. Está em tramitação no Congresso Nacional um Projeto de Lei que visa regulamentar essa questão.

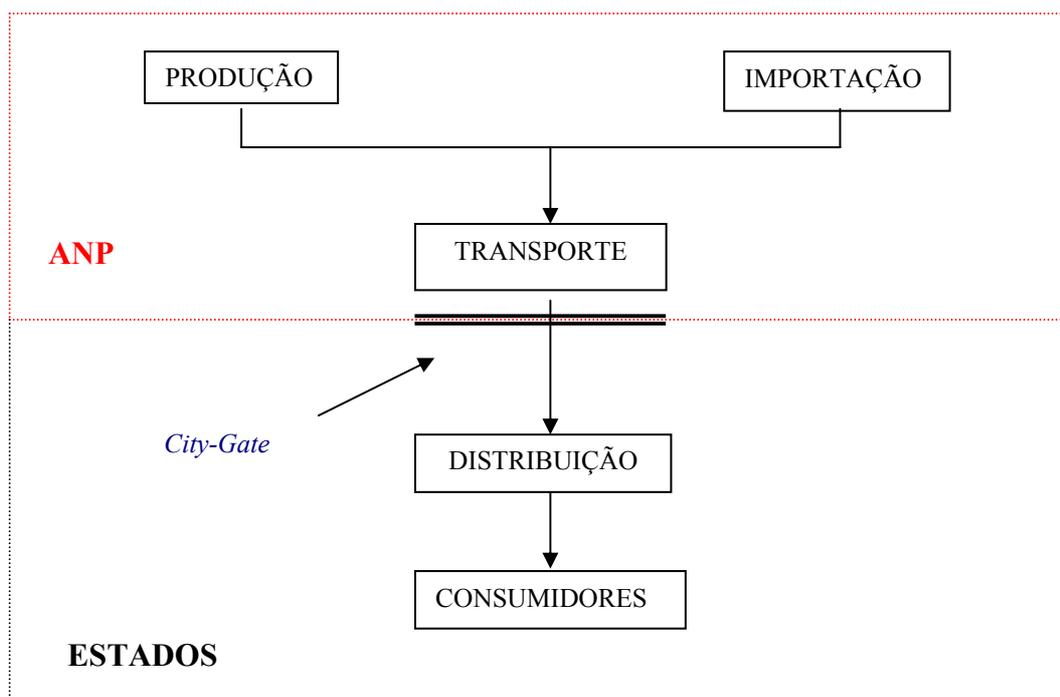
¹⁰ Esta legislação estabelece ainda os princípios e objetivos da política energética nacional e a criação do CNPE (um Conselho formado por ministros de Estado, que tem como funções: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; assegurar seu fornecimento em todo território nacional; rever as matrizes energéticas da região; estabelecer diretrizes para programas específicos e diretrizes para importação e exportação de petróleo e gás).

- Obedecer aos princípios definidos na política energética nacional, dando ênfase à proteção dos interesses dos consumidores quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos;
- Estabelecer os blocos a serem licitados, bem como elaborar os editais para estas licitações;
- Autorizar o exercício das demais atividades da cadeia, executando-se a exploração e a distribuição;

No caso de não ocorrer acordo entre as partes, a ANP deve estabelecer tarifas que remunerem o serviço prestado, bem como arbitrar o conflito entre os agentes;

- A fiscalização das atividades da cadeia pode se dar diretamente ou mediante convênios.

A regulação na indústria no Brasil se encontra sob a responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual. A estrutura regulatória do setor, por atividades da cadeia de valor do gás, pode ser vista no esquema abaixo.



Fonte: ANP

A ANP é, portanto, responsável pela regulação das atividades de produção, importação e transporte de gás natural. Dessa forma, a agência tem, através de portarias, regulamentado estas atividades, de acordo com os princípios e diretrizes estabelecidos na Lei 9.478/97.

4.2 A Regulação em cada etapa de produção do Gás Natural

4.2.1 Atividade de Produção

A Lei do Petróleo estabelece que todos os direitos de E&P de petróleo e gás natural pertencem à União, cabendo a sua administração à ANP. A mesma legislação prescreve que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural¹¹ serão exercidas através de contratos de concessão, precedidos de licitação e que as empresas interessadas na concessão deveram atender à requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

A regulamentação dessa atividade ocorre devido a contratos de concessão de produção de petróleo e gás natural assinados entre ANP e os vencedores das Rodadas de Licitação de Blocos instaurados por esta Agência. Esses contratos de concessão deverão prever duas fases distintas: a de exploração e a de produção (incluindo as atividades de desenvolvimento), que explicitam para o concessionário a obrigação de explorar áreas por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural.

Além disso, a legislação estabelece que existe a possibilidade de transferência do contrato de concessão, desde que previamente autorizada pela ANP. Com isto, a partir de janeiro de 1999, começaram a ser estabelecidas parcerias entre a Petrobras e outras empresas, para o desenvolvimento desta atividade.

¹¹ A Lei 9.478/97 define as atividades da seguinte forma: Exploração- avaliação de eventual descoberta de petróleo ou GN para sua determinação de comercialidade; Produção- conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou GN de uma jazida e preparação para sua movimentação; Desenvolvimento- conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo.

4.2.2 Atividade de Transporte

Nesse caso, a Lei do Petróleo estabelece que não é necessário haver processo licitatório, pois o exercício desta atividade deve se dar mediante a autorização da ANP. Qualquer empresa ou consórcio poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para suprimento interno, seja para importação e exportação.

Além disso, a Lei prevê o livre acesso à infra-estrutura de transporte, em seu artigo 58.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1o A ANP fixará valor e a forma de pagamento de remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§2o A ANP regulará a preferência a ser atribuída aos proprietários das instalações para a movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

A regulamentação da construção e operação da infra-estrutura de transporte se dá de acordo com a Portaria ANP 170/98. Esta Portaria apresenta os requisitos necessários, para obtenção de autorização de construção e autorização de dutos. Ela entrou em vigor em novembro de 1998 e, desde então, a ANP autorizou a construção de diversos empreendimentos importantes para ao incremento da malha nacional de gasodutos.

No que diz respeito à regulamentação do acesso à infra-estrutura de escoamento do energético, a Portaria ANP 169/98 foi o instrumento regulatório que vigorou de 26 de novembro de 1998 até 19 de abril de 2001 e baseava-se na garantia de acesso não discriminatório de terceiros interessados às instalações de transporte de gás natural já existentes ou a serem constituídas em território brasileiro.

Como este regulamento necessitava de aperfeiçoamento a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG/ANP) elaborou temporariamente uma minuta de Portaria sobre Livre Acesso, disponibilizada para consulta pública em fevereiro de 2001. O processo de elaboração de uma regulamentação definitiva a respeito do livre acesso teve continuidade porém, optou-se por segmentar a norma em uma série de regulamentos distintos, de acordo com os temas incluídos na minuta original. Assim, o livre acesso às instalações de transporte de gás natural, que seria regulamentado por apenas uma Portaria, será regulamentado por um conjunto de normas, conforme relacionado a seguir:

- Portaria de livre acesso às instalações de transporte de gás natural;
- Portaria que regulamenta o processo de resolução de conflito¹²
- Portaria de informações a serem enviadas pelos transportadores e carregadores de gás natural à ANP, ao mercado e aos carregadores;
- Portaria de cessão de capacidade de transporte de gás natural; e
- Portaria de critérios tarifários.

Até o momento, o livre-acesso tem sido resultado de processos de resolução de conflitos entre agentes, mediados pela ANP.

4.2.3 Comércio de Gás Natural

A atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. No que diz respeito ao gás importado, é necessário a autorização da ANP para o exercício da atividade de comercialização em território nacional. Os requisitos necessários a obtenção da autorização estão contidos na Portaria ANP 43/98. Para obter a autorização de Importação, o solicitante deverá enviar requerimento à ANP, juntamente com toda a documentação solicitada na referida Portaria (o que inclui informações relacionadas ao volume de gás a ser importado, o país de origem, o local de entrega do gás, entre outras). Esses documentos, após análise prévia, são enviados à Procuradoria Geral da Agência. No caso de cumprimento de todos os requisitos o pedido é encaminhado à reunião de diretoria da ANP, que formalizará a autorização e a em caminhará para publicação no Diário Oficial da União.

Os volumes de gás natural efetivamente importados, estão em torno de 13 milhões m³/dia (maio de 2002).

4.2.4 Processamento

Segundo determinações descritas na Portaria ANP no28/99, ficou estabelecido que a "construção, a ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural" são feitas mediante prévia e expressa autorização da ANP. A Portaria também identifica que a outorga da autorização para a execução das atividades acima estabelecidas não tem caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade, seja relativamente ao tempo, seja relativamente à localização do projeto. Além disso, fica estabelecido que há a possibilidade de transferência de titularidade, desde que previamente submetida a aprovação da ANP.

4.2.5 Distribuição

A regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes.

4.3 Perspectivas de desenvolvimento do mercado de gás e entrada de novos agentes

Com a quebra do monopólio legal da Petrobrás diversas empresas passaram a atuar nas diferentes atividades da indústria de gás natural. A maior parte dessas empresas se inseriu na atividade de exploração e produção, através da participação nos Blocos licitados pela ANP nas três rodadas de licitação ocorridos até o momento.

No que diz respeito ao segmento de transporte, a entrada de novos agentes é mais complexa, em função dos elevados custos necessários para a construção da infra-estrutura de escoamento do gás. Algumas empresas têm entrado nesta atividade por meio da participação em consórcios ou em empresas constituídas especificamente para a construção de gasodutos.

¹² Portaria ANP nº 254/01, de 11/09/2001.

Na distribuição, a entrada de novos operadores ocorre mediante aquisição de participações nas empresas distribuidoras de gás natural, que normalmente possuem os Estados da federação como acionistas majoritários.

No que diz respeito aos investidores no segmento do transporte do gás natural, um importante passo foi dado mediante a instauração do Concurso Aberto, um leilão de capacidade firme de transporte, por meio da ampliação dos dutos já existentes. Esse leilão possibilitará a entrada de novos agentes na atividade de transporte (atividade monopólica), favorecendo a introdução da concorrência no suprimento de gás natural. Os novos carregadores vão concorrer entre si, a fim de venderem mais gás às distribuidoras ou grandes consumidores, inclusive, às novas usinas termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade que, sozinhas, espera-se consumir cerca de 60 milhões de m³/dia de gás natural, supondo a viabilização das 40 UTEs integrantes do programa (dados da Aneel, em junho de 2002).

O Concurso Aberto, que representa a ampliação da malha de transporte de gás natural no país, foi criado de forma a limitar a participação da Petrobrás na ampliação dos dutos de transporte. Desta forma, a estatal está limitada a contratar no máximo 40% da capacidade a ser expandida. Será possível introduzir, de forma não discriminatória e concorrencial, a entrada de novos supridores neste mercado

4.4 Questões Pendentes

O modelo institucional da indústria do Gás Natural ainda se encontra em processo de transição e as incertezas permanecem elevadas, o que dificulta o desenvolvimento da indústria. Por esta razão, a ANP vem trabalhando na regulamentação das leis que regem o mercado nacional de petróleo e de gás natural. Porém, o processo de construção do marco regulatório é complexo e tem ocorrido de acordo com as necessidades regulatórias apresentadas ao longo da história.

Os pontos apresentados abaixo são os atuais entraves para o pleno desenvolvimento da indústria nacional de gás natural.

1. Competição do Gás Natural X Óleo Combustível - o reduzido preço do óleo combustível, em especial dos mais pesados, pode representar uma barreira à introdução do gás natural, uma vez que os energéticos concorrem entre si.

2. Posição dominante da Petrobrás - historicamente detentora do monopólio do petróleo e gás, a empresa, verticalmente integrada, é a maior operadora do setor. Em suas estratégias comerciais, a estatal procura preservar seus mercados, impedindo ou dificultando a entrada de outros agentes e retardando a introdução do processo de concorrência que se pretende instaurar. Legalmente é impossível dividir a Petrobras ou obrigá-la a vender sua participação em outras empresas.

3. Dificuldade de harmonizar cláusulas do tipo take or pay de contratos de contratos de gás com a otimização hidrotérmica do sistema elétrico - espera-se um incremento importante do gás natural como combustível para a geração de energia. Entretanto, a natureza dos contratos de gás natural e de compra e venda de energia dificulta a conciliação de ambos.

4. Tributação do gás natural — o principal problema consiste na imposição de tributação em cascata do gás natural, em cada uma das distintas atividades da cadeia. Soma-se a isso, a tributação nos diferentes estados por onde passa um gasoduto.

5. Limites da regulação estabelecidos pela Lei 9478/97 - a Lei do Petróleo não atribui a ANP qualquer papel com relação ao processo de negociação e elaboração contratual na atividade de transporte de gás natural. Além disso, a lei de criação da Agência não fala sobre a possibilidade de limitações graduais à participação cruzada dos agentes como meio de introduzir a concorrência, visando ao aumento da eficiência nas atividades da cadeia.

6. Dificuldades de licenciamento ambiental - muitos projetos não têm sua construção iniciada em função de dificuldades impostas por órgãos ambientais.

7. Indefinição com relação ao acesso às redes - o livre acesso às redes de transporte está estabelecido pelo artigo 58 da Lei 9478/97 mas, no momento, ainda não está regulamentado pela ANP. Há quatro Minutas de Portaria, todas referentes ao livre acesso, em fase de Consulta Pública, para o recebimento de comentários dos agentes e espera-se que, no curto prazo, tais regulamentos já estejam em vigor.

8. Fronteira de competência entre a ANP e as agências estaduais de regulação - A divisão da regulação, portanto, se dá na entrega do gás no city-gate. Esta divisão com relação à tarefa regulatória dentro de uma mesma indústria, dificulta a homogeneização e a continuidade desejada do processo regulatório. A existência de muitos estados e reguladores estaduais aliados à da indústria, em especial no que diz respeito ao seu grau de maturação, tornam ainda mais complexa a tentativa de unificação do processo e dos instrumentos regulatórios utilizado ao longo da cadeia do gás natural, desde a exploração ou importação até sua entrega ao consumidor final.

4.5. Oportunidades e desafios para a consolidação da indústria do Gás Natural no Brasil

No que diz respeito à demanda, espera-se uma elevação significativa do consumo de gás natural através do aumento da utilização deste energético como combustível veicular (GNV). O país já tem experimentado uma ampliação no consumo de GNV, que aparece como uma alternativa barata frente a outros combustíveis. Espera-se, para os próximos anos, um incremento ainda maior (há perspectivas de substituição do diesel pelo GNV na frota de ônibus dos grandes centros). Dessa forma, são necessários investimentos em postos revendedores de GNV, na distribuição de GNC a granel, e na infra-estrutura de distribuição de gás canalizado. O desafio regulatório consiste na interação da ANP com órgãos estaduais competentes, no sentido de regular as relações entre as concessionárias de distribuição de gás canalizado, a distribuidora de combustível e os postos revendedores.

Outro fator que deve ser responsável pela ampliação da participação do gás natural na matriz energética nacional é o aumento na utilização do gás no setor industrial, deslocando o consumo de energia elétrica para fins térmicos e, já com alguma dificuldade,

as diferentes categorias de óleos combustíveis. As áreas atendidas com o gás de origem boliviana enfrentam hoje problemas de competitividade do gás natural frente aos óleos, especialmente os mais pesados (altamente poluentes). É preciso explorar as vantagens ambientais do gás natural, de forma que esses fatores venham a se refletir em termos de competitividade.

Com relação à oferta, as perspectivas crescentes do aumento da produção do gás natural nacional e o de origem importada vão viabilizar esse incremento no consumo. Por meio das rodadas de licitação de blocos promovidas pela ANP, espera-se que haja uma ampliação na descoberta de reservas nacionais de gás, decorrente do aumento de investimentos das empresas na atividade de exploração dos blocos.

Por outro lado, o aumento dos investimentos em E&P na Bolívia implicou a descoberta de novas reservas para as quais ainda não há demanda local. O mercado brasileiro vai ser o principal demandante dessa oferta. Entretanto, para que a importação deste gás ocorra de forma não discriminatória, o desafio da ANP é garantir o livre acesso ao Gasbol, de modo a permitir que as pressões competitivas na oferta do gás boliviano se reflitam no mercado brasileiro.

Os desafios são, portanto, a resolução dos pontos anteriormente apresentados, em especial, a consolidação do modelo concorrencial, do processo de definição dos critérios tarifários e das condições de acesso para gasodutos de transporte, diante dos limites de atuação impostos pelo modelo de acesso negociado; a adequação da estrutura tributária, complexa e cumulativa, que tem se mostrado incompatível com a nova estrutura da indústria de gás do país; a compatibilidade entre as ações dos órgãos reguladores federais e estaduais, assim como da harmonização dos modelos adotados em cada estado; conciliação das questões contratuais e regulatórias entre os mercados de gás natural e energia elétrica; e compatibilização internacional de regras e ações regulatórias com os países vizinhos, garantindo o desenvolvimento internacional de regras e ações regulatórias com os países vizinhos, garantindo o desenvolvimento de um mercado regional competitivo e integrado.

Capítulo 5 – Estrutura de precificação e repasse dos preços do Gás Natural

5.1 Precificação do Gás Natural

5.1.1 Introdução

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a desregulamentação dos preços. No entanto, a estrutura de monopólio que configura hoje a indústria de gás natural no Brasil levará ainda diversos anos para se modificar. E mesmo a entrada, no médio prazo, de algum novo produtor, ou de novas alternativas de gás importado, deverá modificar mercados locais específicos, não afetando a estrutura de monopólio local nas demais regiões. A manutenção de uma política de preços regulados é a mais adequada por um período de tempo ainda consideravelmente longo, até a consolidação dos diversos mercados regionais.

Nesse sentido, o Ministério de Minas e Energia desenvolveu, em colaboração com a Agência Nacional do Petróleo, uma nova política de preços para o gás natural, baseada nas seguintes premissas:

- Menor volatilidade dos preços em relação à política anterior;
- Simplicidade das regras, dada a fase ainda inicial da indústria;
- Separação definitiva, do ponto de vista da formação do preço, entre as atividades de comercialização e transporte;
- Introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo subsídios cruzados entre usuários do serviço;
- Compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do próprio mercado, visando sempre a defesa dos interesses do consumidor;

O objetivo fundamental da nova proposta é o de reduzir as distorções do atual processo de formação de preço do gás natural que refletem a estrutura monopolista que configura ainda hoje a indústria de gás no Brasil, introduzindo mecanismos de preços que reflitam melhor suas estruturas de custos. O preço do gás natural cobrado às distribuidoras locais incorpora um custo de transporte, que representa uma parcela fixa, associada a uma atividade de serviço que em nada se relaciona com as atividades de exploração e produção de gás ou petróleo. A separação clara desses custos na composição do preço significa a introdução de mecanismos mais próximos àqueles que guiam os preços do gás nos mercados concorrenciais.

A nova política tem por objetivo permitir o desenvolvimento da indústria do gás natural, rumo ao mercado concorrencial e à desregulamentação do preço do gás natural no Brasil, com exceção das atividades de transporte (ANP) e de distribuição (agências estaduais).

5.1.2 Preço do gás natural-Referência analítica

O preço do gás natural pode ser determinado basicamente de duas formas. O preço pode refletir o custo de ofertar este gás – cost plus approach. Nesse caso, o preço do gás deve ser determinado pelo custo marginal de longo prazo mais um depletion fee (taxa de desconto intertemporal), que reflete o custo de oportunidade de consumir o gás hoje no lugar de guardar para o futuro. Este preço representaria o limite inferior de preço para o gás, e essa abordagem seria mais adequada a países com excedente de oferta que não pode ser exportado.

Alternativamente, o preço do gás pode ser determinado pelo valor que os consumidores estariam dispostos a pagar por este gás – market price approach. O preço do gás natural seria determinado a partir do mínimo entre fontes alternativas de gás (gás importado, por exemplo) e combustíveis alternativos. Este preço representaria o limite superior para o preço do gás, e seria mais apropriado a países como o Brasil, com mercados em fase de desenvolvimento, necessidade de importação para atingir a demanda

e, conseqüentemente, necessidade de encorajar as atividades de E&P e o uso eficiente deste energético.

5.1.3 Preço do gás natural de produção nacional

Em relação ao gás natural ao consumidor final, a sua regulação é realizada pelos estados, através da aprovação da margem de distribuição para cada empresa. Quanto ao preço do *city-gate* (denominado de estação de entrega e recebimento de gás natural pela concessionária estadual de distribuição de gás canalizado), seu valor sempre esteve diretamente atrelado a uma cesta de óleo combustível. Depois de consecutivos aumentos de preço do óleo combustível, em decorrência da alta do petróleo, o Governo e a Petrobras, em comum acordo com os agentes do setor decidiram pela estabilização do preço do gás no último trimestre de 1999, viabilizada por descontos proporcionados pela Petrobras às distribuidoras. Em 17 de fevereiro de 2000, foi emitida uma nova regulamentação de preços para o gás natural nacional através da Portaria Interministerial nº 003. A principal característica da regulamentação foi a separação, pela primeira vez, do preço da *commodity* produzida no país do seu preço de transporte. A Portaria estabeleceu que o preço máximo do gás nacional para venda à vista às empresas concessionárias será calculado pela seguinte fórmula:

$$P_m = P_{GT} + T_{REF}$$

Sendo: P_{GT} : preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (*commodity*) e T_{REF} : tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural, calculada pela ANP.

O preço referencial do gás natural (P_{GT}) passou a ser calculado a partir do preço internacional de uma cesta de óleos combustíveis. Atualmente, as áreas atendidas com gás natural de origem boliviana enfrentam problemas de competitividade do gás natural frente aos óleos, especialmente os mais pesados (altamente poluentes). É preciso explorar as vantagens ambientais do gás natural, de forma que esses fatores venham a se refletir em termos de competitividade.

Segundo a fórmula abaixo, além do preço referencial do gás natural ser uma média das cestas de óleos combustíveis internacionais, deve-se também refletir a variação cambial no trimestre vigente. Na prática, essa fórmula faz com que o valor do gás natural acompanhe o preço internacional do petróleo.

A cada trimestre, o preço do gás natural (commodity) será:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(\text{ant})} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Onde:

$P_{GT(\text{ant})}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³ (estabelecido pelo Ministério Minas e Energia);

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC_0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE;

$F1_0$, $F2_0$ e $F3_0$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a

que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

Havia um antigo sistema que vigorou até 30 de junho de 2000, que apresentava uma deficiência no sentido de não considerar no preço do produto os componentes relativos à distância até os pontos de entrega, a parcela T_{Ref} . O principal objetivo desse novo procedimento foi o de introduzir mecanismos de preços que melhor representam sua estrutura de custos. Separando claramente os custos de transporte daqueles relacionados às atividades de exploração e produção de gás, será possível chegar-se mais próximo à situação dos mercados concorrenciais. O ponto principal desta nova sistemática é a existência de preços diferenciados por ponto de entrega.

Em 9 de abril de 2002, foi emitido pela Portaria nº45 da ANP o estabelecimento das Parcelas Referenciais de Transporte (T_{REF}) para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado.

Na Tabela abaixo, as T_{REF} de cada região do país:

Estado	R\$/ mil m³
Ceará	26,94
Rio Grande do Norte	19,20
Paraíba	30,46
Pernambuco	38,84
Alagoas	0,00
Sergipe	14,29
Bahia	15,15
Espírito Santo	15,05
Rio de Janeiro	16,18
São Paulo	30,98
Minas Gerais	36,56
Média	22,20

Fonte: ANP; Portaria nº 45/02

As T_{ref} estabelecidas consideram 60% dos custos de transporte proporcionais à distância, de forma a refletir melhor a correta identificação e alocação de custos entre os

usuários. Estas tarifas são atualizadas no dia 1º de julho de cada ano, pela variação do Índice Geral de Preços (IGP-M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas, no período de 12 meses até maio, inclusive, do ano de atualização.

Os preços máximos de venda do produto incluem a contribuição ao Programa de Integração Social – PIS ou ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público PASEP e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social COFINS, segundo as correspondentes alíquotas vigentes na data de publicação da Portaria Interministerial nº 3/00 e estarão sujeitos à incidência do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviço de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicações – ICMS, bem como de qualquer outro tributo que venha a incidir sobre o faturamento ou a comercialização do gás natural.

Abaixo a tabela de preços praticados pela Petrobrás com vigência a partir de julho de 2002:

Distribuidora (R\$/ mil m³)	Combustível		
	Commodity	Tarifa de Transporte	Total
CEGÁS	185,65	29,33	214,98
POTIGÁS	185,65	20,90	206,55
PBGÁS	185,65	33,16	218,81
COPERGÁS	185,65	42,29	227,94
ALGÁS	185,65	0,00	185,65
EMSERGÁS	185,65	15,56	201,21
BAHIAGÁS	185,65	16,50	202,15
BR-ES	185,65	16,39	202,04
CEGÁS	185,65	17,62	203,27
CEG-RIO	185,65	17,62	203,27
GASMIG	185,65	39,81	225,46
COMGÁS	185,65	33,73	219,38

Fonte: Petrobras/Gás & Energia

5.1.4 Preço do gás natural importado

O gás natural importado deverá seguir os preços definidos nos contratos de fornecimento entre as partes.

Todavia, os contratos de transporte de gás natural importado referentes aos trechos em território nacional deverão estabelecer tarifas que estejam de acordo com os critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou da regulamentação vigente.

5.2 Reajuste do preço do Gás Natural destinado às centrais termelétricas

5.2.1 Introdução

Considerando a necessidade de adequação das condições de reajuste do preço do gás natural destinado às centrais termelétricas integrantes do PPT (Programa Prioritário de Termelétricidade), com a data de reajuste da tarifa de fornecimento da concessionária de distribuição de energia, resolve fixar o preço base máximo, em Reais por MMBTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, que entrem em efetiva operação comercial até 30 de junho de 2003, e inclua em seus contratos de suprimento compromisso firme de recebimento e entrega de gás, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Preço Base} = 2,581 \text{ US\$/MMBTU} \times \text{TMD}_0,$$

valor estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 176/01)

Sendo:

TMD_0 = média das taxas diárias de câmbio (R\$/US\$) entre o trigésimo dia anterior e o trigésimo dia posterior à data de publicação da Portaria Interministerial nº 176/01. Para esse cálculo será utilizada a taxa de câmbio comercial de venda (PTAX-800).

Caso ocorra algum benefício decorrente de renegociação do preço referência de importação de gás (entre o importador e quem está fornecendo o Gás Natural), por reflexo de alteração de fórmula de reajuste, poderá ser parcialmente repassado ao preço contratual vigente no âmbito do PPT.

A quantidade de gás natural a ser contratada foi limitada a um volume máximo de 40 milhões de m³/ dia.

5.2.2 Precificação para centrais termelétricas

O preço base máximo será decomposto em duas parcelas:

- a primeira, correspondendo a 80%, com reajuste estipulado pelas variações da taxa cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos da América; o indicador utilizado será o número índice do *PPI, all commodities*, publicado pelo U.S Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

- a segunda, correspondendo a 20%, com reajuste estipulado pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

O preço inicial do gás de cada contrato será calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$PG_1 = P_{D1} + P_{R1}$$

$$P_{D1} = 2,581 * 0,8 * PPI_1 / PPI_0 * TMD_1$$

$$P_{R1} = 2,581 * TMD_0 * 0,2 * IGPM_1 / IGPM_0$$

Onde:

PG_1 = Preço inicial dos contratos de gás natural, aplicado ao período compreendido entre o início de fornecimento e a data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento;

P_{D1} = Parcela do preço inicial dos contratos de gás com variação cambial pelo dólar dos Estados Unidos da América e com variação pelo índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI);

P_{R1} = Parcela do preço inicial dos contratos de gás com variação pelo IGPM;

PPI_0 = número índice de preços ao atacado nos Estados Unidos (*PPI all commodities*) no mês de abril de 2001, publicado pelo U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics;

PPI_1 = PPI correspondente ao mês anterior ao início do fornecimento de gás;

$IGPM_0$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas, correspondente ao mês de março de 2001;

$IGPM_1$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas, correspondente ao mês anterior ao início do fornecimento de gás;

TMD_1 = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos da América no período de trinta dias que antecede a data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, divulgado pelo Sistema de Informações do Banco Central – SISBACEN (PTAX-800).

A partir da data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, o preço do gás contratado será reajustado anualmente, com base nas seguintes fórmulas:

$$PG_k = P_{Dk} + P_{Rk} + PC_k$$

$$P_{Dk} = P_{Dk-1} * PPI_k / PPI_{k-1} * TMD_k / TMD_{k-1}$$

$$P_{Rk} = P_{Rk-1} * IGPM_k / IGPM_{k-1}$$

Onde:

PG_k = Preço dos contratos de gás natural, aplicado anualmente a partir da data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, para k maior ou igual a 2;

P_{Dk} = Parcela componente do preço dos contratos de gás com variação pela taxa cambial do dólar dos Estados Unidos da América e pela variação do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI), para k maior ou igual a 2;

P_{Rk} = Parcela componente do preço dos contratos de gás com variação pelo IGPM, para k maior ou igual a 2;

PPI_k = PPI correspondente ao mês anterior ao mês de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, de cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

$IGPM_k$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas correspondente ao mês anterior ao mês de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

TMD_k = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos da América no período compreendido pelos trinta dias anteriores a data de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, divulgada pelo Sistema de Informações Banco Central – SISBACEN (PTAX-800), em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

PC_k = Parcela compensatória destinada a conferir cobertura para a variação cambial do preço do gás natural entre as datas de aniversário de reajustes anuais subsequentes de cada contrato, para k maior ou igual a 2.

O mecanismo de compensação criado, poderá ser aplicado a qualquer contrato de compra e venda de gás natural destinado à geração termelétrica, mediante acordo entre as partes e na forma da regulamentação vigente.

Foi criada a Conta de Compensação – CC e a Parcela Compensatória - PC destinadas a viabilizar a manutenção de preços constantes dos contratos por períodos de doze meses consecutivos, com as seguintes características e definições, detalhadas abaixo:

I - CC é definida como sendo o saldo do montante da diferença entre, de um lado, o preço, em Reais, do gás natural vigente nas diversas datas de vencimento das faturas, resultante da conversão do equivalente em dólares dos Estados Unidos da América da parcela do preço definido por ocasião do último reajuste, utilizando-se a taxa de câmbio da data de faturamento, e, de outro, o preço fixo em Reais, ponderado pelos volumes faturados, acrescidos da respectiva remuneração financeira;

II - PC é definida como sendo o valor da CC, na data de aniversário do contrato, acrescido da estimativa de remuneração financeira a ser aplicada no período de compensação, dividido pelo volume de gás com compromisso firme de recebimento (*take or pay*), para o período de doze meses subsequentes.

O gás natural do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) – 80% do qual é importado, atualmente da Bolívia, e por isso, influenciado pela variação cambial- passará a ter um fixo em reais pelo período de 12 meses.

No momento a Petrobrás supre o mercado nacional com gás importado, mas com o desenvolvimento da demanda espera-se a entrada de outros fornecedores.

Nos 12 meses em que o preço do gás natural permanecer fixo, o supridor arcará com a diferença entre o preço em dólar (pago à companhia exportadora) e o preço em Reais (pago pela empresa geradora de energia elétrica). A fim de evitar perdas ou ganhos para o supridor, a diferença entre o preço pago pela empresa geradora será acumulado e capitalizado ao longo dos 12 meses pela taxa Selic, tanto numa direção como na outra, ou seja, tanto no caso de depreciação como na apreciação do Real.

No final do período, os movimentos da taxa de câmbio (apreciação ou depreciação do Real) serão repassados ao longo da cadeia para distribuidoras e consumidores. Com este

mecanismo, o preço da energia gerada tanto pode aumentar como diminuir de um ano para o outro.

5.3 Precificação da energia para o consumidor final

5.3.1 Introdução

As tarifas cobradas dos consumidores finais estruturam-se tanto por nível de tensão (alta, média e baixa) como por classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviços públicos, poderes públicos, iluminação pública). Os consumidores ligados em alta tensão têm a possibilidade de escolher tarifas diferenciadas por horário de consumo (ponta e fora de ponta) e por época do ano (período úmido e período seco). Enquanto que para os consumidores da classe residencial, ligados em baixa tensão, dependendo de seu nível de consumo foram criadas faixas onde são aplicadas tarifas sociais.

Por ser necessário preservar o preceito legal de equilíbrio econômico-financeiro, os contratos de concessão das distribuidoras especificam três mecanismos de atualização tarifária: i) reajuste anual; ii) revisão periódica; iii) revisão extraordinária.

Os reajustes pretendem oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário, sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período. As revisões são feitas ordinariamente a cada cinco anos (revisões periódicas) e têm por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. As revisões extraordinárias podem ser solicitadas nos períodos de reajuste, sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

5.3.2. Reajuste Tarifário

Os contratos de concessão de distribuição prevêm reajustes anuais de tarifas, com revisões no caso de equilíbrio econômico-financeiro. Para fins de reajuste tarifário, os

custos de uma distribuidora são divididos em duas partes- a parcela A que abrange os custos não gerenciáveis e a Parcela B que envolve os custos remanescentes.

Os reflexos na tarifa de fornecimento da variação dos custos da Parcela A, onde se incluem os custos de compra de energia, são calculados comparando-se os custos incorridos na data de referência anterior- DRA e na data de referência em processamento- DRP. As datas DRA e DRP são específicas de cada contrato de concessão e estão vinculadas à data de assinatura do mesmo.

Nos contratos assinados pela ANEEL com as distribuidoras de energia elétrica, está previsto o uso de um fator de correção (fator X) do reajuste tarifário, cujo principal objetivo é induzir a concessionária a explorar as oportunidades de melhoria da eficiência econômica de sua concessão. Esse fator atua também como instrumento de repartição dos ganhos de eficiência da concessionária com seus consumidores.

Os reajustes anuais são calculados com base na seguinte fórmula paramétrica, conhecida como Índice de Reajuste Tarifário- IRT.

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA1} + \text{VPB0} * (\text{IGPM} - \text{X})}{\text{RA0}}$$

O índice IRT das distribuidoras de energia corresponde ao reajuste tarifário que deve ser aplicado anualmente. É calculado com base numa combinação dos custos não-gerenciáveis, sendo a parcela **VPA1** refletindo a evolução dos custos que independem de decisões das concessionárias (**nota-1**) e que representa 60% do total. A parcela **VPB0** é composta pelos custos que dependem essencialmente da eficácia da gestão empresarial (custos gerenciáveis), que são corrigidos pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) da Fundação Getúlio Vargas dos últimos 12 meses que é utilizado como indexador de custos para os custos controláveis. Esta parcela corresponde aos demais 40% (**nota-2**).

O fator X representa a indução à melhoria da eficiência econômica das atividades monopolistas. E o **RA0** corresponde à receita anual da concessionária, e os índices (1 e 0)

correspondem, respectivamente, ao ano em que a tarifa será aplicada e ao ano imediatamente anterior.

É importante notar que, tanto nas parcelas de custos quanto na parcela de receita da fórmula acima, não devem ser contabilizados os valores relativos à aquisição e à comercialização de energia para os consumidores livres (**nota-3**). Tampouco devem ser contabilizados os custos relativos às atividades não vinculadas à prestação de serviços elétricos (**nota-4**).

(nota-1) São eles: Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); Quota da Reserva Global de Reversão (RGR); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Energia Comprada para Revenda Convencional e de Itaipu; Encargos pelo Uso da Rede Básica; Transporte de Itaipu e Encargos de Conexão do Sistema.

(nota-2) São eles: Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outras Despesas e Remuneração.

(nota-3) Contudo, deve ser contabilizada na parcela de custos não controláveis a compra de energia para os consumidores regulados.

(nota4) Como, por exemplo, a venda de serviços para telefonia.

Tarifas Médias por Classe de Consumo Regional e Brasil (R\$/MWh) Tarifas referentes ao ano 2002 - Janeiro a Agosto						
Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	182,24	184,36	216,46	206,38	193,99	206,49
Industrial	54,25	74,53	100,62	103,96	100,05	93,44
Comercial	161,76	163,42	190,09	174,84	176,27	181,52
Rural	124,21	105,19	120,28	103,82	112,52	111
Poder Público	167,01	171,35	186,97	181,86	181,12	180,79
Iluminação Pública	103,77	103,31	118,06	106,27	102	110,78
Serviço Público	105,67	96,86	105,14	113,05	97,56	104,2
Consumo Próprio	167,87	170,67	86,17	93,33	197,26	98,54
Tarifa Média Total	118,75	147,98	142,13	107,02	151,99	140,06

Fonte: Site Aneel

As distribuidoras de energia têm o direito a um reajuste de tarifa por ano, segundo o contrato de concessão. O reajuste deve entrar em vigor na data de aniversário do contrato. A tarifa inclui o gasto com a compra de energia de hidrelétricas e termelétricas (parcela VPA1) e os custos gerenciáveis, como folha de pagamento (parcela VPB0). A primeira parcela esta sujeita à variação do dólar e pode ser repassada às tarifas.

Um exemplo atual foi o caso do reajuste tarifário autorizado pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) à concessionária Light no início de novembro de 2002. A Light fornece energia para a cidade do Rio de Janeiro e para outros 32 municípios do Estado. Cerca de 25% da energia fornecida pela Light são compradas em dólar da Usina Hidroelétrica de Itaipú, sofrendo assim, direta influência da cotação da moeda nos últimos 12 meses.

Segundo a Aneel, o impacto da energia comprada da usina binacional nas tarifas foi de aproximadamente 3,89 pontos percentuais. O item que teve o maior peso no aumento da tarifa da Light foi o da energia comprada das usinas, que representou 10,5 pontos percentuais no reajuste da distribuidora.

5.3.2. Valor Normativo- Introdução

A necessidade de controle do repasse dos custos de energia comprada pelas distribuidoras a seus clientes cativos sempre foi um ponto de grande relevância para os órgãos reguladores, tendo sido inclusive objeto de exaustivas discussões durante o desenvolvimento do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, PROJETO RE-SEB, no período 1995-1998.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 apresenta, dentre outros, a nova forma de relacionamento entre concessionários e autorizados de geração e concessionários e autorizados de distribuição onde a compra e venda de energia passa a ser de livre negociação, observadas as condições de transição no período 1998-2005. A partir de 2003, os volumes de energia inicialmente contratados serão gradativamente reduzidos, na proporção de 25% ao ano, e liberados para contratação no ambiente de mercado. Essa lei também determina que a ANEEL estabeleça critérios que limitem os repasses do custo da compra de energia elétrica, bilateralmente negociada, para as tarifas de fornecimento aplicável aos consumidores cativos. A Lei 9.074, de 1995, estabelece que, após julho de 2003, o Poder Concedente poderá vir a diminuir os limites de carga e tensão que caracterizam os consumidores cativos, podendo estabelecer que todo e qualquer consumidor de energia elétrica venha a ser classificado como consumidor livre e por conseguinte fazer sua opção de compra a qualquer concessionário.

O processo regulatório para estabelecimento desses limites iniciou-se com a publicação da Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, na qual foram estabelecidos os procedimentos para o cálculo do repasse, onde o Valor Normativo é o custo de referência para cotejamento entre o preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas. Após processo de Audiência Pública, a ANEEL emitiu a Resolução nº 233, em 29 de julho de 1999, onde foram estabelecidos os valores normativos para referência de repasse, discriminados por fonte de geração, sujeitos a fatores de ponderação e fórmula de reajuste.

A legislação já previa a revisão dessas regras e valores de repasse na ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de energia elétrica e nas políticas e diretrizes do Governo Federal, entre outros. A fixação de preços e condições, por parte do Governo Federal, quanto à utilização do gás natural para geração de energia elétrica, consolidadas na Portaria MME nº 215, de 26 de julho de 2000, a crescente demanda mundial ao mercado fornecedor de máquinas e equipamentos termelétricos, assim como a evolução nos custos de operação e manutenção, acarretaram em necessidade de atualização dos valores normativos até então vigentes, o que se deu por meio da Resolução ANEEL nº 22, de 01 de fevereiro de 2001.

Outro aspecto de fundamental para o estabelecimento de critérios que limitem o repasse dos preços livremente negociados para as tarifas é a característica de necessidade de expansão da oferta de energia no setor elétrico brasileiro. É esperado um crescimento do mercado de energia elétrica a uma taxa de 4,3% ao ano para os próximos dez anos, sendo necessário um acréscimo de potência da ordem de 30 mil MW, o que significa investimentos da ordem de R\$ 33 bilhões no período 2002-2008.

De um modo geral, considerando o atual cronograma de obras de geração, é necessário no curto prazo a realização de novos contratos de compra de energia vinculados aos empreendimentos de geração, visando a expansão a partir de 2002.

Os valores normativos estabelecidos trazem as condições necessárias à distribuidores e geradores para a realização desses contratos de longo prazo (PPA's), garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas.

5.3.4 Limite de repasse e custo de compra de energia

O dispêndio com a compra de energia – CE, é analisado em dois momentos, DRA e DRP, devendo as parcelas que o compõe serem consideradas referidas às mesmas datas, observando o que se segue:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCE_i \times PCE_i) + (\sum MCR_i \times PCR_i) + (MCP \times VNC) + TCE,$$

Onde:

1. MCI x PCI- Volume de compras de energia elétrica dos contratos iniciais valorado pelas tarifas dos mesmos;

2. TCI- Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição referentes aos contratos iniciais;

3. $\sum MCE_i \times PCE_i$ – Volume de compras de energia elétrica através de contratos bilaterais valorado pelo preço de repasse de cada contrato;

4. $\sum MCR_i \times PCR_i$ – Volume de compras de energia elétrica de concessionárias de serviço público valorado pela tarifa correspondente ao contrato bilateral.

5. MCP x VNC- Volume de compras de energia elétrica no curto prazo valorado pelo valor normativo de curto prazo;

6. TCE – Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição complementares aos contratos iniciais.

No cálculo do custo das compras de energia livremente negociadas ($\sum MCE_i \times PCE_i$) é que tem a aplicação dos limites de repasse. O preço de repasse das compras de energia elétrica PCE_i será decorrente da comparação entre o preço contratado entre a distribuidora e a geradora (PB_i) e os valores normativos.

5.3.5 Valor Normativo

Na atualização dos valores normativos, a ANEEL analisou diferentes projetos de geração hidro e termelétricos, adotando parâmetros econômicos-financeiros coerentes com as atuais estruturas de financiamento e preços praticados pelos empreendedores em instalações de energia elétrica.

A Portaria MME nº215, de 26 de julho de 2000, estabeleceu os preços e formas de reajuste do gás para utilização em centrais geradoras de energia elétrica, a saber:

a) preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MM btu, na base de setembro de 1999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com

as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;

b) preço equivalente em reais a US\$ 2,475/MM btu, na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência;

Apresenta-se a seguir, os valores normativos reposicionados para janeiro de 2001:

Fonte	Valor Normativo	
	R\$/MWh	US\$/MWh
Competitiva	72,35	36,85
Termelétrica a Carvão Nacional	74,86	38,13
Pequena Central Hidrelétrica	79,29	40,39
Termelétrica Biomassa	89,86	45,77
Eólica	112,21	57,15
Solar Foto-voltáica	264,12	134,53

Fonte: Resolução Aneel nº22/2001

* A fonte 'Termelétrica a Biomassa' engloba as centrais geradoras que utilizem, no mínimo, 75% de tais combustíveis.

Cabe ressaltar que preços de compra de energia até 5% maiores que o valor normativo das respectivas fontes (Vni), serão integralmente repassados para as tarifas do consumidor final, como pode ser visto na tabela abaixo:

Fonte	Preço Máximo com Repasse Integral (Vni x 1,05)	
	R\$/MWh	US\$/MWh
Competitiva	75,96	38,69
Termelétrica a Carvão Nacional	78,6	40,04
Pequena Central Hidrelétrica	83,26	42,41
Termelétrica Biomassa	94,35	48,06
Eólica	117,82	60,01
Solar Foto-voltáica	277,33	141,26

Fonte: Resolução Aneel nº22/2001

Um contrato bilateral ao ser firmado, terá a ele associado o Valor Normativo em vigor na data da assinatura e permanecerá com o mesmo valor de referência durante todo o prazo contratual. Esse valor de referência será atualizado para as datas DRA e DRP quando do reajuste tarifário do concessionário de distribuição através de uma fórmula que contempla 3 índices: inflação interna, preços do combustível e variação cambial, mostrada abaixo:

$$VNi = VNoi \times \left(K_{1i} \times \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} \times \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + k_{3i} \times \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right)$$

Onde:

- ✓ IGPM = índice geral de preços ao mercado- FGV
- ✓ COMB = preço do combustível. É realizado para diferentes energéticos- gás natural, carvão nacional e carvão importado e manutenção de reajuste dos demais combustíveis pelo IGP-M.
- ✓ IVC = cotação de venda do dólar norte-americano- Banco Central do Brasil
- ✓ $K_1 + k_2 + k_3 = 1$
- ✓ $K_2 + k_3 < 0,75$

O valor mínimo estabelecido para k1 (fator de ponderação do índice IGP-M) é de 25%, considerando as novas estruturas de investimento adotadas pelo setor. Os valores de k1, k2 e k3 serão submetidos à apreciação da Aneel, podendo ser após o décimo ano de

vigência contratual serem flexibilizados conforme a nova estrutura do empreendimento. Após o décimo ano estes fatores poderão ser revistos a cada cinco anos.

O valor normativo – VN definido para um dado projeto é mantido por todo o prazo do contrato com atualização (reajustes anuais). O reajuste dos valores normativos considera a variação do preço do combustível utilizado pela central termelétrica, variação cambial (equipamento importado ou financiado) e a inflação interna (IGP-M).

Capítulo 6 – Conclusão

Com o término do racionamento em 2001, a principal opção para o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil, foi a geração térmica pelo aproveitamento a Gás Natural. O Governo Federal pretendia ampliar a participação do Gás na matriz energética de 2% para 12% nos próximos 10 anos.

Entretanto, o período pós-acionamento se deparou com um cenário diferente do esperado. Primeiramente, a demanda interna por energia elétrica não voltou aos níveis que se encontrava antes do racionamento. A população em geral reeducou seus hábitos de consumo na tentativa de evitar ao máximo o desperdício de energia. Além disso, o cenário econômico atual se encontra numa situação desfavorável.

Dado o quadro descrito acima, existem diversos fatores que, no curto prazo, estão contribuindo para um desaquecimento dos planos de expansão das Termelétricas a Gás Natural.

Primeiro, vale ressaltar que o modelo de precificação do Gás Natural está estritamente ligado à uma cesta de óleos combustíveis e à variação cambial. Dessa forma, com o país enfrentando sérios problemas econômicos e a maior desvalorização desde a implementação do Plano Real, torna-se arriscado e custoso a viabilização, no curto prazo, desse tipo de projeto.

Segundo, as distribuidoras de energia também arcam com a desvalorização cambial, pois o custo que elas têm com a compra de energia onde grande parte vem das usinas hidroelétricas e das termelétricas não é totalmente repassado para o consumidor final devido ao Valor Normativo (são ‘limites’ de repasses de tarifas das distribuidoras aos consumidores finais).

Por último, a Regulação do Gás Natural é uma regulação recente que tenta se adaptar de maneira a acompanhar as constantes mudanças do setor elétrico. Nesse sentido, a ANP como agente regulador tem o desafio de, ao mesmo tempo, permitir o

desenvolvimento do mercado a Gás Natural segundo a política energética do país, como também em assegurar os princípios estabelecidos em Lei.

Dessa forma, para que seja possível vislumbrar a expansão das Termelétricas a Gás Natural como um mercado promissor é, necessário, principalmente, que a Regulação do Gás Natural amadureça e que possa, junto com um cenário econômico mais estável, gerar o esperado crescimento para o setor elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Viscusi, W. Kep; Vernon, John e Harrington, Joseph. “Economics of Regulation and Antitrust”.

Train, E. Kenneth (1997). “Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly”.

Faria, V. C. de S. e Rodrigues, A. P (2001). “Position Paper sobre o Setor de Gás Natural no Brasil”. Rio de Janeiro

Agência Nacional do Petróleo (2002). “Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2002”. Rio de Janeiro

Torres Filho, Ernani Teixeira (2002). “O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado”. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 9, n. 17, junho de 2002

Jornal Valor Econômico, novembro de 2002

Presidência da República, Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997

Revista Balanço Setorial (2002). “Petróleo & Gás”. Gazeta Mercantil, Rio de Janeiro, junho de 2002

Schutze, Amanda Mota (2000). “Privatização e Competitividade em energia: Eletricidade e Gás Natural”. Monografia de conclusão. PUC, dezembro de 2000

Sites:

www.anp.gov.br

www.aneel.gov.br

www.gasnet.com.br

www.redegasenergia.com.br

www.energiabrasil.gov.br

www.tbg.com.br