

Dissertação de Mestrado

Desenhos de Mercado do Setor de Gás Natural e o
Caso Brasileiro

Fernando Tavares Camacho ¹
EPGE - Fundação Getulio Vargas

Orientador: Flavio Menezes (ANU e EPGE / FGV-RJ)

¹camacho@fgvmail.br

Resumo

Este trabalho tem como objetivo analisar os principais fatores envolvidos no desenvolvimento e funcionamento da indústria de gás natural, para então detectar e diagnosticar as principais falhas existentes no mercado brasileiro de gás. A análise é realizada a partir da caracterização dos diversos desenhos de mercado da indústria de gás natural presentes no mundo (desde a estrutura totalmente verticalizada até a mais competitiva, com a presença de mercados de atacado e varejo). Pontos importantes são ressaltados tais como os princípios de precificação do gás em cada modelo, as práticas regulatórias empregadas e as principais estruturas surgidas. Destas, destacam-se as relações entre os agentes nos mercados de varejo competitivos, o livre acesso, o *bypass* físico e comercial e o surgimento do mercado *spot*. Essa linha de trabalho culmina com a análise da atual estrutura do mercado de gás natural no Brasil, assim como possíveis desenhos que essa indústria poderá atingir a médio e longo prazos dependendo dos mecanismos regulatórios utilizados. Para isso, são apresentados os modelos de gás existentes e a interação entre eles. Ressalta-se, também, a importância do livre acesso para o desenvolvimento do setor no Brasil.

Conteúdo

1	Introdução	1
2	Modelos Estruturais da Indústria de Gás Natural	4
2.1	Modelo 1 - Integração Vertical	4
2.1.1	Características	4
2.1.2	Princípios de precificação do gás	5
2.1.3	Práticas regulatórias	9
2.1.4	Exemplo	10
2.2	Modelo 2 - Competição na Produção de Gás Natural	11
2.2.1	Características	11
2.2.2	Princípios de precificação do gás	11
2.2.3	Práticas regulatórias	12
2.2.4	Exemplo	13
2.3	Modelo 3 - Livre Acesso e Competição no Mercado Atacadista	14
2.3.1	Características	14
2.3.2	Princípios de precificação do gás	18
2.3.3	Práticas regulatórias	22
2.3.4	Exemplo	24
2.4	Modelo 4 - Desempacotamento e Competição no Varejo	25
2.4.1	Características	25
2.4.2	Princípios de precificação do gás	29
2.4.3	Práticas regulatórias	29
2.4.4	Exemplo	31
2.5	Modelo de Transição: Desempacotamento do Transporte por Gasodutos e Livre Acesso à Distribuição	32
2.5.1	Características	32
2.5.2	Exemplo	37
3	Modelos de Negociação na Indústria de Gás	38
3.1	Modelo Bilateral	38
3.1.1	Mercado <i>spot</i> descentralizado	38
3.1.2	Tarifação do transporte baseada em distância	39

3.1.3	Acesso direto e competição no varejo	39
3.2	Modelo <i>Poolco</i>	41
3.2.1	Operador <i>Pool</i> (central de despacho de gás natural)	41
3.2.2	Tarifação do transporte por região	41
3.2.3	Acesso virtual e competição no varejo	42
3.3	Modelo Bilateral <i>versus</i> Modelo <i>Poolco</i>	44
4	A Evolução da Indústria de Gás nos EUA	46
4.1	A Indústria de Gás nos EUA antes de 1985	47
4.2	A Indústria de Gás nos EUA entre 1985 e 1992	50
4.3	A Indústria de Gás nos EUA após 1992	53
4.3.1	Os preços de gás após o processo de desregulamentação	55
4.4	O Atual Mercado de Gás nos EUA	56
4.4.1	A organização da negociação de gás natural	56
4.4.2	O mercado financeiro de gás nos EUA	61
4.4.3	O mercado primário de transporte de gás nos EUA	62
4.4.4	O mercado secundário de transporte nos EUA	69
5	A Indústria de Gás na Austrália	72
5.1	A Evolução da Indústria de Gás na Austrália	72
5.1.1	O modelo integrado	72
5.1.2	A introdução da competição na produção	72
5.1.3	A introdução do livre acesso	73
5.1.4	A introdução da competição no varejo	73
5.2	A Nova Indústria de Gás na Austrália - Configuração do Atual Mercado	74
5.2.1	Responsabilidade atual da regulação de gás natural	74
5.2.2	Os agentes do novo mercado de gás	74
5.2.3	O modelo australiano de gás	75
5.2.4	O espaço de transações entre os agentes	76
5.2.5	Os preços de gás após o processo de desregulamentação	79
6	A Experiência Internacional - Lições para os Reguladores	80

7	O Caso Brasil: Modelos de Mercado e o Futuro do Setor	82
7.1	Um Breve Histórico Institucional	82
7.2	A Configuração do Atual Mercado	84
7.2.1	Responsabilidade atual da regulação de gás natural	84
7.2.2	Os agentes	84
7.3	A Regulação Atual	86
7.3.1	As atividades de exploração, desenvolvimento e produção	86
7.3.2	Comercialização - gás nacional e importado	86
7.3.3	Transporte	90
7.3.4	Distribuição	91
7.3.5	Programa prioritário de termelétricas	91
7.4	Modelo Brasil	95
7.4.1	Modelo Brasil - Gás nacional	95
7.4.2	Modelo Brasil - Gás importado da Bolívia	103
7.4.3	Modelo Brasil - Gás importado da Argentina	106
7.5	A Interação entre os Modelos de Gás no Brasil	108
7.5.1	Modelo de integração	110
7.5.2	Qual cenário ocorrerá?	116
7.6	Acesso à Rede de Gasodutos	119
7.6.1	Modelo 1 - Preço de acesso	120
7.6.2	Modelo 2 - Espaço de transações	125
7.7	Gás Natural X Óleo Combustível	129
7.7.1	O gás natural boliviano	129
7.7.2	O óleo combustível	129
7.7.3	Uma possível solução	130
8	Conclusão	131
8.1	Panorama Final	131
8.2	Agenda Regulatória	133

Agradecimentos

Ao meu querido pai, pela educação intelectual, pelo apoio incondicional e orientação.

Ao professor Flavio Marques Menezes, pela orientação e suporte ao longo de todo o trabalho, por todos os seus impecáveis comentários, discussões, revisões e pela confiança que depositou em mim e em meu trabalho.

À minha mãe e à minha irmã, pelo carinho, apoio e estímulo.

À minha namorada, pelo companheirismo e pela revisão ortográfica e gramatical de toda a tese.

Aos meus amigos, em especial ao André Soares Loureiro, Bernardo de Sá Mota, Frederico Estrella Carneiro Valladares, Gabriel Godofredo Fiúza de Bragança, Genaro Dueire Lins, José Geraldo Maciel Júnior, José Manuel Oliveira Carregal e Marcelo de Sales Pessoa, tanto pelas conversas quanto pelas sugestões.

Aos professores da EPGE, pela preocupação em desenvolver um centro de excelência acadêmica.

Aos meus colegas da turma da EPGE de 2000.

Aos membros da banca, Joisa Dutra e José Cesário Cecchi, pelos valiosos comentários.

1 Introdução

Inúmeros fatos econômicos e políticos verificados recentemente têm exigido reflexões e ações do poder público destinadas à preservação ou implantação de um ambiente concorrencial nos diversos setores econômicos do país. O processo de privatizações nos setores de serviços públicos e infra-estrutura - em particular - vem desafiando, de forma sistemática, as estruturas de regulação criadas tanto pela União Federal quanto pelos estados. É urgente discutirem-se formas de controle do poder público sobre os setores privatizados, os instrumentos legais que efetivam o controle de antigos monopólios estatais por grupos particulares, as formas de interação dos diversos órgãos de governo encarregados da regulação, bem como os impactos sobre a livre concorrência e o bem-estar do consumidor.

Um dos setores que espelha tais desafios é o de gás natural, sendo a sua importância destacada por diversos fatores, macro e microeconômicos.

No contexto macroeconômico e na atual conjuntura geopolítica, o gás revela-se essencial para a maior integração comercial com países vizinhos. Além disso, sua introdução na matriz energética brasileira permitirá a estabilização do sistema elétrico nacional e fortalecerá a concorrência entre combustíveis substitutos no segmento industrial.

São da mesma forma intrigantes as questões microeconômicas envolvidas no setor de gás natural: a introdução da concorrência na produção, a tarifação ótima do transporte e a questão do livre acesso à rede de gasodutos são exemplos de temas ainda pouco explorados e de extrema importância para o desenvolvimento do setor de gás natural.

Por esses motivos, o presente estudo tem como objetivo analisar os principais fatores envolvidos no desenvolvimento e funcionamento da indústria de gás natural, para então detectar e diagnosticar as principais falhas existentes no mercado brasileiro de gás. Tal análise é feita a partir das diversas configurações do mercado de gás natural e da forma como essas estruturas permitem o surgimento de propriedades essenciais para o seu desenvolvimento. A estrutura desse trabalho é desenvolvida da seguinte forma:

No capítulo 2, são caracterizados os diversos desenhos de mercado da indústria de gás natural presentes no mundo (desde a estrutura totalmente verticalizada até a mais competitiva, com a presença de mercados de atacado e varejo). Pontos importantes são ressaltados, tais como os princípios de precificação do gás em cada modelo, as práticas regulatórias empregadas e as principais estruturas surgidas. Destas, destacam-se as relações entre os agentes nos mercados de varejo competitivos, o livre acesso, o *bypass* físico e

comercial e o surgimento do mercado *spot*.

No capítulo 3, são apresentados os dois modelos de negociação atualmente utilizados na indústria de gás natural, o Bilateral e o *Poolco*. São caracterizadas as principais diferenças entre os modelos, as quais residem basicamente na natureza das transações e na maneira como essas são coordenadas nos mercados de gás e transporte. O modelo bilateral é baseado em transações bilaterais descentralizadas, em que cada agente busca os melhores termos de negociação. No modelo *poolco*, as negociações são coordenadas por uma única entidade, que assegura que todas as transações nos mercados de gás e transporte são realizadas ao custo mínimo para a sociedade, ou seja, já não existe o contato direto entre os agentes e todas as transações são centralizadas por um órgão competente.

O capítulo 4 tem como finalidade caracterizar a evolução estrutural da indústria de gás norte americana. Isso é feito através da análise das principais características presentes no arcabouço regulatório de cada desenho de mercado. Por fim, são retratadas as principais características do atual desenho de mercado norte-americano. A experiência norte-americana é de extrema importância, pois indica uma completa transformação de seu modelo estrutural em um curto espaço de tempo, o que nos revela o sucesso das práticas regulatórias empregadas.

No capítulo 5, é apresentado mais um estudo de caso, considerado essencial para o entendimento das particularidades do mercado de gás natural. A Austrália já revela possuir um modelo de mercado dos mais desenvolvidos, o que demonstra um alto grau de desenvolvimento em uma indústria relativamente recente. A eficácia dos métodos regulatórios empregados para se atingir um modelo dos mais maduros no mundo nos revela uma grande lição a ser aprendida.

O capítulo 6 sintetiza a importância das experiências norte-americana e australiana e descreve as lições impostas aos reguladores e formuladores de políticas para o setor de gás.

O capítulo 7 analisa a atual estrutura do mercado de gás natural no Brasil, assim como possíveis desenhos que essa indústria poderá atingir a médio e longo prazos, dependendo dos mecanismos regulatórios utilizados. Primeiramente, é feito um breve histórico da indústria de gás, com relação ao passado regulatório. Após isso, descreve-se a atual regulação, sem entrar nos méritos da adequação das novas regras frente às condições do mercado. Os três modelos de mercado brasileiros são, então, apresentados: primeiramente, é feita uma análise fragmentada e, então, desenvolve-se o grau de interação entre os diferentes modelos e a regulamentação atual. Por fim, ressalta-se a importância do livre acesso para

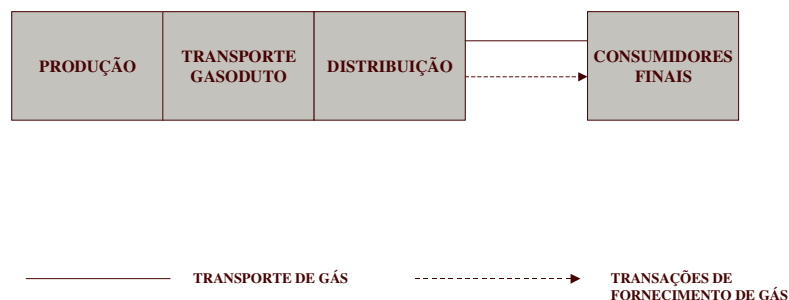
o desenvolvimento do setor e descreve-se a questão da competição do gás natural frente aos seus concorrentes diretos. Tudo isso, baseado nas estruturas de mercado previamente apresentadas e sempre levando em consideração o papel da Petrobras no mercado brasileiro de gás. A força e a influência da empresa é tanta que não poderia ser feito de forma diferente.

O capítulo 8 traça o panorama final do mercado brasileiro de gás e apresenta a agenda regulatória necessária para o desenvolvimento do setor.

2 Modelos Estruturais da Indústria de Gás Natural

Quatro desenhos de mercado têm emergido na reestruturação da indústria de gás natural, com o tradicional modelo de uma indústria integralmente verticalizada sendo substituído por desenhos que descentralizam o mercado de forma horizontal e vertical. Esses modelos introduzem uma maior competição e novas formas de interação entre os agentes, refletindo o grau de desenvolvimento de um país na reforma da indústria de gás natural (JURIS, 1998 (a)). De outra forma, podemos definir quatro modelos básicos, representando diferentes estágios de desenvolvimento da indústria de gás natural.

2.1 Modelo 1 - Integração Vertical



Modelo 1: Indústria de Gás Natural Verticalmente Integrada

Figura 1 - Fonte: Juris, 1998 (a)

2.1.1 Características

O Modelo 1 (Figura 1) representa a estrutura tradicional da indústria de gás natural, na qual produção, transporte por gasodutos (*pipelines*) e distribuição são atividades realizadas por uma única empresa, uma utilidade de gás totalmente integrada. Vista sob outra ótica, pode-se dizer que a estrutura em questão é composta de um só mercado, onde o gás natural

e os serviços de transporte são vendidos como um único produto (*bundle*). Devido a isso, uma utilidade com essas características tem posição exclusiva na oferta de gás natural para os consumidores finais, ou mercado varejista. Neste caso, não existe um mercado atacadista, pois todas as transações são conduzidas internamente pela companhia monopolista (Figura 5). Tradicionalmente, companhias de gás verticalmente integradas oferecem contratos firmes de longo prazo, que especificam o volume total de gás a ser entregue durante a vida dos contratos. Esse instrumental fornece, a essas empresas, certeza quanto a demanda, gerando condições para a recuperação dos custos fixos de transporte por meio das receitas geradas pelas capacidades contratadas.

2.1.2 Princípios de precificação do gás

A precificação de gás natural no Modelo 1 pode ser analisada através da ótica dos agentes do mercado de gás (Figura 2).

A Ótica dos Agentes

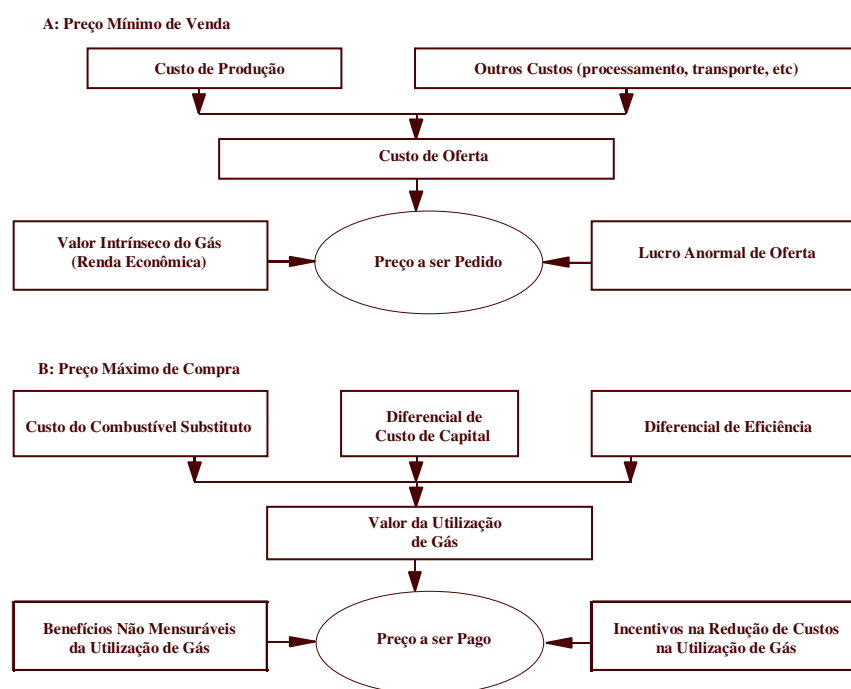


Figura 2 - Fonte: World Bank, 2002

Primeiramente, o preço mínimo de venda necessita cobrir em base contínua o ciclo completo dos custos de oferta incorridos pela companhia monopolista, ou seja, os custos de exploração, desenvolvimento e produção, além dos custos referentes aos serviços de transporte e estoque. Pode ser argumentado que, uma vez descoberto, o preço do gás deveria cobrir somente meio ciclo dos custos (desenvolvimento e produção). Entretanto, essa abordagem poderia levar a uma crise de oferta no longo prazo, uma vez que, como fonte de energia não renovável, todo gás produzido deve ser substituído por novas fontes de oferta. Já o preço máximo de mercado é o preço pelo qual os consumidores desejam pagar pelo gás em vez de utilizar um combustível alternativo. Para diferentes volumes de oferta, a geração por combustão de gás poderia ser substituída por diferentes combustíveis e fontes de geração. Como esses combustíveis possuem custos diferentes, o *netback value* do gás (o preço do gás que resulta no mesmo custo de geração em comparação com o combustível e planta industrial substitutos) irá depender da fonte alternativa que será utilizada.

O Conceito de Netback Market Value

O *netback value* do gás no ponto de transmissão ou fronteira para um consumidor específico é definido a seguir (WORLD BANK, 2002):

$$Netback = A + B - C - D - E$$

Onde:

A = preço de entrega do combustível alternativo de menor custo para o consumidor incluindo taxas e ajustado para diferenças na eficiência ou custo de se atingir padrões ambientais

B = diferencial de custo de capital na utilização do combustível alternativo

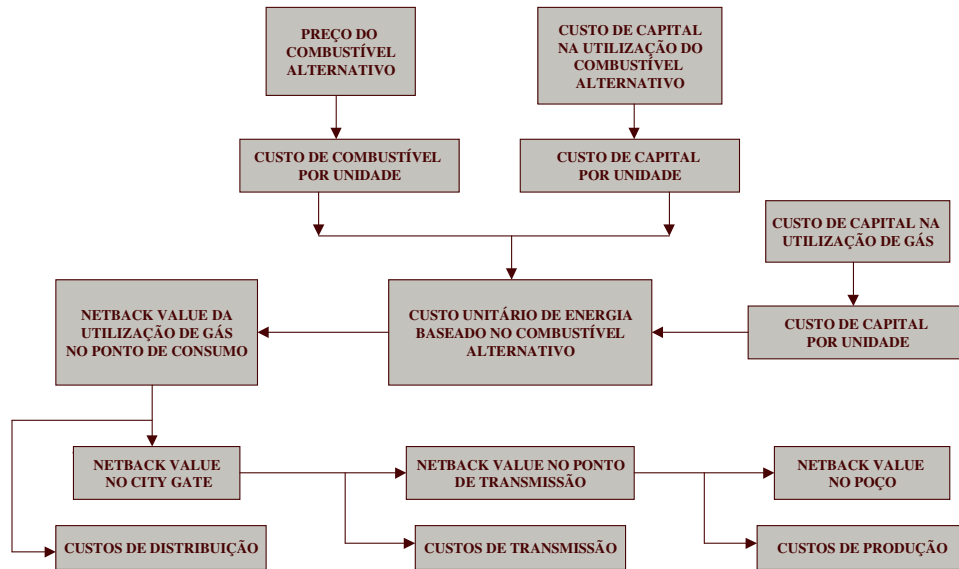
C = custo de transporte do gás do ponto de transmissão ao consumidor

D = custo de estoque de gás para atender as flutuações de demanda diária ou sazonal do consumidor

E = impostos sobre gás

Da mesma forma, pode-se calcular o *netback value* em outras etapas da cadeia produtiva do gás (Figura 3).

Cálculo do Netback Value do Gás Natural



Para o Netback Value econômico, os preços de mercado devem ser ajustados a excluir taxas e impostos.

Figura 3 - Fonte: World Bank, 2002

Como no Modelo 1 temos uma companhia de gás totalmente integrada, a negociação do *netback value* é realizada no ponto de consumo, já que é a mesma companhia que produz, transporta e distribui o gás natural aos consumidores finais. Existem em princípio três *netback values* médios distintos. Esses correspondem aos usuários de gás existentes, a novos usuários de energia e aos usuários de combustíveis substitutos existentes sem capacidade dual de queima. Os usuários de gás existentes possuem o maior *netback value*, pois, somados ao custo do combustível alternativo, existiriam os custos referentes à nova planta industrial. Como eles já operam com gás, a mudança para o combustível alternativo seria por demais dispendiosa, revelando o alto valor de mercado do gás para essa classe de consumidores. Já os novos usuários de energia teriam menos a perder com a utilização do combustível alternativo pois não incorreram em investimentos anteriores para o gás natural. Devido a isso, seu *netback value* é inferior ao dos usuários existentes de gás. Por último, temos os usuários de combustíveis substitutos existentes, cujo *netback value* médio é o menor, já que para a utilização de gás teriam que incorrer nos custos de uma planta industrial de gás, além de perder investimentos nas plantas que se encontram em operação. O preço base que é

ultimamente negociado irá corresponder a um nível entre o maior e o menor dos 3 valores, ponderado através das diferentes categorias de consumidores finais.

O custo de produção e oferta pode ser consideravelmente inferior ao menor *netback value* médio ponderado. Uma vez que o preço base é estabelecido, a firma monopolista pode, e usualmente faz, estabelecer os preços no *city-gate* e/ou aos consumidores finais, abaixo do *netback value* médio dos usuários de gás existentes. Isso encoraja novos agentes, ou mesmo usuários de combustíveis alternativos, a escolher ou mudar para o gás. Temos então um *trade-off* entre a lucratividade de curto prazo e o crescimento de longo prazo do mercado. De outra forma, a companhia monopolista de gás é capaz de estabelecer preços entre o nível dos seus custos totais, mais taxas, e o maior *netback market value* (para os usuários existentes de gás). Caso a companhia estabeleça preços abaixo do mínimo, ela não será capaz de recuperar seus custos. Caso ela estabeleça preços acima do máximo, ela poderá rapidamente perder mercado, à medida que seus consumidores troquem o gás pelos combustíveis mais baratos. Na prática, a companhia tem que estabelecer preços menores ou iguais que o valor de mercado dos novos usuários de energia, para manter esse mercado e encorajar o crescimento do mercado no longo prazo (MORGAN, 1998).

Como observado, o preço viável do gás deve estar entre o piso e o máximo valor de mercado. No entanto, ambos flutuam intertemporalmente: o preço mínimo pode diminuir caso uma reserva de menor custo seja descoberta e o preço máximo pode aumentar com o aumento de preço de combustíveis alternativos. Portanto, é improvável que um preço fixo pelo gás seja adequado durante longo período. Por esta razão, dado que os contratos de gás tendem a ser de longo prazo, muitos contêm preços de gás indexados a preços de combustíveis alternativos (usualmente *heating oil* e/ou *heavy fuel oil*), assegurando o alinhamento dos preços com os valores de mercado. Alguns pontos devem ser levados em consideração ao se estabelecer critérios de indexação para o preço do gás (Tabela 1).

Princípios de Indexação para o Preço do Gás	
<i>Princípio</i>	<i>Comentário</i>
Consumidores de gás necessitam um índice que assegure a competitividade em relação a combustíveis substitutos.	O preço do gás é indexado a combustíveis alternativos, tais como carvão e óleo combustível.
Um índice não deve introduzir volatilidade e incerteza no preço, porém deve deslocar o preço gradualmente, para que este permaneça em linha com combustíveis alternativos após um período de tempo.	Para suavizar as flutuações aleatórias, muitos índices utilizam termos e preços médios sobre muitos meses ou anos ou, até mesmo, fórmulas que suavizem tais flutuações.
Um índice não tem a intenção de introduzir especulação ou tendenciosidade no preço, e, sim, um preço justo a ambas as partes.	Preços de combustíveis que são controlados por uma das partes não devem ser utilizados para compor o índice.
Os componentes de um índice devem refletir os combustíveis alternativos disponíveis ao comprador na região de entrega do gás. Os componentes são, usualmente, ponderados para refletir as proporções dos combustíveis que o consumidor poderia utilizar	Caso os preços de combustíveis alternativos sejam controlados pela regulação local, o índice de preços internacional do respectivo combustível pode ser utilizado.

Tabela 1

2.1.3 Práticas regulatórias

Uma utilidade de gás integrada é geralmente regulada devido à posição monopolista no mercado varejista. Por ser a única fornecedora, não existe incentivo para minimização dos custos, maximização da eficiência e produtividade e a conseqüente redução dos preços para os consumidores finais. Desta forma, a empresa em questão pode discriminar entre os preços praticados, obtendo lucros excessivos. Como no Modelo 1 o gás é negociado conjuntamente com os serviços de transporte, a regulação é aplicada sobre o produto final e não sobre os serviços em si de forma independente. Procura-se promover, então, uma maior eficiência econômica e restringir o poder de mercado da referida utilidade. A estrutura dos mercados atacadista e varejista é um fator importante ao se analisar a eficiência de precificação nesses mercados. O alto grau de competição acarreta o aumento da eficiência econômica da precificação, reduzindo a necessidade de uma regulação de preços. Entretanto, a ausência

de competição permite que a firma exerça seu poder de mercado, aumentando a importância de práticas regulatórias de preços.

Uma utilidade verticalmente integrada não possui a flexibilidade requerida em um ambiente de mercado dinâmico, e a regulação é geralmente insuficiente para induzi-la a operar eficientemente. Nesse caso, o esforço também deve ser concentrado no desenvolvimento de novas estruturas de mercado, as quais poderiam amenizar tais problemas.

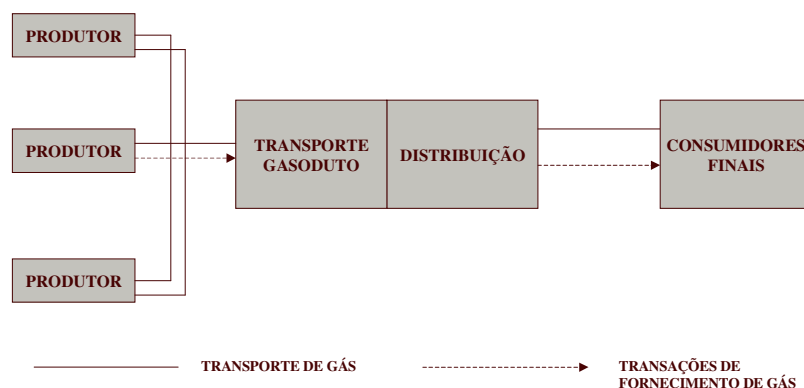
Regulação do preço do gás - A companhia integrada pode, em princípio, estabelecer preços aos consumidores finais por meio de uma base *cost-plus* (custo de aquisição do gás mais um *mark-up* sobre outros custos e um retorno sobre o capital) ou da base que utiliza o valor de mercado do gás em competição com outros combustíveis. A última abordagem, por definição, envolve a discriminação de preços de acordo com os diferentes perfis de demanda dos consumidores finais, os quais determinam as alternativas e os custos de utilizar outros combustíveis. Caso esse processo leve a margens de lucro significativas, existirão, inevitavelmente, subsídios cruzados entre diferentes categorias de consumidores. Por esta razão, o governo ou autoridade regulatória geralmente limita a extensão pela qual a companhia de gás pode aplicar o procedimento de precificação *netback*. Como resultado, em muitos países as companhias de gás monopolistas aplicam uma mistura das abordagens *cost-plus* e *netback market value*.

Na prática, a política de preços da companhia deve ser limitada por controles regulatórios do tipo *price cap* e/ou taxa de retorno. Em muitos países, as tarifas das classes residencial e comercial são estabelecidas na base *cost-plus*, enquanto as tarifas para a indústria são estabelecidas na base do valor de mercado. Entretanto, em países substancialmente importadores, como o preço de fronteira do gás importado é amplamente estabelecido na base de valor de mercado, até mesmo as tarifas residenciais acabam sendo desenhadas com base nesse conceito.

2.1.4 Exemplo

Um exemplo de estrutura de mercado de gás natural totalmente verticalizado é a Rússia. A Gazprom, companhia russa de gás, está engajada em todos os segmentos da indústria. Outros exemplos podem ser citados como a França, Bélgica, Holanda, Espanha e Itália.

2.2 Modelo 2 - Competição na Produção de Gás Natural



Modelo 2: Competição entre Produtores de Gás Natural

Figura 4 - Fonte: Juris, 1998 (a)

2.2.1 Características

O Modelo 2 (Figura 4) separa a produção do restante da indústria e introduz competição entre produtores, resultando em ganhos de eficiência em relação ao Modelo 1. Nesse novo modelo, os produtores vendem gás natural a uma utilidade de gás que, por sua vez, o revende aos consumidores finais. As transações entre produtores e a utilidade levam ao desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, onde a *commodity* é negociada para uma revenda posterior. Uma indústria de Modelo 2 ainda apresenta grande parcela de sua estrutura verticalizada, o que permite à utilidade de gás evitar a transferência (*pass-through*) de possíveis reduções nos custos para consumidores finais. Devido a isso, os governos buscam alternativas de abertura do transporte por gasodutos e competição na distribuição.

2.2.2 Princípios de precificação do gás

No Modelo 2, a entrada de competição no segmento produtor traz como consequência o surgimento de um mercado atacadista de gás. Nele, o gás é ainda precificado por meio do *netback market value* no poço ou fronteira (caso o gás seja proveniente de importações).

Vimos anteriormente que uma utilidade de gás totalmente integrada se utilizava do *netback market value* no ponto de consumo, pois a mesma companhia era responsável por toda a cadeia produtiva do gás, incluindo os serviços de transporte e distribuição. No Modelo 2, já existe uma separação entre a produção e o restante da cadeia, fazendo com que o preço do gás seja negociado excluindo os custos de transporte e distribuição. Os *netback values* das diferentes classes serão utilizados para determinar o preço base de negociação entre os produtores e a utilidade de gás.

2.2.3 Práticas regulatórias

Regulação do preço do gás - Dois pontos devem ser analisados no Modelo 2: o preço negociado entre os produtores e a utilidade integrada no mercado atacadista, e o preço de revenda aos consumidores finais.

A regulação de preços aos consumidores finais é necessária para restringir o poder de mercado e prevenir a precificação excessiva por parte da utilidade de gás dominante, que é monopsonista em relação à produção e monopolista para o mercado varejista (Figura 5). Por essa razão, os preços finais são regulados da mesma forma que o Modelo 1, sendo as regulações do tipo *price cap* e taxa interna de retorno as mais utilizadas.

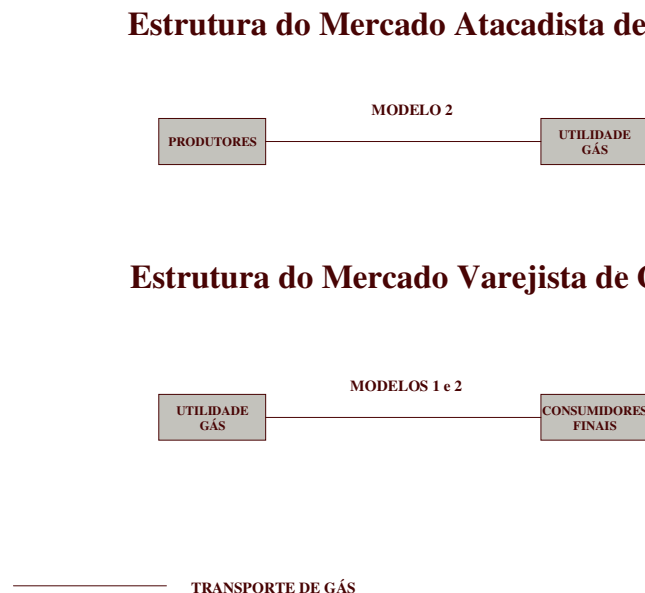


Figura 5 - Fonte: Juris, 1998 (a)

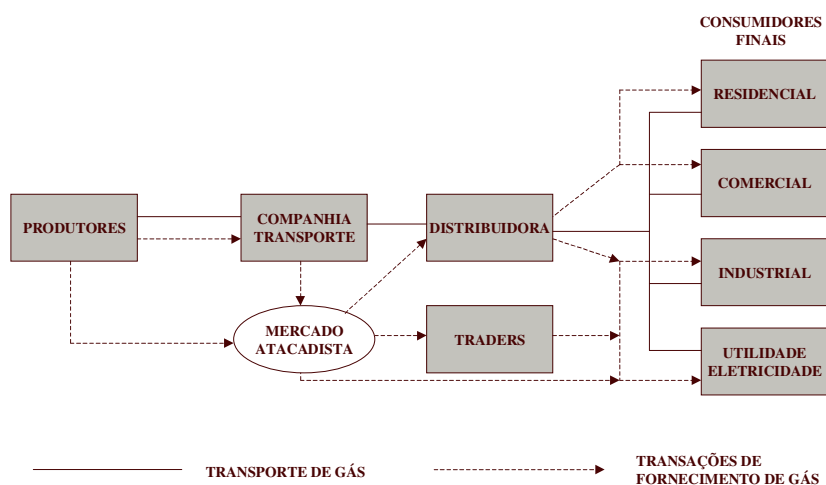
Já a regulação do mercado atacadista está intimamente ligada ao grau de competitividade no segmento produtor. Isso acontece, pois a entrada de produtores impacta o estabelecimento da estrutura de preços por meio do *netback value*. O ponto chave é o grau de competição entre os produtores: onde existe um número limitado de competidores, os ofertantes continuarão a buscar o preço *netback market value*, sendo necessária a presença da regulação de preços ou a eliminação de possíveis barreiras à entrada de novos competidores. A regulação de preços, se aplicada, segue os mesmos princípios já discutidos, como por exemplo a aplicação da regulação mista *cost plus* e *netback value*. Caso exista grande número de produtores, o aumento da competição na produção permite que o preço de venda do gás natural seja determinado por meio de um procedimento de lances competitivo, em que os produtores fazem propostas de preços para contratos de oferta com a utilidade de gás. Preços determinados através de competição refletem o valor de mercado do gás natural mais eficientemente que preços estabelecidos pelo regulador. Entretanto, isso só é possível em um mercado com muitos competidores e fiscalizações periódicas dos preços estabelecidos em contrato pela agência reguladora.

Vale ressaltar que o tipo de regulação aplicada sobre os preços finais exerce alguma influência sobre os preços praticados no mercado atacadista. Uma regulação do tipo taxa interna de retorno faz com que a utilidade não tenha incentivos a reduzir seus custos, inclusive nos preços de aquisição de gás dos produtores. Já a regulação *price cap* fornece os incentivos necessários para que os preços sejam negociados de forma mais efetiva.

2.2.4 Exemplo

Um exemplo típico de utilidade de gás seguindo as características do Modelo 2 foi a *British Gas* antes de sua privatização em 1986. Na época, a empresa adquiria gás de mais de 40 produtores.

2.3 Modelo 3 - Livre Acesso e Competição no Mercado Atacadista



Modelo 3: Livre Acesso e Competição no Atacado

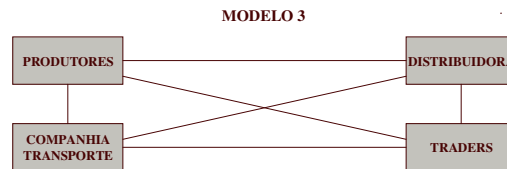
Figura 6 - Fonte: Juris, 1998 (a)

2.3.1 Características

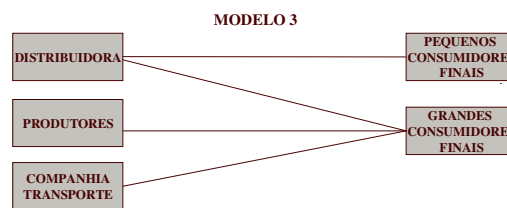
O Modelo 3 (Figura 6) introduz livre acesso ao transporte por gasodutos, abrindo o segmento de transporte a terceiros. Nesse modelo, a utilidade de gás fornece dois tipos de serviço: gás natural para os consumidores finais, e transporte para consumidores de grande porte e outros participantes da indústria, que adquirem gás natural de forma independente no mercado atacadista. Avanços significativos podem ser verificados no modelo em questão: primeiramente, a indústria já apresenta uma estrutura desverticalizada, pois a utilidade de gás é separada em uma companhia de transporte por gasodutos e várias distribuidoras locais, fornecendo livre acesso às redes de transporte. Também é relevante o fato de que o regime de livre acesso promove uma maior concorrência no mercado atacadista de gás, beneficiando os participantes do mercado e gerando maior eficiência econômica. Sob a ótica do segmento produtor, pode-se perceber certo aumento do grau de competição, pois cabe aos produtores de gás a escolha da negociação do produto diretamente com a utilidade de transporte ou no mercado atacadista (Figura 7) com outros agentes do mercado (*traders*, utilidade de distribuição, consumidores industriais e utilidades elétricas). O acréscimo no número de

compradores elimina o problema de monopólio do Modelo 2.

Estrutura do Mercado Atacadista de Gás



Estrutura do Mercado Varejista de Gás



———— TRANSPORTE DE GÁS

Figura 7 - Fonte: Juris, 1998 (a)

As transações no mercado atacadista de gás são conduzidas em base bilateral. No entanto, o aumento da complexidade leva à intermediação dessas transações. A aquisição de gás natural e serviços de transporte é da mesma forma complexa e, para alguns participantes do mercado, pode se tornar inviável economicamente. Os custos de transação desencorajam os pequenos participantes do mercado a utilizar o livre acesso, criando condições aos *traders* de gás natural, que agregam demanda e oferta para pequenos participantes, adquirindo gás e serviços de transporte. Com isso, os *traders* minimizam os custos, negociando grandes quantidades e arbitrando entre os preços disponíveis. A competição entre esses agentes é crucial para minimizar as taxas e maximizar os benefícios para seus clientes. Percebe-se também, uma estrutura mais competitiva no mercado varejista de gás (Figura 7). Nessa estrutura, o processo de livre acesso na distribuição de gás já pode ser verificado (consumidores industriais e utilidades elétricas), embora a distribuidora ainda possua poder de mercado sobre as classes residencial e comercial, devido à sua posição monopolista. Assim sendo, os participantes do segmento *downstream* da indústria, tais como distribuidoras e

consumidores finais, se beneficiam pelo acesso direto à produção e, conseqüentemente, à maior escolha na oferta de gás.

O livre acesso e o desmembramento do transporte por gasodutos levam à criação de dois mercados, onde gás natural e transporte são negociados separadamente na forma de contratos. No mercado de gás natural, o hidrocarboneto é negociado como uma *commodity*. Já no mercado de transporte, ocorre a negociação dos serviços de transporte, ou seja, capacidade do gasoduto e transporte de gás para entrega em uma locação desejada.

Mercado Primário de Gás

No mercado primário, o gás natural é negociado por meio de contratos, que são caracterizados por variáveis determinadas pelas condições da oferta. Entre as mais importantes, destacam-se volume, preço unitário, valor calorífico e duração de entrega. Os contratos de gás diferem em praticamente todas as dimensões. Entretanto, a diferença principal reside na duração da oferta. Três tipos de contrato de gás têm sido desenvolvidos durante o processo de desregulamentação:

- Longo Prazo - Um contrato de longo prazo cobre entrega ou recebimento de gás, durante período maior ou igual a, em média, 2 anos. Tipicamente, tais contratos especificam uma quantidade fixa de gás a ser entregue mensalmente. São utilizados, principalmente, por firmas que requerem compromisso de oferta de gás de longo prazo, geralmente para proteger investimentos na produção e transporte de gás natural.

À medida que a contratação de longo prazo se torna impraticável em um mercado de gás desregulamentado, os agentes desenvolvem contratos com duração menor, fornecendo a flexibilidade necessária para ajustar a contratação de gás às frequentes mudanças nas condições de mercado. Contratos de oferta de médio e curto prazos são o resultado do desenvolvimento da indústria de gás, pois apresentam menor rigidez nas condições de oferta.

- Médio Prazo - Um contrato de médio prazo cobre entrega ou recebimento de gás, durante período menor que 2 anos, porém os contratos mais comuns cobrem, no máximo, 1 ano de negociação. Tais contratos especificam, usualmente, o volume mensal ou diário de entrega, incluindo a variação permitida.
- Curto Prazo - Contratos de curto prazo são, frequentemente, negociados em mercados *spot*, sendo que o contrato típico é para entrega durante o período de um mês.

Mercado Primário de Transporte

O mercado primário de transporte facilita a distribuição inicial dos contratos de transporte. Tais contratos dão ao seu detentor o direito a serviços de transporte sob condições específicas, tais como capacidade reservada, quantidade a ser transportada, pontos de injeção e retirada, pressão no gasoduto, tempo e duração do serviço, qualidade do serviço e preços de capacidade e movimentação. As características do serviço determinam a estrutura dos contratos. Entre as mais importantes estão a duração e a qualidade.

Em relação à duração, os contratos podem ser divididos em longo, médio e curto prazos, enquanto a qualidade caracteriza os contratos em firmes e não firmes.

- Contrato de transporte firme - Garante ao seu detentor o direito de capacidade e transporte durante toda a vida dos contratos, independentemente de fatores sazonais. São especificados no contrato: a quantidade máxima diária de gás que pode ser transportada pelo gasoduto, os pontos de injeção e retirada e os preços da capacidade reservada e serviços de movimentação. O detentor do contrato pode requisitar transporte de gás até um volume máximo, o qual é medido pela capacidade reservada.¹ O detentor desse contrato pode revendê-lo no mercado secundário, caso a regulação local permita esse tipo de transação.
- Contrato de transporte não firme - Garante, ao seu detentor, o direito de embarcar o volume de gás natural especificado dentro de um certo período, por exemplo, durante um mês. Entretanto, o cronograma em que é realizado esse transporte é determinado pela companhia de gasodutos, de acordo com a capacidade disponível.

Em alguns países também é detectada a presença de contratos híbridos, como os contratos *no-notice* e firme limitado.

- Contrato de transporte firme *no-notice* - Fornece ao seu detentor o direito à capacidade e ao transporte de gás natural, sob as condições especificadas no contrato. A principal diferença entre os contratos firmes padrão e *no-notice* é que o detentor desse último não é obrigado a manter o equilíbrio diário entre a quantidade notificada e a realmente entregue (o detentor necessita notificar à companhia de transporte a quantidade a ser embarcada no dia seguinte).

¹É a capacidade utilizada, medida pelo fator de carga. Este fator é calculado pela razão entre a capacidade média diária utilizada e a capacidade máxima diária reservada.

- Contrato de transporte firme limitado - Oferece um contrato de transporte firme. Entretanto, o serviço é sujeito a interrupções por um determinado período, dentro de um mês (por exemplo, até 15 dias). Esse contrato é desenhado para oferecer um serviço firme de menor custo, a consumidores que são capazes de tolerar riscos maiores de interrupção de entrega. É geralmente utilizado por consumidores que utilizam dois ou mais combustíveis em suas operações.

Vale ressaltar a nova condição de mercado a que se submetem as companhias de transporte. Essas empresas têm, agora, que coordenar os transportes próprio e de terceiros na rede de gasodutos, acarretando maior complexidade em relação aos Modelos 1 e 2.

2.3.2 Princípios de precificação do gás

Os preços do gás em um mercado competitivo com livre acesso à rede de transporte são determinados pela interação entre as curvas de oferta e demanda. A todo instante, o preço de mercado é determinado pelo consumidor marginal e pelo ofertante marginal.

A implicação chave da precificação do gás no Modelo 3 é que, em princípio, existe somente um preço da *commodity* em uma determinada locação. Isso contrasta com os modelos anteriores, nos quais se podia estabelecer o preço para cada consumidor final em uma base discriminatória. Em um mercado realmente competitivo, caso não existam restrições de capacidade de transporte, as diferenças nos preços de mercado entre regiões devem refletir o custo real do transporte do gás entre as respectivas localidades. No fluxo de gás de A para B, o preço em B deve ser equivalente ao preço em A mais o custo de transporte. Caso contrário, haverá arbitragem de preços entre os dois pontos e a consequente convergência dos preços para o ponto de equilíbrio. Quando a capacidade de transporte entre dois pontos na rede é totalmente utilizada, o mercado se torna desconexo e o balanço de oferta e demanda em um mercado não influencia o preço em outro mercado.

Quando a competição através do livre acesso é, quase que exclusivamente, confinada ao sistema de transporte de alta pressão (Modelo 3), o mercado estabelece o preço do gás para os consumidores finais de grande porte diretamente do sistema de transmissão, assim como o preço para as distribuidoras no *city gate*. A política de precificação da distribuidora e os controles de preço que o regulador impõe irão determinar o *mark-up* sobre o preço no *city gate* e a estrutura de precificação exercida pela companhia de distribuição.

No curto prazo, a curva de demanda do gás em um dado mercado será determinada pelos seguintes fatores (MORGAN, 1998):

- a importância da sazonalidade por aquecimento (especialmente para países com inverno rigoroso), o que por sua vez é uma função das demandas de curto prazo residencial e comercial. A posição da curva de demanda é geralmente conduzida pelo tempo.
- a sazonalidade da demanda por gás na geração de energia e o grau de coincidência entre os picos de demanda pelo gás e energia.
- a demanda do gás para estoque (a qual é função da capacidade de estocagem, dos níveis atuais de estoque, dos preços, e suas expectativas de oscilação futura).
- o preço dos combustíveis alternativos e a capacidade de curto prazo dos consumidores finais de alternar entre esses combustíveis. A maior parte dos consumidores finais é essencialmente cativa no curto prazo. Em muitos países, praticamente todos os consumidores residenciais e a maior parte dos consumidores comerciais e pequenos industriais não mantêm equipamento dual de queima, o que impede a alternância rápida entre combustíveis. Qualquer variação na demanda desses agentes em resposta à mudanças de preço geralmente é defasada em vários anos. Entretanto, agentes de grande porte podem ser capazes de alternar o uso de combustíveis no curto prazo, graças à capacidade dual de queima ou, no caso de geradores de energia, pela utilização de plantas industriais de combustíveis substitutos. A intensidade com que os consumidores finais são capazes de alternar combustíveis rapidamente ajuda a determinar a inclinação da curva de demanda. Por sua vez, os preços de combustíveis substitutos afetam a posição da curva.

Por outro lado, o formato da curva de oferta é determinado pela política de produção e pelo desejo dos detentores de gás estocado de liberá-lo no mercado à diferentes níveis de preços. Geralmente, a curva de oferta possui uma inclinação elevada, dado que a produção se torna insensível ao preço assim que o produto atinge o nível máximo sustentável. Para níveis baixos de produto, a curva tenderá a ser horizontal, pois os produtores preferem fechar poços a vender a preços demasiadamente baixos. O desejo de vender a diferentes preços é largamente uma função dos movimentos de preço esperado e dos níveis de estoque. A posição da curva pode se modificar de acordo com a capacidade produtiva de curto prazo.

Na prática, os formatos das curvas de demanda e oferta variam consideravelmente entre os países, de acordo com a capacidade de revezamento entre combustíveis no curto prazo e com a disponibilidade de estoque (que, por sua vez, depende parcialmente de fatores geológicos). Para efeito de simplificação, sem maiores perdas, podemos definir dois tipos básicos de comportamento das curvas de oferta e demanda no mercado de gás. O primeiro tipo é determinado principalmente pela competição entre combustíveis e também pelo comportamento de estoque de gás, que é o caso norte-americano. Ambos fatores regem a determinação de preços de curto prazo pela alta capacidade de alternância entre combustíveis (indústria e geração de energia) e pela existência de grande capacidade de estoque. O segundo tipo é comandado pela competição gás a gás, representado pelo caso inglês. A competição entre combustíveis não exerce impacto na determinação de preços na Inglaterra, devido ao excesso de capacidade.

Vejamos os exemplos: o primeiro tipo é representado pela figura a seguir (Figura 8).

Tipo 1 - Competição entre Combustíveis

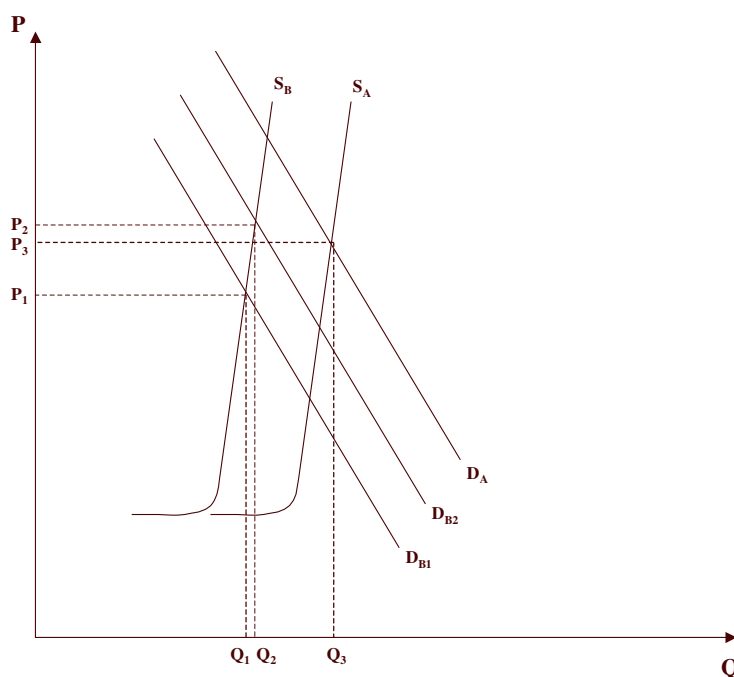


Figura 8 - Fonte: Morgan, 1998

As condições do mercado na época de baixa demanda são tais que uma mudança repentina

na curva de demanda de D_{B1} para D_{B2} causada pelo aumento nos preços dos combustíveis substitutos, resulta, normalmente, em um pequeno aumento no volume de gás ofertado (Q_1 para Q_2) e um aumento mais que proporcional no preço do gás (P_1 para P_2). No inverno, as curvas de oferta e demanda se deslocam para fora (D_A para S_A), à medida que a demanda cativa por aquecimento e a disponibilidade de oferta de estoques aumentam. No exemplo, o preço de equilíbrio é maior no inverno. Na prática, um nível de demanda baixo devido ao inverno brando e à grande disponibilidade de gás proveniente de estoques podem resultar em preços menores em relação a épocas de pico de demanda.

No segundo tipo, o formato e a interação das curvas de demanda e oferta são, de certa forma, diferentes (Figura 9).

Tipo 2 -Competição Gás a Gás

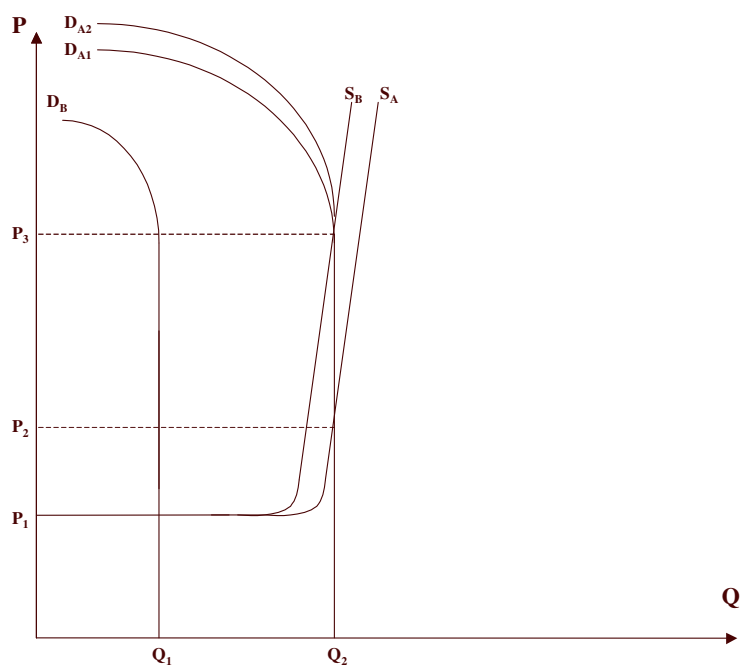


Figura 9 - Fonte: Morgan, 1998

No verão, a oferta de gás se encontra em excesso em relação à demanda potencial máxima. Portanto, a curva de demanda (D_B) corta efetivamente a curva de oferta (S_B) em um preço P_1 , não sofrendo qualquer influência de possíveis mudanças de combustível para o gás ou aumentos no seu uso. A esse preço, a oferta é, de certa forma, perfeitamente elástica e

nenhum produtor ou detentor de gás em estoque está preparado para vender a um preço inferior a P_1 . No inverno, a curva de demanda se desloca para D_{A1} e a curva de oferta também se desloca, porém menos do que no Tipo 1, pois a capacidade de retirada de estoques é mais limitada. O equilíbrio no inverno é maior em P_2 e Q_2 . Entretanto, a esse preço ainda não existe flexibilidade de demanda, pois toda a capacidade dual de queima já se encontra utilizando gás. Na figura acima, uma mudança na demanda de D_{A1} para D_{A2} , causada por exemplo por preços maiores dos combustíveis alternativos, não impacta no preço ou na demanda. A curva de oferta deveria voltar ao nível de verão (S_B), causando um aumento de preços para P_3 , antes que os consumidores com capacidade dual mudassem do gás para combustíveis alternativos. Portanto, a competição gás a gás ao invés da competição entre combustíveis determina os preços do gás no verão e no inverno.

Essa análise demonstra que, no Tipo 1, o potencial de alternância de combustíveis e a capacidade de estoque tendem a suavizar as flutuações temporais e sazonais nos preços de mercado. O excesso de capacidade de produção no verão e a relativa falta de estoque (o que limita a habilidade dos ofertantes em atender repentinas mudanças na demanda de curto prazo) explicam por que os preços flutuam em intervalos maiores no Tipo 2.

Outro fator importante que deve ser levado em conta no processo de precificação se refere à sensibilidade da oferta em relação aos preços. A capacidade incremental *onshore*, por exemplo, pode ser trazida a mercado em 2 ou 3 meses, caso o sistema de perfuração esteja disponível. Portanto, a produção pode responder rapidamente a mudanças nas expectativas de preços, através de mudanças nas atividades de perfuração. Já a resposta dos projetos *offshore* tende a ser de vários anos. Por isso, a capacidade de produção instalada responde aos movimentos de preços através de defasagens muito longas.

2.3.3 Práticas regulatórias

Existem três importantes tarefas regulatórias no Modelo 3: proteger os consumidores finais do poder monopolista das utilidades de gás, promover a competição no mercado atacadista, e restringir o poder de mercado das companhias de gasoduto em relação aos usuários de sua rede de transporte.

Regulação do preço do gás - Os preços finais são regulados utilizando taxa interna de retorno ou *price cap*. Por sua vez, os preços de atacado são desregulamentados, caso exista

competição suficiente no mercado. Caso contrário, os reguladores devem focar na remoção de barreiras à entrada, em vez de uma regulação direta nos preços, pois a regulação de preços no mercado atacadista não promove o desenvolvimento de preços com real valor econômico.

Regulação do mercado de transporte - O mercado primário de transporte é regulado, devido às características de monopólio natural presentes no transporte por gasodutos. O regulador geralmente controla preços, investimento, contratos e condições de entrega e acesso ao mercado de transporte. O preço de acesso é um dos fatores mais importantes para se atingir competição e eficiência no mercado atacadista. Sabemos que, sem o livre acesso, a utilidade de gás é monopsonista frente ao mercado produtor. Isso gera incentivos para a firma, no sentido de dificultar ou, até mesmo, de impedir o acesso de outras empresas ao segmento de transporte. Desta forma, a utilidade de gás é encorajada a cobrar preços excessivos de acesso, ou até mesmo dificultá-lo por meio de arcabouço jurídico, com o intuito de manter o poder monopsonista. As empresas de transporte podem, ainda, fornecer serviços de venda casada (gás e transporte), utilizando subsídios cruzados para reduzir a competição no mercado atacadista e manter seu poder de mercado.

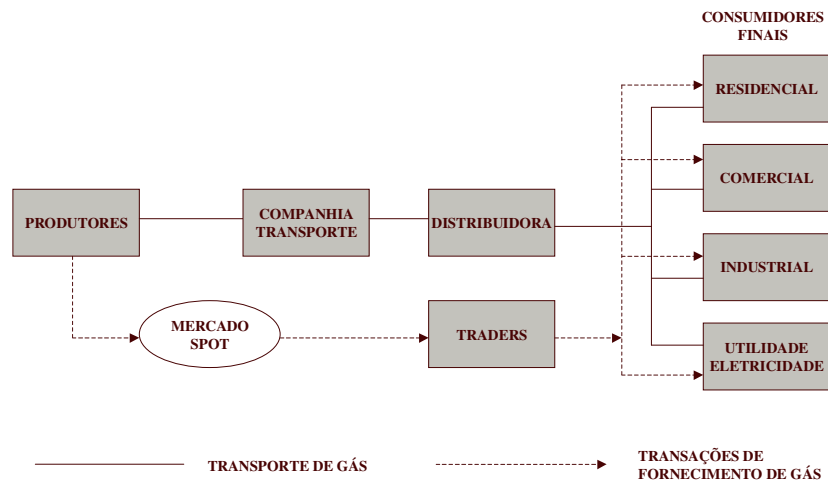
Uma maneira de determinar o preço de acesso ótimo é através da regra do componente de precificação eficiente. Esta regra diz que o preço de acesso necessita cobrir os custos do gasoduto ao fornecer serviços de transporte a terceiros e as perdas de lucro da empresa nas operações de fornecimento de gás não realizadas, devido à competição do mercado atacadista. Esse preço gera à companhia de transporte o incentivo para fornecer o livre acesso, enquanto assegura que somente aqueles usuários que pagam menos que a transportadora pelo gás natural de atacado irão consumir os serviços de transporte.

A metodologia descrita acima nada mais é do que uma regulação do tipo taxa interna de retorno, baseada nos custos de serviço da companhia regulada. Outras regulações de taxa interna de retorno têm sido implementadas no mercado de gás natural. Algumas são baseadas nos custos operacionais anuais estimados, acrescidos de retorno razoável sobre o investimento (em muitos casos, as tarifas de transporte são de duas partes, considerando a capacidade contratada e a taxa de movimentação). Outras estabelecem um teto sobre a receita média que a empresa é permitida a gerar, o que também é baseado nos custos e no retorno sobre os ativos. Sobre o teto, estabelece-se ainda um fator de eficiência, o que de certa forma induz a empresa a reduzir seus custos e a proteger seus lucros.

2.3.4 Exemplo

A indústria de gás nos Estados Unidos entre 1985 e 1992 representa um exemplo de mercado com as características do Modelo 3, assim como a indústria inglesa antes da *British Gas* ser dividida em uma fornecedora de gás e uma operadora de gasodutos em 1996.

2.4 Modelo 4 - Desempacotamento e Competição no Varejo



Modelo 4: Desempacotamento e Competição no Varejo

Figura 10 - Fonte: Juris, 1998 (a)

2.4.1 Características

O Modelo 4 (Figura 10) introduz o conceito de desempacotamento (*unbundling*) - a separação da oferta de gás natural, do transporte por gasodutos e distribuição - e a total desregulamentação dos mercados de gás natural. Na prática, as utilidades de gás tem permissão de oferecer somente serviços de transporte. A motivação central para o desempacotamento é a habilidade das companhias de gasodutos em restringir a competição no mercado atacadista de gás por meio de medidas, como a oferta de serviços de transporte diferenciados (ex: de baixa qualidade). O desempacotamento elimina essa distorção e, em adição, facilita o desenvolvimento de um grande número de empresas que adquirem o gás natural no mercado atacadista (Figura 11), revendem no *downstream* e utilizam os serviços de transporte das companhias de gasodutos e distribuidoras.

A competição entre as companhias ofertantes faz com que os *mark-ups* de revenda diminuam, facilitando o repasse da redução de custos no segmento produtor para os consumidores finais. Com a competição e desregulamentação do mercado, os contratos de longo prazo perdem em parte sua importância e o gás natural passa a ser negociado,

também, por meio de contratos de curto prazo, promovendo o balanço da oferta e demanda e fornecendo aos participantes a flexibilidade necessária.

Estrutura do Mercado Atacadista de Gás



Estrutura do Mercado Varejista de Gás



————— TRANSPORTE DE GÁS

Figura 11 - Fonte: Juris, 1998 (a)

Mercado Spot

O desenvolvimento do mercado *spot* promove a eficiência em toda a indústria do gás. Sua principal função é gerar sinais de preço eficientes com relação ao valor de mercado do gás natural. Na medida em que o mercado *spot* se torna mais líquido e competitivo, os preços convergem ao custo marginal de curto prazo do gás no mercado local, ou seja, o preço *spot* equivale ao valor de uma unidade marginal de gás, negociada no mercado *spot* em um determinado momento. Portanto, ele reflete o valor de mercado do gás no tempo em questão.

Como os preços são determinados continuamente em um mercado líquido e competitivo, a precificação de gás natural se torna mais eficiente. Isso leva os participantes do mercado a utilizar os preços *spot* como referência na avaliação de portfólios de contratos de gás, assim como na precificação de contratos bilaterais de oferta, em particular, contratos de longo prazo. Portanto, a precificação da maior parte das transações de gás está conectada aos preços do mercado *spot* e, como resultado, a maior parte dos agentes defronta-se com preços de mercado eficientes. Mercados *spot* geralmente se desenvolvem em áreas com alta

concentração de compradores e vendedores, tais como uma interconexão de gasoduto próxima a uma região metropolitana ou a um terminal de uma região produtora.

A negociação de gás no curto prazo acarreta maior volatilidade nos preços e volumes, fazendo com que novas práticas de mercado surjam na indústria de gás. Os preços *spot* tendem a ser voláteis, devido à dependência de fatores determinantes da oferta e demanda. Do lado da oferta, temos fatores relacionados à produção, estocagem e capacidade disponível de gasodutos, enquanto a demanda responde a padrões de consumo e sazonalidade (PILIPOVIĆ, 1998). Com isso, os agentes ficam expostos ao risco de preço, pois são incapazes de prever os preços futuros do gás natural.

Mercado Financeiro de Gás

A demanda por instrumental capaz de minimizar os riscos de preços levam ao desenvolvimento de um mercado financeiro de gás, ou seja, um nicho de mercado no qual os contratos financeiros de gás são negociados (não necessariamente para a entrega física da *commodity*) e utilizados para proteção, especulação e arbitragem. Existem dois tipos de risco de preços no mercado de gás natural: aquele gerado pela volatilidade nos preços do mercado *spot*, e o risco base, que é o risco de mudança no diferencial de preços entre localidades, períodos de tempo, qualidade do gás entregue e entre o gás natural e outras *commodities*. Entre os contratos mais utilizados para o controle de tais riscos, podemos citar os contratos *forward*, futuros, *hedge*, opções e *swaps* (NYMEX, 2002) e (HULL, 2000):

- Contrato *Forward* - Contrato de oferta entre um comprador e um vendedor, que obriga o comprador a receber e ao vendedor a entregar uma quantidade fixa de uma *commodity* a um preço pré-determinado e em uma data específica.
- Contrato Futuro - Representa um acordo legal entre um agente que abre uma posição no mercado futuro para comprar ou vender gás natural e a casa de câmbio da *commodity*. O agente concorda em receber ou entregar, durante um período específico, uma certa quantidade de gás natural com preço definido, a qual segue princípios de qualidade e entrega especificados pela casa de câmbio.
- Contrato de *Hedge* - Corresponde à posição tomada no mercado financeiro para equilibrar a posição no mercado físico. A expectativa é que os ganhos e perdas decorrentes dos movimentos dos preços nos dois mercados irão constantemente se anular, até que a posição no mercado financeiro se encerre (o formato ideal é que isso

ocorra exatamente ao mesmo tempo em que a posição no mercado físico se encerre). Portanto, o contrato de *hedge* é uma combinação de contratos futuros e físicos que, efetivamente, fixa o preço do gás natural.

- Contrato de Opção - Fornece ao seu detentor o direito, e não a obrigação, de comprar ou vender uma certa quantidade de gás natural, a um preço especificado e em uma data futura, em troca do pagamento de um prêmio.
- Contrato de *Swap* - Em sua forma mais geral, envolve o câmbio de fluxos de caixa de acordo com fórmulas que dependem do valor de uma ou mais variáveis de mercado (no nosso caso, o preço de gás natural). Em um *swap* típico de preços ou *commodities*, as partes trocam pagamentos baseados nas mudanças no preço de um índice de mercado ou *commodity*, fixando o preço pago pela *commodity*.

Os contratos financeiros de gás são divididos em duas categorias: padrão e customizado. Os primeiros (tais como contratos futuros e opções) são oferecidos e negociados por bolsas de valores, enquanto que os contratos customizados são oferecidos por intermediários financeiros, podendo variar significativamente, o que reflete a variação nas transações.

O mercado financeiro de gás tende a se desenvolver a partir da situação em que o mercado físico de gás atinge uma certa maturidade e a maior parte do gás natural é negociada em contratos de curto prazo. Dado que poucos países possuem um mercado *spot* maduro e líquido, o mercado financeiro de gás é relativamente novo para a indústria de gás. Somente os Estados Unidos possuem um mercado financeiro de gás desenvolvido.

Mercado Secundário de Transporte

A volatilidade no volume e a desregulamentação dos mercados de gás natural criam a necessidade de maior flexibilidade nos serviços de transporte. Os agentes necessitam equilibrar oferta e demanda no curto prazo, o que somente é possível se o contrato de fornecimento de gás natural combinar perfeitamente em todas as dimensões com um contrato de transporte. As companhias de transporte respondem a essa necessidade, oferecendo contratos de transporte de médio e curto prazos e flexibilidade na escolha dos pontos de injeção e retirada. Essa resposta pode ser facilitada por meio da criação de um mercado secundário de transporte, ou seja, o mercado onde detentores de contratos de transporte podem negociar a capacidade não utilizada, temporária ou permanentemente, com outros carregadores.

A revenda de contratos de transporte promove a eficiência do mercado e facilita o equilíbrio simultâneo dos mercados de gás e transporte. A necessidade de revenda de contratos surge devido às mudanças, no curto prazo, da oferta e demanda, o que geralmente leva à situação em que alguns agentes não utilizam a totalidade da sua capacidade contratada enquanto outros não possuem capacidade suficiente para atender seus clientes. Na ausência de um mercado secundário de transporte, a capacidade não utilizada permanece ociosa. Conseqüentemente, recursos são desperdiçados e oportunidades de negociação perdidas. Assim sendo, a existência de um mercado secundário de transporte traz benefícios para toda a indústria de gás natural.

Caso os contratos de transporte firmes estabeleçam os direitos de propriedade e sejam transferíveis, os detentores podem negociá-los livremente, criando condições para o pleno funcionamento de um mercado secundário. Entretanto, a notificação de mudança da propriedade do contrato pode ser requerida pela agência reguladora.

Caso os contratos de transporte firmes não estabeleçam os direitos de propriedade, a negociação não é permitida, acarretando a inexistência de um mercado secundário, pelo menos oficialmente (os agentes podem ainda estar engajados em acordos para casar contratos de gás natural e transporte). Esse é o pior caso possível, pois os benefícios potenciais de revenda de capacidade não são realizados.

2.4.2 Princípios de precificação do gás

A precificação do gás no Modelo 4 segue os mesmos preceitos de precificação do Modelo 3. Quando a competição é ampliada para todos os consumidores no varejo, os preços finais irão refletir o preço no poço ou na fronteira mais o custo de transporte, distribuição e outros custos de serviços destinados a cada consumidor.

2.4.3 Práticas regulatórias

Regulação do preço do gás - O aumento da competição e a desregulamentação no mercado de gás eliminam a necessidade de regulação de preços a nível de atacado e geram carência de mecanismos regulatórios que forneçam às firmas maior flexibilidade de preços a nível de varejo (aquisição de gás para consumo final). As transações no varejo ocorrem entre fornecedores (entre eles produtores e *traders*) e consumidores finais (Figura 11). A regulação por taxa interna de retorno restringe a flexibilidade de preços e, devido a isso,

é menos utilizada que a regulação *price cap*, pois esse tipo de regulação permite à firma a escolha de preços que estarão abaixo ou no limite fixado.

Regulação do mercado de transporte - Grande variabilidade de contratos traz o aumento da complexidade de precificação dos preços de transporte. Embora as companhias de gasoduto mantenham seu poder de mercado, elas necessitam de flexibilidade de preços para reagir a possíveis mudanças de mercado. Os reguladores devem, então, utilizar *price caps* ou outro mecanismo regulatório que forneça às companhias de transporte flexibilidade de preços, enquanto promovem preços relativos eficientes. Tem-se tentado implementar, por exemplo, as tarifas de transporte negociadas. Esse tipo de “desregulamentação” é controlado e fiscalizado pela agência reguladora.

Já a regulação do mercado secundário de transporte é desnecessária, caso exista competição entre compradores e vendedores de contratos de transporte. O preço de um contrato de transporte firme, negociado em um mercado secundário competitivo, deve refletir os custos marginais, de curto prazo, de operação do gasoduto e o custo de oportunidade da capacidade. Esse mecanismo de precificação permite que os preços de capacidade e movimentação se ajustem às mudanças da oferta e demanda no curto prazo. Portanto, os preços de capacidade do gasoduto poderiam, por exemplo, ser altos durante períodos de pico, quando a demanda excede a oferta, e se aproximariam de zero durante períodos de excesso de oferta. Em contraste, o preço de transporte ou movimentação seria relativamente baixo e constante, devido aos baixos custos marginais de operação.

As negociações no mercado secundário podem tomar várias formas. Arranjos típicos de negociação são leilões nos quais companhias de transporte disputam contratos de transporte disponíveis, submetendo lances de preços. Os leilões são utilizados na negociação de contratos de longo e curto prazos, entretanto, procedimentos rigorosos acabam por desencorajar a revenda de contratos de curto prazo devido às restrições temporais. Outra forma comum de negociação são acordos bilaterais, que acabam por facilitar a revenda de todos os tipos de contrato de transporte, pois proporcionam às companhias transportadoras maior flexibilidade na negociação das condições das transações.

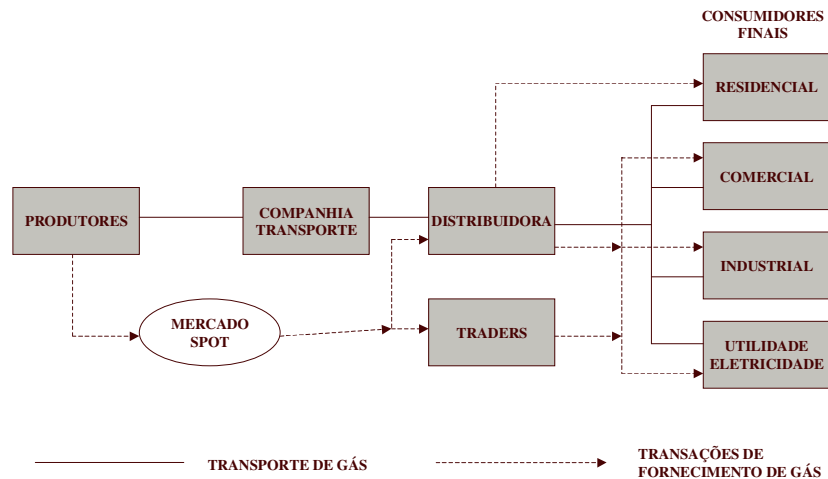
A negociação pode ser realizada também em um mercado *spot*, no qual as firmas negociam contratos de curto prazo. A negociação em mercado *spot* faz com que os contratos sejam padronizados em todas as dimensões importantes, condição essa que se faz necessária para promover a precificação eficiente dos contratos. Outras características de liquidez são

essenciais: grande número de agentes, capacidade disponível abundante e concentração de negociação em uma ou mais localidades. Um mercado *spot* de transporte ativo fornece escopo para um mercado financeiro de transporte, no qual agentes podem minimizar os riscos de preços do mercado de transporte.

2.4.4 Exemplo

Já existem pelo menos duas indústrias de gás que apresentam estrutura de Modelo 4 em toda a sua escala. O Reino Unido e a Austrália atingiram a estrutura de Modelo 4 em 1998 e 2002, respectivamente, quando introduziram competição total no varejo. A indústria de gás americana caminha nessa direção. O processo foi iniciado quando o Reino Unido e os Estados Unidos introduziram competição no varejo em pequena escala em algumas regiões. Em 1996, por exemplo, um programa piloto deu a 500.000 clientes residenciais no sudeste da Inglaterra a opção de escolha de fornecimento de gás. Programas piloto similares foram introduzidos em Pittsburgh, New Hampshire e outras localidades nos Estados Unidos.

2.5 Modelo de Transição: Desempacotamento do Transporte por Gasodutos e Livre Acesso à Distribuição



Modelo de Transição: Desempacotamento do Transporte por Gasodutos e Livre Acesso à Distribuição

Figura 12 - Fonte: Juris, 1998 (a)

2.5.1 Características

A configuração típica para uma indústria de gás convergindo do Modelo 3 para o 4 é o Modelo de Transição (Figura 12), em que a utilidade de distribuição tem exclusividade de fornecimento somente à classe residencial. O livre acesso na distribuição é limitado a consumidores finais com consumo a partir de certa quantidade, devido aos altos custos de medição, o que faz com que a competição na oferta de gás para a classe residencial seja inviável. Em adição, a distribuidora encarregada pode desencorajar o livre acesso, oferecendo serviços de medição imprecisos e de baixa qualidade para os fornecedores independentes.

A desregulamentação e reestruturação crescentes na indústria de gás natural levam ao aparecimento de mercados em outros segmentos da indústria. O desempacotamento e o livre acesso, já presentes no Modelo de Transição, fornecem a estrutura necessária para o surgimento dos mercados de estocagem, balanceamento do sistema, construção de gasodutos e medição e instalação de medidores.

Estocagem

O desempacotamento dos gasodutos fornece à armazenagem de gás natural uma nova função em adição ao tradicional balanceamento de carga, a qual preserva o equilíbrio entre os pontos de injeção e retirada no sistema de gasodutos. À medida que a indústria de gás natural converge à estrutura de Modelo 4, a armazenagem é desregulamentada e os operadores de estoques tornam-se mais ativos na indústria de gás, negociando gás natural de forma dependente às mudanças nas condições do mercado. O processo de armazenagem pode vir a ser crucial dependendo da complexidade do sistema de gasodutos, pois é um instrumento capaz de suavizar o congestionamento dos mercados locais de transporte e, conseqüentemente, diminuir os preços de gás.

A desregulamentação do mercado de gás cria uma série de oportunidades de lucro para as firmas de estocagem. Essas empresas almejam mercados nos quais a alta dos preços é corrente, devido à ausência de competição ou ao frequente congestionamento do sistema de gasodutos. A facilidade de armazenagem pode acarretar o aumento da competição nesses mercados, pois as firmas de estocagem representam mais agentes no mercado fornecendo aos outros participantes vasta gama de possibilidades na seleção do fornecedor ou do comprador. A tendência é a atração de outros operadores de armazenagem e o conseqüente aumento do grau de competição no mercado.

Por sua vez, a desregulamentação das operações de armazenagem pode ajudar a aliviar o sistema de gasodutos. Em um mercado local de gás, a alta variação sazonal nos preços pode se refletir em restrições de capacidade do gasoduto em períodos de pico. A firma de estocagem pode, então, utilizar a capacidade disponível em períodos de baixa demanda (quando os preços são mais baixos), para injetar gás natural para estoque, objetivando revender em períodos de pico (quando os preços são mais altos), ou seja, arbitrar as diferenças locais e temporais nos preços. Os operadores de estoque colhem os benefícios da alta dos preços, entretanto, a atuação no mercado faz com que os preços de pico convirjam a níveis competitivos, pois a disponibilidade de gás natural proveniente da armazenagem suaviza o congestionamento, mesmo que parcialmente. Em adição, os altos lucros obtidos irão atrair um número maior de firmas de estoque ao mercado, o que irá fazer com que os preços caiam ainda mais.

No entanto, as firmas de armazenagem enfrentam dois problemas no mercado de gás desregulamentado. O primeiro é relacionado à volatilidade de preços do gás natural, o que introduz alto grau de incerteza com relação ao tamanho e à localização da firma. Dado que a maior parte dos lucros é obtida por meio da arbitragem de preços em base

temporal e locacional, ser capaz de prever os preços futuros é crucial. A presença de um mercado financeiro de gás amenizaria, de certa forma, a questão, pois seriam fornecidos sinais eficientes sobre os preços futuros de gás natural. Caso o mercado financeiro de gás não esteja desenvolvido, os operadores de estoque podem reduzir a incerteza de preços, estabelecendo contratos de longo prazo no fornecimento e na compra de gás natural.

O segundo problema é relacionado à regulação das atividades de armazenagem. Apesar da comercialização crescente, a estocagem ainda é utilizada para balancear a carga na rede de gasodutos. Caso a facilidade de estoque sirva a ambas funções, ela está sujeita à regulação, devido à conexão com o segmento regulado de transporte. Entretanto, a distinção entre os custos associados ao balanceamento de carga dos custos da operação comercial é difícil. Portanto, a determinação de taxas de cobrança para o balanceamento torna-se imprecisa. A solução seria criar um mercado de balanceamento, no qual a companhia de transporte negociaria o desequilíbrio do sistema com outros participantes no mercado de gás.

Mercado de Balanceamento

O mercado de balanceamento é o mercado no qual os desequilíbrios do sistema de gasodutos são negociados em leilão. Um desequilíbrio no sistema surge quando existe uma diferença entre o volume de gás e a capacidade disponível no sistema. Requer-se dos carregadores a manutenção constante do balanço mensal entre o que foi injetado no gasoduto e o que foi retirado. Desta forma, o desequilíbrio pode ocorrer sempre que os agentes carregadores não mantiverem seus equilíbrios individuais - o equilíbrio entre o que foi notificado à transportadora e o que foi realmente transportado - o que é passível de punição por parte da transportadora.

O mercado de balanceamento está intimamente ligado à operação do sistema de transporte. A companhia de transporte ou transportadora necessita manter o equilíbrio entre o gás natural injetado e retirado para assegurar a qualidade dos serviços de transporte. A transportadora atinje o equilíbrio planejando o fluxo de gás para o dia seguinte, tomando como base as notificações dos carregadores², ou seja, as informações fornecidas sobre os volumes e destinos dos carregamentos. A transportadora opera, então, o sistema de acordo com o planejamento e monitora as injeções e retiradas em tempo real. Entretanto, antes do dia da operação, a transportadora oferece aos carregadores o desequilíbrio do sistema. Este, pode ser positivo ou negativo dependendo de onde exista excesso ou falta de gás

²Os carregadores, por sua vez, seguem as nominações das distribuidoras ou até mesmo dos consumidores finais.

natural. Os carregadores enviam então as ofertas, notificando o preço e a quantidade de gás desejada para compra ou venda, caso ocorra algum desequilíbrio no sistema. Caso o sistema opere desbalanceado, o operador determina a quantidade de gás a ser comprada ou vendida para o reestabelecimento do equilíbrio e aceita, então, as ofertas com custo total mínimo. O operador paga aos ofertantes vencedores o preço igual à última oferta aceita. Caso a proposta pelo desbalanceamento do sistema seja competitiva, o preço refletirá o custo marginal de curto prazo do gás.

Um mercado de balanceamento eficiente produz informação com ampla utilização na indústria de gás desregulamentada. Os preços gerados podem ser utilizados para precificação dos serviços de carga fornecidos pelas firmas de estoque às transportadoras. O preço de desequilíbrio do sistema reflete os custos que os carregadores impõem ao sistema. Logo, a transportadora do gasoduto sabe exatamente quanto deve ser recuperado de agentes indisciplinados. Finalmente, o custo de reestabelecimento do sistema sinaliza à transportadora quando utilizar o mercado de balanceamento e quando reduzir o fluxo de gás.

Medição e Instalação de Medidores

O mercado de medição surge como resultado da introdução da competição no varejo, quando a estrutura do Modelo 4 começa a ser implementada. A medição torna-se um elemento importante na competição no varejo, porque os fornecedores necessitam saber quanto de gás natural cada consumidor utiliza. Inicialmente, todas as instalações de medição são controladas por uma distribuidora. Entretanto, fornecedores independentes, sentindo que a utilidade de distribuição irá exercer poder de mercado fornecendo serviços de medição de baixa qualidade, demandam serviços de medição independentes. Logo, surge a oportunidade para a entrada de novos agentes no mercado, que instalam novos medidores ou tomam posse dos já existentes para vender serviços de medição para fornecedores independentes, utilidades de distribuição e consumidores finais.

No entanto, a medição realizada de forma independente é limitada pelos custos de medição e instalação. Fornecedores e consumidores finais provavelmente tomarão conhecimento de que os custos de medição em locações residenciais ultrapassam em valor os potenciais benefícios. Os serviços de medição independente desenvolvem-se, principalmente, para consumidores de grande ou médio porte, enquanto consumidores residenciais permanecem vinculados às utilidades de distribuição. Somente a introdução de novas tecnologias de baixo custo podem promover o crescimento da utilização de medição independente e eliminar a habilidade das

distribuidoras em restringir a competição no varejo.

Construção de Gasodutos

O mercado de construção de novos gasodutos surge quando a desregulamentação do transporte permite a construção e operação de novos gasodutos por terceiros. Esse regime descentralizado de expansão pode ser introduzido nas estruturas dos Modelos 3 e 4 (um regime centralizado permite a construção de gasodutos, somente por companhias de transporte).

Novas instalações de transporte são necessárias quando os agentes acham ser mais benéfico construir um novo gasoduto a ter que pagar o preço elevado de transporte em um gasoduto já existente. Esse tipo de situação é bastante comum, já que os dutos de transporte de gás natural são monopólios naturais típicos. Como toda empresa monopolista, muitas vezes a companhia de transporte utiliza o seu poder de mercado, praticando preços acima do ótimo social. Sob um regime descentralizado, a companhia de transporte não possui a obrigação da construção de nova capacidade. Caso a demanda atinja um valor acima da capacidade em uma determinada locação, os participantes do mercado irão enfrentar altos preços *spot* de gás natural. Logo, caso o valor presente esperado dos custos de transporte somado aos prêmios pagos aos *traders* de gás exceda o valor presente dos custos de construção e operação do gasoduto, os agentes preferirão adicionar nova capacidade de gás ao sistema.

Três fatores importantes afetam a eficiência do regime descentralizado de expansão de capacidade. Primeiramente, os mercados *spot* locais devem ser líquidos e desregulamentados para serem capazes de gerar sinais eficientes sobre o valor de mercado do gás natural. Um mercado *spot* eficiente permite aos agentes estimar as perdas geradas pelo congestionamento do gasoduto em um local específico, comparando os preços *spot* em diferentes locações. O segundo ponto é que a tarifa de transporte do gás natural entre duas localidades não deve distorcer os preços dos mercados *spot* locais. A regulação das tarifas de transporte deve assegurar que todos os participantes no mercado de gás paguem as mesmas taxas, caso eles demandem serviços qualitativa e quantitativamente idênticos. Em adição, os reguladores devem promover o mercado secundário de transporte, pois ele facilita a precificação eficiente da capacidade do gasoduto e revela informação sobre o tamanho das perdas geradas pelo congestionamento na rede. O último ponto revela que a cooperação entre novas transportadoras e as já existentes é fundamental para promover a integração funcional de toda a rede de gasodutos. Caso dois gasodutos falhem ao coordenar seus serviços de transporte, as transações entre agentes conectados a diferentes sistemas de gasodutos se

torna mais difícil. Sendo assim, para assegurar eficiência as transportadoras devem entrar em acordo para estabelecer mecanismos que facilitem as transações entre os diferentes sistemas de transporte.

Para aumentar as receitas e reduzir o custo médio, o novo operador de gasoduto deve considerar o fornecimento de livre acesso a terceiros que não participaram da construção do gasoduto. Os benefícios provenientes da operação do gasoduto podem ser distribuídos entre os acionistas na base das contribuições dos custos de construção. Caso no futuro o novo gasoduto passe pela experiência de congestionamento ou excesso de demanda em pontos específicos do sistema, os acionistas podem recuperar o investimento feito na construção da rede e, ainda, ter ganhos adicionais. Logicamente, isso dependerá da regulação vigente das tarifas de transporte. Caso a regulação de preços seja baseada no custo marginal de transporte de curto prazo, os ganhos da transportadora relativos ao congestionamento do gasoduto serão mais elevados.

2.5.2 Exemplo

A indústria de gás inglesa até 1998 e a atual indústria de gás americana são exemplos típicos de Modelos de Transição. Ambos países desempacotaram o transporte por gasodutos e introduziram livre acesso na distribuição.

3 Modelos de Negociação na Indústria de Gás

Com o processo de desregulamentação, os mercados alcançam maior grau de complexidade e os mecanismos de negociação tornam-se necessários para assegurar o equilíbrio simultâneo entre os mercados de gás e transporte a custo mínimo para a indústria. Dois modelos de negociação atingem o ótimo social: o modelo Bilateral e o modelo *Poolco*. Se apropriadamente aplicados, ambos os modelos levam ao mesmo resultado. As principais diferenças entre eles reside na natureza das transações e na maneira como essas são coordenadas nos mercados de gás e transporte. O modelo Bilateral tem sido dominante na indústria de gás, devido à simplicidade de implementação. No entanto, o modelo *Poolco* apresenta grande potencial em situações em que existem problemas referentes ao processamento de informação (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

3.1 Modelo Bilateral

O modelo Bilateral é baseado em transações bilaterais descentralizadas, em que cada agente busca os melhores termos de negociação. Na prática, é um modelo em que são estabelecidos contratos bilaterais diretos entre diferentes agentes no setor, ou seja, tais contratos não são centralizados. Podem existir, por exemplo, contratos entre consumidores de grande porte e produtores, quando já existe a possibilidade do chamado *bypass* físico e comercial. Tal modelo é praticado em mercados competitivos de gás e transporte e o objetivo é gerar preços eficientes e minimizar o custo do gás natural para consumidores finais.

3.1.1 Mercado *spot* descentralizado

No modelo Bilateral, os agentes firmam todos os acordos em negociações bilaterais e estabelecem contratos que contêm todos os pontos relevantes em uma transação. A negociação bilateral é benéfica para os agentes, pois permite a eles completar somente as transações que se adequem melhor às suas necessidades. A demanda por formas de minimização dos custos de transação leva ao surgimento de *traders*, que concluem as transações em nome de outros participantes do mercado. Desta forma, os mercados *spot* se desenvolvem fornecendo preços eficientes de gás natural a cada instante. O seu desenvolvimento é, então, realizado por meio da ação descentralizadora das forças de mercado, ou seja, seu funcionamento tem como base as negociações bilaterais entre os agentes.

Os mercados *spot* competitivos geram sinais sobre o valor de mercado do gás natural, fornecendo incentivos aos agentes, para que as transações sejam estabelecidas de forma eficiente, e auxiliando na decisão sobre a estrutura ótima do portfólio de contratos. Como resultado, a negociação bilateral descentralizada fornece uma solução ótima para cada agente e para a indústria como um todo.

3.1.2 Tarifação do transporte baseada em distância

Como as transações são realizadas de forma descentralizada, a precificação é baseada na distância. Isso se deve ao fato de que nas negociações bilaterais diretas a fonte de onde o gás é contratado é conhecida, assim como a distância percorrida por ele. Desta forma, a precificação por distância é a que fornece sinais mais eficientes. Na prática, os preços dos serviços de transporte vendidos no mercado primário são baseados nos custos fixo e variável por unidade de distância. O preço de venda da capacidade é estabelecido para a recuperação dos custos fixos totais, enquanto a cobrança pelo serviço de movimentação é utilizada para recuperar os custos variáveis de transporte do gás natural. Os contratos de transporte vendidos no mercado secundário são precificados de acordo com o custo marginal de curto prazo da capacidade.

A existência de um competitivo mercado secundário de capacidade e a disponibilidade de contratos de transporte firmes e não firmes permitem aos carregadores adequar suas necessidades de gás aos serviços de transporte. Eles formam um portfólio de contratos, que fornece a eles a qualidade mínima aceitável de transporte a custo mínimo. Como cada carregador é capaz de minimizar seu custo total de gás natural e transporte, o custo total de gás natural para os consumidores finais é minimizado.

3.1.3 Acesso direto e competição no varejo

No modelo de negociação bilateral em mercados desenvolvidos, existe o acesso direto entre produtores e consumidores. Desta forma, a competição no varejo ocorre entre fornecedores³, que competem por preço em contratos de fornecimento⁴. Os consumidores finais podem

³Dependendo do modelo de indústria de gás, os fornecedores podem ser representados por *traders*, carregadores, produtores, transportadoras e distribuidoras.

⁴Outro fator dependente do grau de desenvolvimento da indústria de gás é a duração do contrato de fornecimento, que pode ser de curto, médio ou longo prazo.

escolher o fornecedor de gás natural, o qual passa a ser responsável por adquirir transporte de gás natural até o local de consumo. Essa estrutura, em que consumidores finais estabelecem contratos com os fornecedores, é conhecida como acesso direto.

Os fornecedores cobram dos consumidores finais um preço único por unidade de gás natural entregue. A competição entre os fornecedores assegura que o preço de varejo seja equivalente à soma do preço de gás por atacado e as taxas de transporte. Dado que os fornecedores têm a habilidade de adquirir gás natural e serviços de transporte a custo mínimo, os consumidores finais irão se deparar com preços de varejo ótimos. Logo, todas as transações na indústria de gás natural levam à solução socialmente ótima.

3.2 Modelo *Poolco*

No modelo *Poolco*, as negociações são coordenadas por uma única entidade, que assegura que todas as transações nos mercados de gás e transporte são realizadas a custo mínimo para a sociedade. Nesse caso, já não existe o contato direto entre os agentes e todas as transações são centralizadas por um órgão competente. O modelo *Poolco* é baseado na noção de que transações bilaterais descentralizadas nem sempre alcançam a solução socialmente ótima na indústria de gás, devido às características técnicas dos sistemas de gasodutos. Um sistema de gasodutos exhibe externalidades de rede que afetam cargas em duas locações distintas. Um carregamento de gás pode reduzir a capacidade disponível para transporte em uma interconexão adjacente.

3.2.1 Operador *Pool* (central de despacho de gás natural)

Nesse modelo, as transações no mercado de gás natural são facilitadas por um operador *pool*, uma entidade designada a equilibrar o mercado. Os agentes informam ao operador a quantidade de gás natural que eles desejam comprar ou vender, e a que preços desejam executar as transações. O operador agrega essa informação a um sistema de oferta e demanda, que calcula o preço de equilíbrio do mercado. Esse procedimento é repetido em pequenos intervalos para gerar a precificação contínua de gás natural.

O operador pode dividir o mercado de gás em vários mercados locais (nós), caso não exista capacidade suficiente para transportar gás entre diferentes pontos de consumo. Ele determina, então, os preços para cada nó, utilizando o mesmo procedimento.

O sistema de preços reflete o valor de mercado do gás natural. A competição entre fornecedores e compradores de gás natural assegura que os preços reflitam o custo marginal de curto prazo, ou seja, sejam eficientes. Como os agentes realizam as transações aos preços do sistema, o modelo *Poolco* é socialmente ótimo.

3.2.2 Tarifação do transporte por região

No modelo *Poolco*, não existe negociação direta entre os agentes, ou seja, quando se estabelece uma transação não se sabe com quem se está negociando. Desta forma, a tarifação por distância não pode ser empregada. O transporte é, então, vendido como um serviço que injeta ou retira gás natural do sistema de gasodutos em uma locação particular. Os carregadores

compram entrada e saída de capacidade nos pontos de injeção e retirada da companhia de transporte ou de outros carregadores. Eles ordenam os serviços de transporte, nominando o volume de gás natural a ser transportado através do sistema no dia seguinte. A companhia de transporte revisa os pedidos de todos os carregadores e determina o cronograma de fluxo de gás que minimiza o custo total de transporte. Caso alguma capacidade permaneça ociosa após a contabilização dos pedidos de transporte firme, a companhia oferece serviços não firmes para outros carregadores. O fluxo de gás no sistema nem sempre segue os caminhos contratuais, pois a companhia pode encontrar uma maneira melhor de direcionar os fluxos através do sistema.

As tarifas dos serviços de transporte são baseadas no valor de mercado de capacidade e movimentação. As tarifas variam no tempo e entre as localidades, refletindo diferenças no valor de mercado de capacidade (o custo marginal de movimentação tende a ser pequeno e constante). A companhia de transporte determina o valor da capacidade como sendo a diferença entre os preços nodais (*nodal prices*) de gás natural, pois essa diferença reflete a renda de congestionamento de um gasoduto. Mercados *spot* locais competitivos geram sinais eficientes sobre o tamanho da renda de congestionamento, assegurando que os carregadores paguem preços eficientes pelos serviços de transporte e possam realizar transações ótimas nos mercados de gás e transporte.⁵ Para permitir aos carregadores a minimização do risco de preço, contratos financeiros de transporte devem ser criados.

3.2.3 Acesso virtual e competição no varejo

No modelo *Poolco*, não existe negociação direta entre fornecedores e consumidores finais. Como as transações são centralizadas pelo operador *pool*, os consumidores finais não têm escolha no fornecimento de gás, ou seja, o acesso nessa estrutura é virtual. Por sua vez, os consumidores finais recebem a entrega física de gás natural da distribuidora local, em que prevalece o preço nodal. Como resultado, os consumidores são expostos ao risco de preço, pois eles enfrentam a volatilidade dos preços *spot*. Os fornecedores vendem, então, planos de seguro, ou seja, contratos financeiros que estabilizam os preços de varejo, minimizando o risco de preço. Portanto, os consumidores escolhem entre os fornecedores, baseando-se nos prêmios de seguro. A competição entre os fornecedores assegura que os prêmios sejam

⁵Carregadores tomam o risco de preço no mercado de transporte, caso os preços de capacidade sejam baseados nos custos marginais de curto prazo.

eficientes, refletindo a aversão dos consumidores finais ao risco e aos custos de *hedging*. Dado que os consumidores finais enfrentam preços *spot* e prêmios de seguro eficientes, a solução de todas as transações na indústria de gás é socialmente ótima. Na prática, a concorrência no varejo acontece entre os fornecedores, que competem por preço nos contratos financeiros de gás.

3.3 Modelo Bilateral *versus* Modelo *Poolco*

Quando aplicados corretamente, ambos os modelos levam a uma mesma solução. A escolha do modelo mais apropriado para cada país depende das características da indústria de gás natural local. Países com grandes mercados de gás natural podem se estruturar em ações descentralizadas de forças de mercado para desenvolver um mercado *spot* líquido e competitivo e, desta forma, poderiam optar por um modelo bilateral. Países pequenos podem achar necessário acelerar o desenvolvimento de um mercado *spot*, estabelecendo um operador *pool* que facilita o equilíbrio nos mercados de gás e transporte.

A estrutura de um sistema de gasodutos também afeta a escolha de um modelo de negociação. Gasodutos com uma estrutura em tronco são ideais para o modelo Bilateral, pois as externalidades de rede são pequenas. Por outro lado, um sistema de gasodutos estruturado como uma rede densa exibe externalidades de rede, pois as cargas em uma linha afetam cargas em outra linha. Dado que transações bilaterais não levam em conta as interdependências de cargas, os agentes podem requerer serviços de transporte que não necessariamente minimizem os custos totais de transporte. Nesse caso, o modelo *Poolco* é mais apropriado, pois ele permite ao operador determinar o fluxo de gás ótimo com relação aos caminhos contratuais.

Transações no modelo Bilateral são relativamente simples. Como elas são bilaterais, são de fácil execução e entendimento, mesmo em mercados complexos. Por outro lado, no modelo *Poolco*, o operador necessita de um conjunto enorme de informações acerca da transação, como a disponibilidade, os preços e os custos de gás e transporte. Como resultado das necessidades informacionais, o candidato ao cargo de operador *pool* é, naturalmente, a companhia de transporte, que tem a informação sobre o sistema. Informação esta que é difícil de ser obtida em mercados descentralizados. Um candidato alternativo é uma entidade independente, controlada conjuntamente por todos os participantes da indústria de gás. Nesse caso, o operador deve estabelecer regras de confidencialidade para assegurar a todos os participantes a proteção da informação.

A aplicação desses dois modelos de negociação na indústria de gás natural tem sido desigual. Praticamente todos os países têm optado pelo modelo de negociação bilateral, em função de sua maior simplicidade de implementação em relação ao modelo *Poolco*. Nesses países, a negociação de gás natural ocorre como uma transação bilateral em mercados *spot* descentralizados, e a competição no varejo, se introduzida, é baseada na estrutura de acesso

direto, em que os consumidores finais compram o gás diretamente dos fornecedores. O modelo *Poolco* tem sido aplicado, em uma extensão limitada, no Reino Unido e na Austrália.

4 A Evolução da Indústria de Gás nos EUA

A indústria de gás norte-americana tem passado por mudanças significativas, no que se refere a seu desenho de mercado. Em grande parte, isso é causado por modificações no arcabouço regulatório, no que tange à precificação de gás e à forma como a indústria opera. A experiência norte-americana é de extrema importância, pois indica a completa transformação de seu modelo estrutural em um curto espaço de tempo, o que demonstra o sucesso das práticas regulatórias empregadas. Vale dizer que pouco mais de uma década separa um modelo verticalizado, similar ao Modelo 1, de um modelo calcado em mercados competitivos, com características presentes nos Modelos 3 e 4.

Esta seção tem como finalidade caracterizar a evolução estrutural da indústria de gás norte-americana. Isso será feito por meio da análise das principais características presentes no arcabouço regulatório de cada modelo, tomando como principal fonte Juris (1998 (b)). Por fim, serão retratadas as principais características do atual desenho de mercado norte-americano.

4.1 A Indústria de Gás nos EUA antes de 1985

Regulação

Segundo MacAvoy (2000), a indústria de gás natural norte-americana se caracterizou, em seus primórdios, pela limitada supervisão por parte do governo. De fato, o setor de gás teve como marco regulatório inicial o *Natural Gas Act* de 1938, que estabeleceu a base para a regulação de preços e atividades das companhias de gás sob a *Federal Power Commission* (FPC), órgão equivalente ao atual *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). As transações interestaduais - aquelas entre participantes em dois diferentes estados - passaram a ser reguladas federalmente por intermédio da FPC, enquanto que as transações intraestaduais passaram a ser reguladas por agências estaduais, as chamadas comissões de utilidade pública. No entanto, a regulação tornou-se efetiva somente em 1954, com o fim do processo do caso *Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin*, em que a suprema corte decidiu pelo controle direto sobre os preços nos contratos interestaduais de gás. Criou-se, então, um sistema de precificação *price-cap*, que manteve os preços de gás no poço extremamente baixos durante longo período de tempo. O objetivo era estimular a demanda por parte das classes residencial e industrial, entretanto este sistema acabou por desencorajar a oferta. Com os preços baixos, as novas fontes de oferta eram, em grande parte, determinadas pela exploração e produção de petróleo, devido a existência de poços de gás associados.⁶

Portanto, a demanda crescia ao mesmo tempo em que a oferta se estagnava. O mercado interestadual de gás não podia reagir, uma vez que seus preços eram regulados. Em contrapartida, os mercados intraestaduais se desenvolviam, pois não havia nenhum tipo de controle sobre seus preços. Produtores, consumidores industriais e *traders* negociavam e transportavam através das linhas estaduais, reguladas pelas comissões de utilidade pública. Entretanto, nacionalmente, o déficit de gás natural se desenvolveu. Essa situação obrigou o congresso a lançar o *Natural Gas Policy Act* de 1978 (NGPA 78), cujos objetivos eram desregulamentar os preços do gás natural, encorajar a exploração e reduzir os diferenciais de preços entre os mercados interestaduais e intraestaduais. Observa-se, então, que a desregulamentação da indústria de gás norte-americana iniciou-se com o NGPA 78, que desregulamentou parcialmente os preços no poço e suavizou algumas restrições no transporte interestadual. Basicamente, o controle sobre os preços de novos poços deixou de existir a partir de 1985, mas manteve-se o controle sobre o gás previamente contratado.

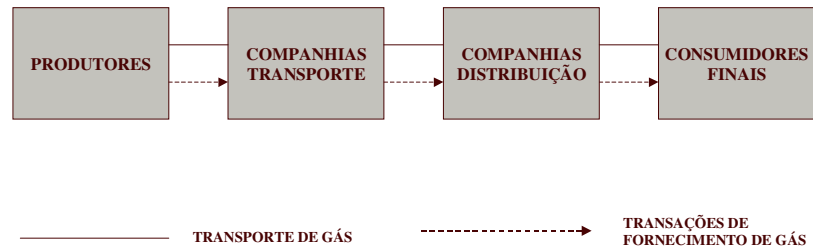
⁶Em alguns campos produtores são encontrados gás e petróleo.

Em termos contratuais, até 1984 as companhias de transporte e os produtores de gás utilizavam os contratos de longo prazo *take-or-pay*, que requeriam às transportadoras comprar o volume contratado de gás natural ou pagar uma quantia fixa por volumes não utilizados. Desta forma, as companhias de transporte não tinham incentivos em adquirir gás ao menor custo e repassavam essas obrigações ao setor *downstream* da indústria. Sob a cláusula de pagamento mínimo, os clientes das companhias de transporte se viam obrigados a pagar uma taxa fixa relacionada à capacidade contratada e ao volume, mesmo nos casos em que não houvesse entrega do gás. Todos os participantes, amarrados pelos contratos de longo prazo, se encontravam incapacitados de adquirir ou vender gás natural para outros agentes. Essa rigidez contratual se tornou o principal impedimento para o desenvolvimento da competição na indústria de gás.

As distorções regulatórias e a crise do petróleo no início da década de 70 foram as causas da alta de preços verificada no mercado de gás no início da década de 80. A crescente insatisfação por parte dos consumidores e a incapacidade das companhias de transporte em honrar seus compromissos de longo prazo fizeram com que a FERC lançasse a Ordem 380 de 1984, que teve como objetivo eliminar os pagamentos mínimos obrigatórios. O ano de 1985 foi marcado pela tentativa, por parte do governo, de amenizar os problemas vivenciados pelas companhias de transporte. Isto foi feito por meio da Ordem 436 da FERC, o que acabou por modificar a estrutura do mercado de gás norte-americano.

Estrutura

Até 1985, a indústria de gás norte americana era teoricamente separada em produção, transporte por gasodutos e distribuição (Figura 13).



A Indústria de Gás nos EUA antes de 1985

Figura 13 - Fonte: Juris, 1998 (b)

Entretanto, como as transações interestaduais estiveram fortemente reguladas até praticamente o final do período em questão e estabelecidas por meio de contratos de longo prazo *take-or-pay*, a estrutura era, na verdade, verticalmente integrada. Pode-se afirmar, então, que grande parte do mercado norte-americano seguia os preceitos do Modelo 1 previamente apresentado.

De fato, as companhias de distribuição não podiam escolher a companhia de transporte, a menos que seu contrato de fornecimento de longo prazo tivesse expirado. Como a maior parte da produção era negociada no longo prazo, o grau de competição no setor era mínimo, apesar do grande número de produtores concentrados em diversas áreas ao longo da Costa do Golfo e do Texas.

4.2 A Indústria de Gás nos EUA entre 1985 e 1992

Regulação

A Ordem 436 da FERC, lançada em 1985 e implementada em 1986, teve, como objetivo, resolver as dificuldades financeiras vivenciadas pelas companhias de transporte. A Ordem 436 da FERC eliminou a rigidez contratual existente, permitindo aos clientes das companhias de transporte a aquisição de gás de forma independente, em um regime de livre acesso; e transformou contratos de oferta de longo prazo em contratos de transporte de longo prazo. Com isso, grande número de consumidores passou a não adquirir gás das companhias de transporte, que permaneceram com as obrigações *take-or-pay* com o setor produtor.

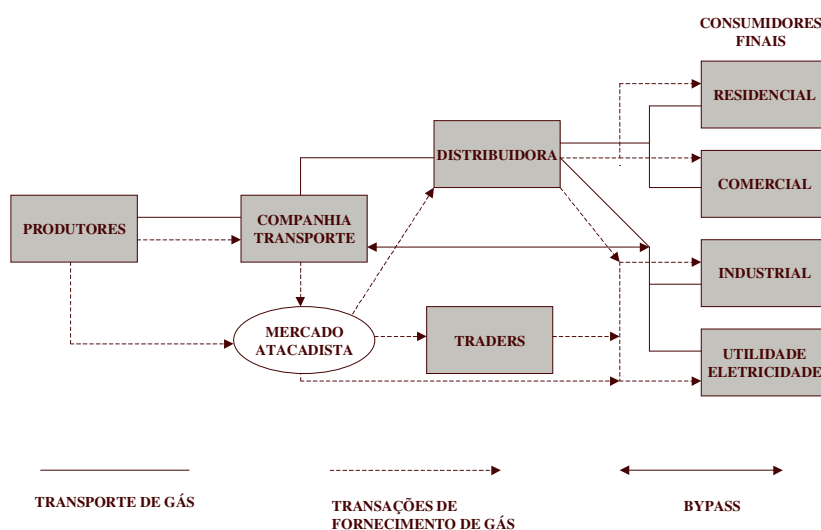
O encargo das obrigações *take-or-pay* acabou por criar custos de transição para as companhias de transporte, as quais se viraram contra o regime de livre acesso. Estas companhias se tornaram relutantes em prover livre acesso ao sistema de gasodutos sendo que a única condição, por elas determinada, para a consecção de livre acesso era a de que produtores e clientes *downstream* assumissem parte dos custos de transição. Em 1987, a Ordem 500 amenizou a questão, permitindo que as companhias de transporte transferissem até 75% dos custos de transição a produtores e clientes *downstream*.

A Ordem 500 foi seguida pelo *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* de 1989, que desregulamentou o preço de atacado de gás natural em todas as transações interestaduais. Estabeleceu-se, então, a remoção de todos os controles remanescentes sobre os preços de gás, até o fim de 1992. Essa legislação libertou os produtores de amarras regulatórias e promoveu a competição no mercado atacadista de gás natural.

Estrutura

Durante os anos 80, destaca-se o estabelecimento da estrutura necessária para a ação das forças de mercado na indústria de gás.

A introdução de livre acesso ao transporte interestadual por gasodutos, em 1985, limitou a utilização de contratos de longo prazo e introduziu competição no mercado atacadista de gás (Figura 14). Esse processo acabou por gerar maior pressão na diminuição dos preços de atacado, situação esta que permanece até os dias de hoje.



A Indústria de Gás nos EUA, 1985-92

Figura 14 - Fonte: Juris, 1998 (b)

A comercialização surge, então, como um novo segmento na indústria de gás natural. Companhias locais de distribuição e grandes consumidores finais com conexão direta aos gasodutos interestaduais começaram a contratar gás natural diretamente dos produtores. Grande número de consumidores finais de grande porte construiu novos gasodutos de conexão, desviando-se das companhias locais de distribuição e ganhando acesso ao mercado atacadista. É o conhecido procedimento de *bypass*.

Pode-se perceber grande avanço estrutural no período, com a passagem direta do Modelo 1 para o Modelo 3. A razão é que, apesar da existência de grande número de produtores, a ausência do livre acesso tornava o mercado atacadista inoperante, impedindo o desenvolvimento efetivo de um modelo do tipo 2. Com a prática do livre acesso, o mercado

atacadista pode se desenvolver, permitindo a evolução direta da indústria para um modelo do tipo 3.

4.3 A Indústria de Gás nos EUA após 1992

Regulação

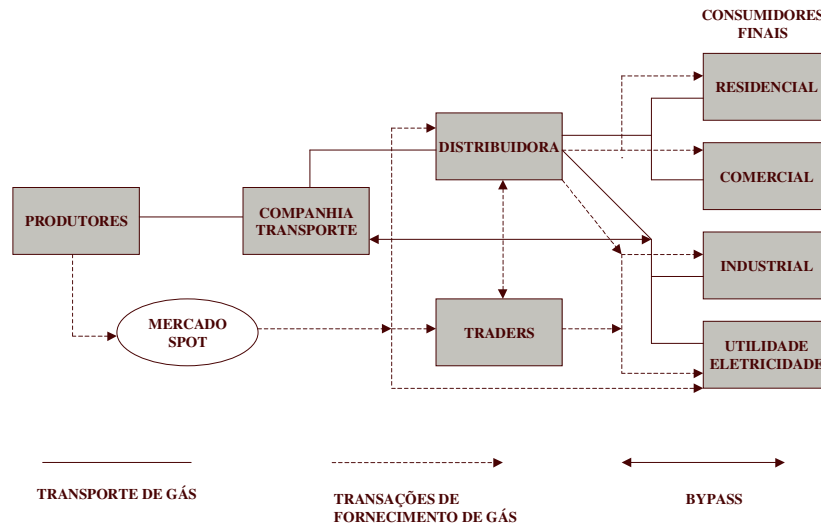
A Ordem 636 da FERC, lançada em abril de 1992, foi designada a completar o processo de reestruturação do mercado atacadista de gás. O objetivo foi submeter a indústria à maior competição, aumentando a escolha do consumidor e desenvolvendo transparência na precificação dos serviços de transporte. Com a Ordem 636, o serviço das companhias de transporte foi separado em componentes, permitindo aos consumidores contratar, separadamente, gás, transporte e armazenagem. Em adição, as transportadoras foram proibidas de ofertar gás, restringindo-se aos serviços pertinentes à rede de gasodutos. Isso possibilitou o desenvolvimento do mercado de gás, que já se encontrava desregulamentado e aberto para a competição.

A Ordem 636 também reformulou a regulação do transporte interestadual, promovendo taxas justas e minimizando a distorção regulatória dos preços de gás natural. Passou-se a cobrar pelo transporte, por meio dos serviços de capacidade e movimentação. Permitiu-se, ainda, a revenda de contratos de transporte, o que possibilitou o desenvolvimento de um mercado secundário, onde carregadores podiam adquirir capacidade de transporte com outros agentes que a mantinham ociosa. O mercado secundário de transporte promove a alocação eficiente dos contratos e a maior utilização dos gasodutos.

A Ordem 636 foi seguida de uma série de medidas impostas pela FERC, as quais foram direcionadas à promoção da competição no mercado de gás natural e ao aumento da flexibilidade no mercado de transporte. As medidas que visaram aumentar a transparência e flexibilidade de revenda de capacidade no curto prazo permitiram aos carregadores escolher os pontos de entrega no sistema de gasodutos e promoveram a padronização dos contratos.

Estrutura

O desempacotamento do transporte interestadual por gasodutos em 1992 completou a transformação do mercado atacadista em um mercado completamente competitivo (Figura 15).



A Indústria de Gás nos EUA após 1992

Figura 15 - Fonte: Juris, 1998 (b)

O mercado varejista norte-americano também se modificou frente à introdução do livre acesso e do desempacotamento, entretanto o progresso na desregulamentação variou de estado para estado. Tipicamente, somente grandes consumidores finais, tais como utilidades elétricas e consumidores industriais, foram eleitos para o livre acesso aos gasodutos interestaduais. O desempacotamento e o livre acesso permitiram a esses consumidores usufruir dos benefícios decorrentes da maior competição no mercado atacadista. Já os pequenos consumidores finais (classes comercial e residencial) permaneceram cativos às companhias locais de distribuição, uma vez que seu consumo anual é inferior ao limite estipulado para o livre acesso. Para essas classes, os ganhos provocados pelas reformas têm sido menores, principalmente pelo limite na escolha da oferta. Pode-se perceber que o modelo em questão tem praticamente todas as características presentes no Modelo de Transição, com exceção do fato de que a classe comercial permanece, de maneira geral, fora do programa de livre acesso.

4.3.1 Os preços de gás após o processo de desregulamentação

Após o desenvolvimento do mercado norte-americano de gás em direção a uma estrutura similar ao Modelo de Transição, verificou-se significativo aumento na eficiência do setor. No que diz respeito aos preços de gás, os consumidores finais foram extremamente beneficiados com o processo de desregulamentação ocorrido. Os preços reais médios nos poços e nos locais de consumo decaíram substancialmente. Entre 1988 e 1994 por exemplo, o preço real médio pago pelos consumidores industriais e utilidades elétricas foi reduzido em 15% e 19% respectivamente. Para os pequenos consumidores finais (classes residencial e comercial), a redução verificada foi significativamente menor, girando em torno de 3%. Isso pode ser explicado pelo fato de que essas classes permaneceram cativas às companhias locais de distribuição, não podendo usufruir do livre acesso e da maior eficiência de preços no mercado atacadista.

4.4 O Atual Mercado de Gás nos EUA

4.4.1 A organização da negociação de gás natural

A organização da negociação de gás natural nos EUA tem se modificado constantemente, como resultado da desregulamentação. Tradicionalmente bilaterais, as transações agora envolvem intermediação de comercializadoras ou *traders* de gás natural, que, agregando demanda e oferta, acabam por reduzir os custos de transação no mercado de gás. A concentração de negociação em centros de mercado levou ao desenvolvimento de mercados *spot* de gás. Tal processo foi auxiliado, nos últimos anos, pela introdução de sistemas de informação eletrônica.

Na negociação bilateral, compradores adquirem gás diretamente dos fornecedores. Entretanto, a crescente complexidade do mercado norte-americano, principalmente após a Ordem 636, reduziu a eficiência de tais transações.

A negociação bilateral segrega a oferta e a demanda, e os agentes buscam a combinação ótima do seu portfólio de contratos. Cada participante do mercado passa a arcar com os custos de transação pela busca do gás natural de menor custo, ou ajusta seu portfólio de contratos às mudanças de mercado. No entanto, alguns agentes não possuem a habilidade e a informação necessárias para completar as transações ao custo mínimo. Esses participantes acabam pagando uma taxa pela intermediação das transações, que fornecem a eles a confiabilidade de oferta desejada ao custo mínimo.

Agentes com consumo e fator de carga elevados tendem a estabelecer negociações bilaterais, pois a contratação e a precificação são relativamente simples. Entretanto, faltam aos consumidores de pequeno porte os recursos necessários para a realização ótima de transações, o que recai sobre os intermediários. Por outro lado, se os mercados são muito dinâmicos, até mesmo os consumidores de grande porte podem achar menos custoso autorizar um intermediário a negociar gás natural.

Portanto, a demanda pela intermediação das transações levou ao surgimento das comercializadoras de gás. As transações, ainda que bilaterais, são estabelecidas entre a comercializadora e outros agentes, tais como produtores, consumidores de grande porte e distribuidoras. As comercializadoras agregam oferta e demanda e combinam seus clientes ao custo mínimo, em troca de uma taxa que deve compensar os clientes da aquisição segregada de gás natural (Figura 16).

Organização da Negociação no Mercado Atacadista

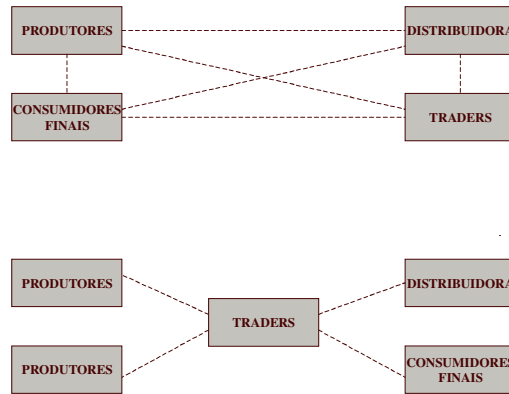


Figura 16 - Fonte: Juris, 1998 (b)

Com isso, as comercializadoras são capazes de agregar os riscos de um portfólio, o que fornece a elas a flexibilidade necessária para o ajuste de estratégias a mudanças no mercado. A eficiência da negociação por meio de intermediários depende inteiramente das taxas cobradas pelos serviços. O mercado norte-americano de comercialização tem alto grau de competição. As taxas de comercialização e operações são desregulamentadas e a entrada no segmento é livre.

A desregulamentação dos preços e a crescente flexibilidade do mercado de gás natural têm promovido o desenvolvimento de centros de mercado ou os chamados *hubs*. As transações no mercado atacadista têm gradualmente se deslocado de áreas de produção e consumo para centros de mercado em interconexões de gasodutos interestaduais e intraestaduais. Tais centros são tipicamente operados por companhias de transporte, presentes nas regiões de interconexão, e permitem aos agentes a aquisição de gás de inúmeras fontes independentes, assim como o transporte a vários mercados (Figura 17).

Negociação em Centros de Mercado

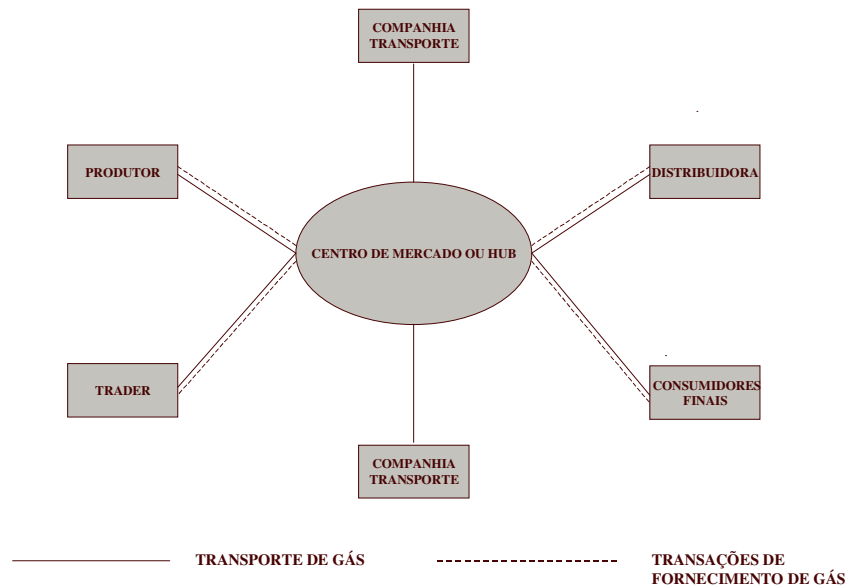


Figura 17 - Fonte: Juris, 1998 (b)

Esta situação elimina a necessidade de contratação de gás e capacidade de transporte, desde o ponto de produção ao local de consumo. Desta forma, as transportadoras são capazes de combinar rotas de oferta através de diversos centros de mercado, com o intuito de diversificar os riscos. Uma outra representação de como as transações são realizadas nos centros de mercado pode ser observada na figura a seguir. Nela, é possível perceber também o papel de intermediação das comercializadoras de gás (Figura 18).

Negociação em Centros de Mercado

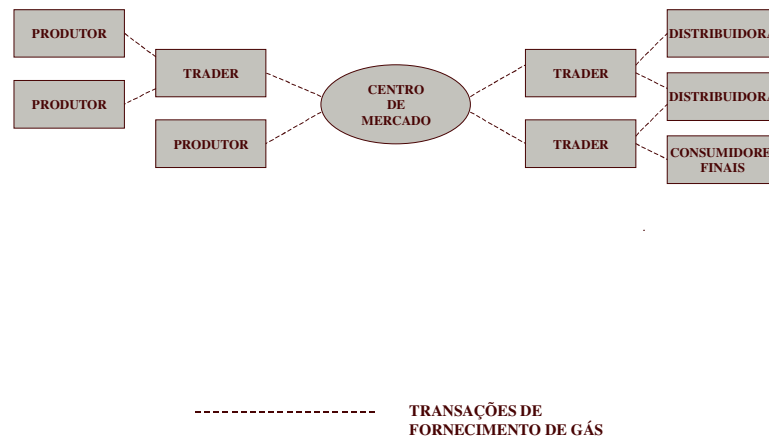


Figura 18 - Fonte: Juris, 1998 (b)

O escopo dos serviços oferecidos pelos centros de mercado tem aumentado, gradualmente, de serviços de transferência física de gás para serviços de armazenagem, processamento etc. A recente introdução de sistemas de informação eletrônica tem permitido a separação da negociação da estrutura física e o desenvolvimento de centros de mercado conectados por redes.

Com o desenvolvimento dos centros de mercado, as bases necessárias para a formação de mercados *spot* nessas áreas se estruturaram. Mercados *spot* têm se organizado em praticamente todos os centros de mercado, assim como nos maiores *city gates*. Tal processo foi auxiliado pela introdução de sistemas eletrônicos de negociação, que podem combinar compradores ou vendedores ou facilitar a negociação direta de transações de gás. No primeiro, caso os agentes introduzem suas propostas no sistema eletrônico, o qual os combina anonimamente. No segundo caso, os sistemas eletrônicos identificam compradores e vendedores e facilitam as transações. Dado que tais sistemas são conectados a centros de mercado e companhias de transporte, os agentes são capazes de negociar gás e transporte em diversas localidades.

A negociação eletrônica reduz os custos de transação e promove a eficiência da precificação

de gás natural. Os sistemas que são utilizados atualmente para a negociação de gás, capacidade de transporte e armazenagem agregam demanda e oferta em pontos específicos, combinando transações ao custo mínimo para os agentes e gerando preços que refletem os custos de oportunidade do gás natural.

4.4.2 O mercado financeiro de gás nos EUA

Atualmente, o mercado financeiro de gás nos EUA se encontra extremamente desenvolvido. Intermediários financeiros e *traders* oferecem instrumentos personalizados que transferem risco entre os participantes da indústria. Existem duas instituições organizadas (NYMEX e KCBT) que oferecem opções e contratos futuros, que são utilizados pelos agentes para a minimização do risco de preço em diversas localidades de entrega de gás. Tais contratos promovem eficiência na indústria, à medida que os agentes adquirem vantagens em oportunidades de arbitragem e os mercados regionais se tornam mais integrados. Quatro tipos principais de contratos futuros e opções são negociados atualmente nos EUA. As diferenças residem no período de entrega, que varia de no máximo 18 a 30 meses, e nos pontos de entrega em centros de mercado nos EUA e no Canadá.

O mercado de contratos financeiros é um segmento dinâmico da indústria de gás norte-americana. Este mercado vem atingindo, gradualmente, a maturidade, especialmente no que se refere a contratos-padrão, pois pequena parcela dos contratos futuros resultam em entrega física de gás. Essa pequena parcela indica que os participantes do mercado utilizam contratos futuros como instrumento para controle de risco - sua função principal - e não para entrega física de gás.

O mercado de gás natural tem se tornado mais eficiente com o aumento da utilização de contratos futuros, conforme atestado pela evidência empírica.⁷

⁷De Vany e Walls (1995) analisaram a cointegração entre os preços *spot* e futuro, entre 1990 e 1994, e encontraram evidência de que os preços no mercado futuro refletem, de forma acurada, os preços *spot* futuros nos maiores mercados. Outro resultado encontrado revela que a diferença de preços entre localidades reflete os custos de transporte, o que representa mais um indicativo da alta eficiência desse mercado.

4.4.3 O mercado primário de transporte de gás nos EUA

O mercado de transporte de gás natural é o mercado no qual a capacidade de gasodutos e os serviços de transporte são negociados. O mercado americano pode ser dividido em 3 partes: os serviços de transporte interestaduais, intra-estaduais e de distribuição. Dar-se-á mais ênfase ao mercado interestadual, que tem atravessado mudanças regulatórias radicais nos últimos 12 anos. Os regimes regulatórios referentes aos outros segmentos variam de estado para estado.

O mercado de transporte interestadual nos EUA é o mais competitivo, devido ao desempacotamento desse segmento da indústria. O lado da oferta é formado por companhias de transporte interestaduais, enquanto que o lado da demanda é composto de carregadores, que adquirem capacidade e transporte. Os carregadores são geralmente *traders*, distribuidoras, produtores ou grandes consumidores finais. O mercado de transporte interestadual americano é composto de mercados de transporte primário e secundário, sendo ambos regulados pela FERC. A maior parte das transações é realizada no mercado primário, entretanto, desde a sua criação em 1993, o mercado secundário vem se consolidando como parte importante da indústria de gás. Existem diferenças substanciais entre os dois mercados no que se refere às atuações dos agentes econômicos. No mercado primário, a maior parte das transações é realizada pelas distribuidoras, enquanto que no mercado secundário esse papel é desempenhado pelos *traders*, o que mostra a importância da presença desses agentes na eficiência da indústria de gás.

Como visto anteriormente, a desregulamentação do transporte interestadual não forneceu aos agentes econômicos igual acesso ao mercado atacadista, originando, desta forma, diferenças nas estruturas de entrega aos consumidores finais. As utilidades elétricas e os consumidores finais de grande porte, os dois grupos mais beneficiados com o livre acesso e o desempacotamento, adquirem a maior parte do gás natural no mercado atacadista. Como dispõem de maior leque de oferta, os consumidores de grande porte se utilizam de contratos firmes e não firmes, o que possibilita a eles construir um portfólio de contratos ao custo mínimo. Por outro lado, as classes residencial e comercial têm acesso limitado aos segmentos de transporte. Devido a essa amarra regulatória, transacionam basicamente via contratos firmes com as distribuidoras locais.

A regulação do mercado primário de transporte - A regulação do mercado de transporte interestadual é feita por intermédio da FERC, que tem o dever de determinar tarifas e estabelecer regras para as companhias, com o intuito de promover o funcionamento eficiente desse mercado. O processo de determinação de tarifas se resume no envio de propostas pelas companhias, que são, posteriormente, aprovadas ou modificadas pela FERC, segundo cada caso. Tais propostas devem estar baseadas nos custos operacionais anuais estimados mais uma taxa razoável de retorno no investimento (regulação custo-de-serviço).

O processo de determinação de tarifa pode ser dividido em 5 fases distintas (U.S. Department of Energy 1995):

- determinação dos custos de serviços que devem ser cobertos pelas tarifas;
- atribuição dos custos às diferentes atividades ao longo da cadeia, que consiste na separação dos custos nos tipos de serviço oferecidos, tais como transporte e estocagem;
- classificação dos custos funcionais, citados no item anterior, como componentes de demanda ou *commodity*. Os custos variáveis (custos que variam com o volume de gás no gasoduto) são classificados como custos de *commodity*. Dependendo dos objetivos da agência reguladora, os custos fixos são alocados como componentes de demanda ou *commodity*. Vale ressaltar que a maior parte dos custos das companhias de transporte são fixos, pois a indústria de transporte de gás é intensiva em capital;
- alocação dos componentes de demanda e *commodity* nos serviços oferecidos pela companhia de transporte. Os custos de demanda são tradicionalmente alocados nos serviços baseados nos requerimentos de capacidade, enquanto os custos de *commodity* são alocados em base volumétrica. Parte do processo alocativo deve incorporar, também, a distância percorrida pelo gás até o consumidor;
- desenho das tarifas. As tarifas unitárias são obtidas dividindo os custos alocados de demanda e *commodity* pelas unidades faturadas pelos respectivos serviços. As taxas podem ser desenhadas para incorporar estrutura de faturamento de uma, duas ou três partes. A tarifa de uma parte é desenhada para recuperar os custos de demanda e *commodity* em uma única cobrança, em base volumétrica (o consumidor é faturado em função do número de unidades de gás que consome ou transporta). Em uma estrutura de duas ou três partes, as tarifas de reserva são desenhadas para recuperar os

custos de demanda, enquanto as tarifas volumétricas cobrem os custos de *commodity*. As tarifas são também desenhadas para refletir a qualidade dos serviços oferecidos pela companhia de transporte. Por exemplo, as tarifas pelos serviços firmes cobrem uma porção maior dos custos de demanda, quando comparadas às tarifas dos serviços não firmes. As tarifas não firmes são usualmente tarifas de uma parte, as quais são geralmente menores e incluem somente uma pequena parte dos custos de demanda.

A descrição da metodologia utilizada pela FERC, apesar de extremamente linear, pode ser influenciada pelos objetivos da regulação e pelas condições predominantes no mercado. Para alcançar tais objetivos, a FERC se utiliza da classificação dos custos no processo de determinação de tarifas, para estabelecer os custos como de demanda, *commodity* ou uma mistura de ambos.

Um estudo conduzido por Volpe (2001) diz que no início dos anos 80 a FERC adotava o método *Modified Fixed Variable* (MFV) para classificação dos custos. O MFV classificava todos os custos fixos como custos de demanda, exceto o retorno sobre os lucros e as taxas sobre receitas, que eram classificadas como custos de *commodity*. O MFV, que teve como efeito a diminuição das tarifas de transporte, foi implementado para atingir dois objetivos: maximizar a utilização do sistema nacional de gasodutos e promover a competição efetiva do gás natural com combustíveis alternativos.

Em adição à classificação MFV, a FERC propôs a divisão dos custos de demanda em dois componentes: o componente D-1, que cobria os custos de demanda através de uma tarifa de pico (*peak-day*), e o componente D-2, que cobria os custos de demanda através de uma tarifa de demanda anual. Na prática, representava uma tarifa de duas partes para a demanda, em que cada metade dos custos fixos era coberta por uma tarifa específica. Essa divisão se tornou necessária, pois o objetivo era suavizar o impacto, sobre os consumidores com baixos fatores de carga, da transferência dos custos fixos da componente *commodity* para a componente demanda (na regulação anterior 75% dos custos fixos eram alocados na componente *commodity*).

Em 1989, a FERC modificou mais uma vez sua política de determinação de tarifas de transporte, em virtude de mudanças institucionais, tais como o livre acesso e a total desregulamentação dos preços de gás natural. A FERC sugeriu, então, que, para atingir os objetivos de racionamento de capacidade nos períodos de pico e maximizar a utilização do gasoduto, o componente D-2 deveria ser transferido para a mesma tarifa de pico do

componente D-1. Essa foi a transição para a presente prática da metodologia *Straight Fixed-Variable* (SFV), desenhada pela Ordem 636. Na SFV, foram transferidos para a componente demanda o retorno sobre os lucros e as taxas relacionadas a receitas (Figura 19).

Cronologia do Desenho de Tarifas nos EUA

1952	1973	1983	1989	1992
Atlantic Seabord	United	Modified Fixed Variable	Modified Fixed Variable sem D2	Straight Fixed Variable
Tarifa de demanda de uma parte – 50 por cento dos custos fixos alocados no componente de demanda; 50 por cento dos custos fixos alocados no componente <i>commodity</i> . Custos variáveis alocados no componente <i>commodity</i> , assim como 100 por cento dos custos fixos de produção.	Tarifa de demanda de duas partes - 25 por cento dos custos fixos alocados no componente de demanda; 75 por cento dos custos fixos alocados no componente <i>commodity</i> . Custos variáveis alocados no componente <i>commodity</i> .	Tarifa de demanda de duas partes - 50 por cento dos custos fixos (menos o retorno sobre os lucros e as taxas relacionadas) são cobertos pela tarifa <i>peak-day</i> . Custos variáveis alocados no componente <i>commodity</i> . Em adição, o retorno sobre os lucros e as taxas relacionadas são também cobertas pelo componente <i>commodity</i> .	Tarifa de demanda de uma parte. Todos os custos fixos, exceto o retorno sobre os lucros e as taxas relacionadas, são cobertos pela tarifa <i>peak-day</i> . Custos variáveis alocados no componente <i>commodity</i> . Em adição, o retorno sobre os lucros e as taxas relacionadas são também cobertas pelo componente <i>commodity</i> .	Tarifa de demanda de uma parte. Todos os custos fixos são cobertos através da tarifa <i>peak-day</i> . Isso inclui o retorno sobre os lucros e taxas relacionadas, que eram previamente cobertas como componente <i>commodity</i> no MFV. Custos variáveis alocados no componente <i>commodity</i> .

Figura 19 - Fonte: Volpe, 2001

Na SFV, a cobrança pelo serviço firme é dividido entre a cobrança pela capacidade, a qual recupera os custos fixos de transporte, e a cobrança pela utilização, a qual recupera os custos variáveis ou operacionais. A cobrança pelo serviço não firme varia entre um valor mínimo e um valor máximo. A cobrança máxima recupera os custos variáveis e uma parte dos custos fixos, enquanto o valor mínimo recupera somente os custos variáveis.

O principal benefício da regulação corrente das tarifas de transporte é que ela assegura total recuperação dos custos das companhias de transporte. Outros benefícios são a transparência e o caráter não discriminatório das tarifas de transporte. As companhias de transporte reportam, regularmente, seus custos e receitas para a FERC, a qual pode determinar as tarifas por um simples cálculo. Todas as partes envolvidas no transporte

podem checar os resultados e a metodologia. Como todas as taxas de transporte são determinadas utilizando o mesmo procedimento, os carregadores podem comparar taxas e selecionar o serviço de menor preço.

A eficiência econômica da regulação de preços corrente é um compromisso da FERC ao assegurar a recuperação de custos e prevenir o exercício de poder de mercado por parte das companhias de transporte. A principal fonte de ineficiência é a alocação arbitrária de custos fixos. Além disso, o método SFV negligencia uma série de fatores que são importantes para a precificação eficiente do transporte, tais como a confiabilidade da elasticidade da demanda para serviços de transporte, os custos marginais de capacidade e de movimentação e a incerteza da demanda e da oferta.

O método SFV de determinação das taxas não fornece às companhias de transporte flexibilidade para a cobrança de taxas baseadas na demanda. Com o crescimento da utilização por parte dos carregadores de contratos firmes de transporte de curto prazo adquiridos no mercado secundário, a incapacidade de cobrança de taxas baseadas na demanda ameaça a recuperação total dos custos. Muitos carregadores com fatores baixos de carga não têm condições de adquirir contratos firmes de transporte a preços determinados na base de 100% de fator de carga. Portanto, eles adquirem das companhias de transporte contratos firmes para pequenos volumes e utilizam transporte não firme e capacidade do mercado secundário para serviços adicionais de transporte, que julguem necessários.

Os carregadores também ficam relutantes em estabelecer contratos de transporte de longo prazo, uma vez que seus valores de mercado não podem ser determinados. Os carregadores preferem, então, adquirir contratos de transporte de curto prazo, cujo valor de mercado é revelado no mercado secundário de transporte. Entretanto, a contratação de curto prazo para serviços de transporte cria alta incerteza na receita das companhias de transporte, a menos que a regulação permita a elas discriminar preços (McDonnald, 1996).

A FERC tem reconhecido os problemas enfrentados pelas companhias e carregadores no mercado primário de transporte e adotado diversas medidas que expõem o segmento interestadual de transporte às forças de mercado. Uma das medidas permite às companhias de transporte oferecer planos de desconto nas taxas, tais como sazonal, volumétrica ou tarifas multipartes para os carregadores de baixa carga. A determinação de taxas sazonais permite às companhias de transporte estabelecer taxas pela reserva de capacidade em períodos de pico e fora de pico. Por outro lado, a determinação de taxas volumétricas resulta em tarifas de uma parte, baseadas nos volumes de gás entregues. Essa taxa é utilizada principalmente

por consumidores de carga baixa. Por fim, as companhias de transporte podem utilizar uma tarifa de duas partes, que consiste na cobrança da capacidade e do transporte. Neste caso, os custos fixos são alocados entre os dois componentes (U.S. Department of Energy, 1994). Esses planos ajudam a melhorar a situação, porém negligenciam a principal fonte dos problemas, a alocação arbitrária dos custos fixos no método SFV.

A medida mais importante tem sido o estabelecimento de três mecanismos alternativos para a determinação das taxas. Esses mecanismos fornecem às companhias de transporte a flexibilidade para a construção da própria estrutura de taxas, caso elas possam demonstrar que não têm poder de mercado.

- Taxas baseadas no mercado - Esse mecanismo permite às companhias de transporte cobrar taxas baseadas no mercado, caso elas não tenham poder de mercado (a habilidade de manter aumento de preços na ordem de 10%, sem que haja perda de mercado) seus índices Herfindahl-Hirschman sejam menores que 1,800 (o índice Herfindahl-Hirschman mede a concentração de mercado para o propósito de análises *antitrust*). As taxas baseadas no mercado são aplicadas caso a caso.
- Taxas de incentivo - Esse mecanismo estabelece um critério de performance, que fornece às transportadoras incentivos para a cobrança de taxas ótimas, mesmo na presença de poder de mercado. As taxas não são baseadas nos custos e nenhum tipo de *price-cap* é aplicado. Os ganhos de eficiência são compartilhados pelos consumidores e companhias de transporte. A adoção de taxas de incentivo é voluntária.
- Taxas negociadas com recurso de taxas baseadas nos custos - Taxas negociadas são determinadas por meio de um acordo mútuo entre a companhia de transporte e os carregadores, enquanto as taxas recurso são baseadas nos custos de serviço. As taxas recurso representam uma alternativa viável para os serviços negociados. Seu propósito é evitar possível poder de mercado por parte do provedor de serviço.

A resposta das companhias de transporte aos novos mecanismos tem sido favorável. A maior parte das companhias prefere o mecanismo de taxas negociadas com recurso, pois ele fornece a certeza da recuperação de custos sob taxas recurso e da flexibilidade de preços sob taxas negociadas.

As taxas de transporte em novos gasodutos são também determinadas pela FERC. São utilizados dois princípios de precificação, as taxas de transferência e a incremental. Se

a companhia de transporte é capaz de provar que a expansão de capacidade beneficia a maior parte dos consumidores existentes, ela pode transferir uma parte dos custos da nova capacidade para todos os usuários do gasoduto, contanto que o aumento de preços não ultrapasse os 5%. Caso essas condições não sejam satisfeitas, a companhia de transporte deve utilizar a taxa incremental, que atribui os custos da expansão da capacidade aos usuários do novo gasoduto.

Percebe-se, então, uma mudança de política regulatória por parte do governo americano com relação às tarifas de transporte de gás natural. As regulações como SFV, do tipo custo de serviço, começam a ser substituídas pelas regulações de incentivo e de mercado, que apresentam grau competitivo mais elevado. Isso pode ser explicado pelo fato de que a regulação por custo de serviço estimula, de forma limitada, a redução de custos, sendo necessários longos períodos entre a determinação de taxas para que essa redução seja verificada. Essa redução deve-se ao fato de que as transportadoras são autorizadas a reter toda a receita que exceda o custo de serviço entre as datas de reajuste. Já as regulações de incentivo e as baseadas no mercado são mais adequadas para mercados competitivos, por fornecerem de forma mais eficiente a precificação dos serviços.

4.4.4 O mercado secundário de transporte nos EUA

O primeiro mercado secundário de transporte nos EUA, conhecido como programa de liberação de capacidade (*capacity release*), foi criado pela Ordem 636 em 1993. Este programa permite que os carregadores adquiram contratos de transporte de outros carregadores, por meio de transações bilaterais ou de leilões. Outro mercado secundário é o mercado *gray*, no qual os carregadores utilizam a capacidade excedente para enviar gás natural aos mercados congestionados.

Programa Capacity Release - Estabelece regras para a negociação de contratos firmes de capacidade. Os detentores de contratos firmes de transporte ou de estoque podem revendê-los a outros agentes por meio de acordos ou leilões (U.S. Department of Energy, 1995).

O detentor do contrato firme de capacidade faz um acordo com a parte interessada, caso o preço da capacidade a ser liberada seja igual à tarifa firme máxima cobrada pela companhia de transporte, ou caso a duração do contrato não exceda um mês. Na situação em que nenhuma das condições é satisfeita, o detentor do contrato cadastra, no boletim eletrônico da companhia de transporte, a capacidade a ser liberada. Os carregadores disputam, então, o contrato em um leilão, no qual o vencedor é aquele que faz a proposta de maior preço. O vencedor torna-se o novo detentor da capacidade. Caso o preço de leilão seja menor do que o preço estipulado no contrato de transporte, o vendedor deve arcar com a diferença. Em uma situação contrária, o vendedor do contrato retém a diferença.

Pode-se perceber, então, que os preços dos contratos de transporte negociados no programa em questão são regulados pela FERC, utilizando a metodologia *price-cap*. O preço da capacidade a ser liberada não pode exceder a taxa máxima de transporte firme praticada pela companhia detentora do gasoduto em que a capacidade está sendo liberada.

O programa *capacity release* representa um potencial instrumento para a alocação eficiente de capacidade de gasodutos entre os carregadores. A capacidade não utilizada é vendida pelo preço que reflete o custo de oportunidade dos detentores dos contratos, aumentando o bem estar de ambas as pontas. A revenda de capacidade entre carregadores deve levar à alocação eficiente de recursos e à maior utilização dos sistemas de gasodutos.

No entanto, uma das condições mais importantes para a alocação eficiente da capacidade é a precificação. Como a revenda de capacidade é utilizada em sua maior parte no curto prazo, seu preço deve seguir o custo marginal da capacidade de curto prazo, decaindo em períodos fora de pico e aumentando em períodos de pico, para refletir mudanças no custo de

oportunidade.

No entanto, o *price-cap* imposto pela FERC, o qual impede que o preço de mercado da capacidade exceda a tarifa firme máxima, leva a preços distorcidos, e conseqüentemente, à alocação ineficiente da capacidade. Os detentores de contratos, impossibilitados de obter o valor de mercado pela capacidade inutilizada, não a revenderão por meio do programa em questão. Os preços distorcidos das transações que são realizadas fornecem aos compradores sinais ineficientes sobre o valor de mercado da capacidade a ser liberada e atraem uma demanda maior do que o nível eficiente.

O *price-cap* permite a precificação eficiente da capacidade a ser liberada, somente em períodos fora de pico, quando o sistema de gasodutos não está congestionado. Nesses períodos, o custo de oportunidade da capacidade fica abaixo do *price-cap* e os carregadores pagam o preço determinado pelo mercado. Dado que o mercado de revenda de capacidade é relativamente competitivo, os preços em períodos fora de pico são relativamente eficientes.

Outro problema consiste nos altos custos de transação de revenda de capacidade. Os carregadores necessitam de certa flexibilidade na contratação, para serem capazes de reagir rapidamente às mudanças no mercado. O leilão de capacidade muitas vezes não fornece essa flexibilidade. Com isso, a FERC tem concentrado esforços na tentativa de reduzir os custos de transação desse tipo de negociação. As companhias de transporte têm sido obrigadas a estabelecer procedimentos, capazes de agilizar esse processo e, em algumas áreas, se estuda a possibilidade da remoção do *price-cap*, caso os carregadores possam demonstrar que não exercerão poder de mercado.

Mercado Gray - Esse mercado representa uma possível solução para as distorções da regulação de revenda de capacidade, facilitando a negociação em mercados congestionados. Como nesse caso o preço não é regulado, os carregadores são capazes de receber o valor de mercado que maximiza seus lucros. Apesar da atratividade pela precificação desregulamentada, o mercado *gray* não é um substituto do programa *capacity release*, nem representa um mercado eficiente para a liberação de capacidade não utilizada. Os preços desse mercado raramente refletem o custo marginal do sistema de gás e da capacidade de gasodutos, pois o volume negociado é ínfimo se comparado à atividade total do mercado de gás. Além disso, os custos de transação são relativamente altos, pois a falta de informações sobre capacidade disponível e os preços é uma constante. Isto leva os compradores a enfrentarem o poder de monopólio por parte dos detentores dos contratos, que controlam a capacidade em pontos de *bottleneck*. Como pode ser observado, esse mercado é benéfico,

pois permite transações que de outra forma não ocorreriam. Entretanto, a presença de altos custos de transação e do poder de monopólio impedem a negociação secundária ótima de capacidade.

5 A Indústria de Gás na Austrália

5.1 A Evolução da Indústria de Gás na Austrália

Outra experiência de grande importância na indústria de gás é representada pelo caso australiano. Um modelo do tipo 4 já se revela presente no atual desenho de mercado desse país, o que demonstra alto grau de desenvolvimento em uma indústria relativamente recente. A eficácia dos métodos regulatórios empregados na estruturação de um dos modelos mais maduros no mundo é um exemplo de sucesso.

Este capítulo tem como finalidade caracterizar a evolução estrutural da indústria de gás na Austrália. Isso será feito por meio da análise das principais características presentes no arcabouço regulatório de cada modelo. Por fim, será feito o retrato dos principais fatores envolvidos no atual desenho de mercado australiano.

5.1.1 O modelo integrado

Historicamente, a indústria de gás natural na Austrália se caracterizou pela presença de mercados estaduais separados por barreiras legais e regulatórias, que restringiam o comércio entre eles. A cadeia de oferta em cada mercado era altamente integrada, com monopólios operando desde os estágios de produção até as etapas de distribuição e varejo, ou seja, um típico exemplo de Modelo 1. Em todo o país, as atividades de exploração e processamento eram desempenhadas por um pequeno número de empresas regidas por contratos de longo prazo, os quais eram garantidos pelos governos estaduais e territoriais. Além disso, na maior parte dos casos, um único gasoduto conectava os campos de produção aos centros urbanos.

5.1.2 A introdução da competição na produção

Em 1994, o conselho australiano de governos (COAG) decidiu acabar com os problemas de fragmentação e poder de monopólio presentes na indústria de gás australiana, desenvolvendo mercados nacionalmente integrados e competitivos.

Primeiramente, os governos se estruturaram para remover todas as barreiras regulatórias e legais que impediam o livre comércio de gás no país. Um número significativo de reformas se seguiu: o estado *South Australia*, por exemplo, introduziu em 1998 a legislação referente à liberação do acesso aos campos de gás para novos exploradores e produtores; e o estado de Victoria permitiu a interconexão de seus campos petrolíferos e o sistema de gasodutos

de *New South Wales*, para permitir a venda de seu gás nesse estado. Tais reformas foram introduzidas para aumentar o grau de competição entre agentes de diferentes campos de produção. Com isso, a intenção do governo australiano era, de certa forma, introduzir um modelo do tipo 2, que acabou por se caracterizar pela maior competição no *upstream* e pelo surgimento de um mercado atacadista.

Já o segundo conjunto de reformas envolveu a reestruturação das utilidades de gás. Os governos separaram as atividades de transmissão e distribuição das utilidades públicas e exigiram o mesmo das utilidades privadas. Começavam a surgir, então, as estruturas necessárias para a efetivação de um modelo do tipo 3 no mercado australiano de gás.

5.1.3 A introdução do livre acesso

O terceiro conjunto de reformas consistiu-se no estabelecimento da regulamentação referente ao livre acesso ao sistema de gasodutos (*The National Gas Code*). Tal regulamentação estabeleceu um procedimento consistente para que os operadores de gasodutos fornecessem serviços de transmissão e distribuição para produtores, varejistas e consumidores.

A reestruturação das utilidades de gás e a criação do *National Gas Code* criaram as condições necessárias para o estabelecimento da competição nos mercados de atacado e varejo e para a introdução efetiva de uma estrutura com as características presentes no Modelo 3.

5.1.4 A introdução da competição no varejo

Outras reformas incluíram o surgimento de agências estaduais independentes, que se tornaram responsáveis pela regulação do acesso à distribuição de gás, pela precificação e pela revisão dos contratos de longo prazo de exploração e fornecimento existentes.

A última medida de impacto no arcabouço regulatório é representada pelo acordo intergovernamental de reforma do mercado de gás. Lançado em 1997, tornou obrigatório a todos os estados e territórios a introdução da ampla competição no varejo até julho de 2002. Desta forma, consumidores industriais e comerciais já se encontram, hoje, aptos a negociar com produtores o fornecimento e com operadores de gasodutos o transporte. Além disso, todos os consumidores finais têm a alternativa de escolher entre varejistas certificados para a compra de pacote de serviços de gás. Desta forma, a indústria de gás na Austrália já apresenta todas as características referentes ao modelo do tipo 4.

5.2 A Nova Indústria de Gás na Austrália - Configuração do Atual Mercado

O objetivo desta seção é descrever a estrutura atual da indústria de gás australiana. Tomar-se-á como modelo o estado de Victoria, pelos significativos avanços atingidos no decorrer dos últimos anos.

5.2.1 Responsabilidade atual da regulação de gás natural

Atualmente, o mercado de gás australiano é regulado por duas instituições, o *Office of the Regulator General* (ORG) e a *Australian Competition and Consumer Commission* (ACCC), que são responsáveis pela regulação da distribuição e do transporte, respectivamente.

5.2.2 Os agentes do novo mercado de gás

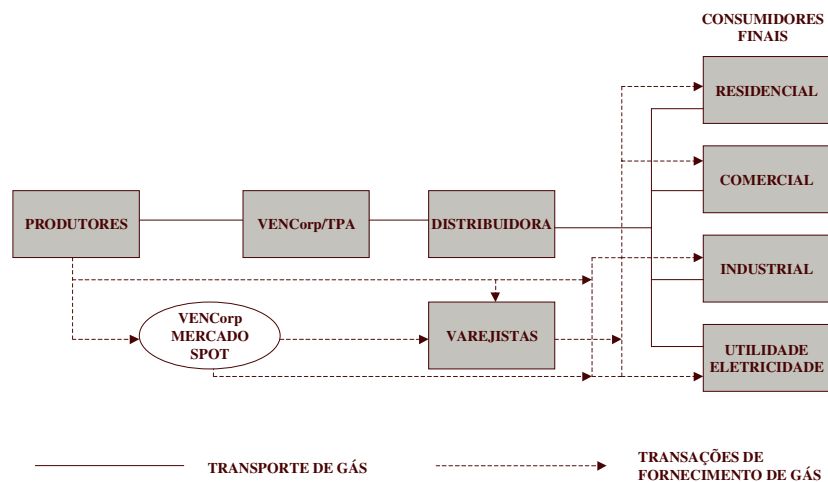
Sob os novos arranjos, após o período de desregulamentação, a indústria de gás do estado de Victoria compreende (EPD, 1997):

- consumidores: divididos nas classes residencial, comercial, industrial e companhias de eletricidade;
- três varejistas, cuja função é comprar gás dos produtores, serviços de transmissão da VENC Corp/TPA, serviços de distribuição das distribuidoras e revender o pacote desses serviços aos consumidores finais;
- três companhias privadas de distribuição de gás, que detêm e operam os ativos de distribuição em regiões específicas e geram receita por fornecer serviços de distribuição de gás de acordo com as tarifas estabelecidas;
- uma firma privada de transmissão de gás, a *Transmission Pipelines Australia* (TPA), que detém e opera o núcleo de ativos de transmissão e gera receita por fornecer serviços de transporte de gás de acordo com as tarifas estabelecidas;
- a VENC Corp - *Victorian Energy Networks Corporation*, operadora independente do sistema de transmissão de gás e responsável pela administração do mercado *spot* e pelo balanceamento da oferta e demanda de gás, ou seja, controla o mercado *spot* e

opera o gasoduto da TPA. É uma entidade estatutária sem fins lucrativos, que cobra preços regulados pelos seus serviços, em função de seus custos;

- produtores, cujo setor é dominado pelos proprietários do principal campo de gás;⁸
- operadores de estoque de gás que auxiliam no balanceamento do sistema de transmissão, estocando gás em períodos de baixa demanda e injetando gás em períodos de pico.

5.2.3 O modelo australiano de gás



Modelo Australiano de Gás

Figura 20

O modelo de gás presente em território australiano (Figura 20) já apresenta todas as características pertencentes a um modelo do tipo 4:

- a cadeia já se encontra totalmente desverticalizada, sendo cada etapa realizada por empresas independentes;

⁸Novas características de oferta sendo desenvolvidas incluem desenvolvimento de novos campos, conexão ao sistema nacional e construção de utilidades subterrâneas de estoque, o que possibilitará a compra, estocagem e revenda de gás no sistema.

- as companhias de transporte e distribuição já não podem transacionar gás natural, sendo restritas a fornecer somente os respectivos serviços de transporte;
- o livre acesso às redes de gasodutos;
- a total desregulamentação dos preços de gás natural;
- o elevado grau de competição no mercado, desde o mercado atacadista até o mercado varejista, onde já existem inúmeros agentes;
- a presença de um mercado *spot* extremamente desenvolvido, que é utilizado principalmente para a negociação dos desbalanceamentos do sistema;
- a existência de conexões entre os diferentes mercados regionais, o que permite a precificação mais eficiente do gás e do transporte.

5.2.4 O espaço de transações entre os agentes

O atual modelo australiano de gás concentra suas maiores virtudes nas diferentes alternativas de transações existentes. Teoricamente, todos os consumidores são autorizados a negociar com varejistas, produtores ou, até mesmo, no mercado *spot* (Figura 21). Entretanto, os custos de transação fazem com que os consumidores de pequeno porte, representados pelas classes residencial e industrial, transacionem apenas com os varejistas. A seguir, será descrito como o processo de negociações se verifica no mercado de gás.

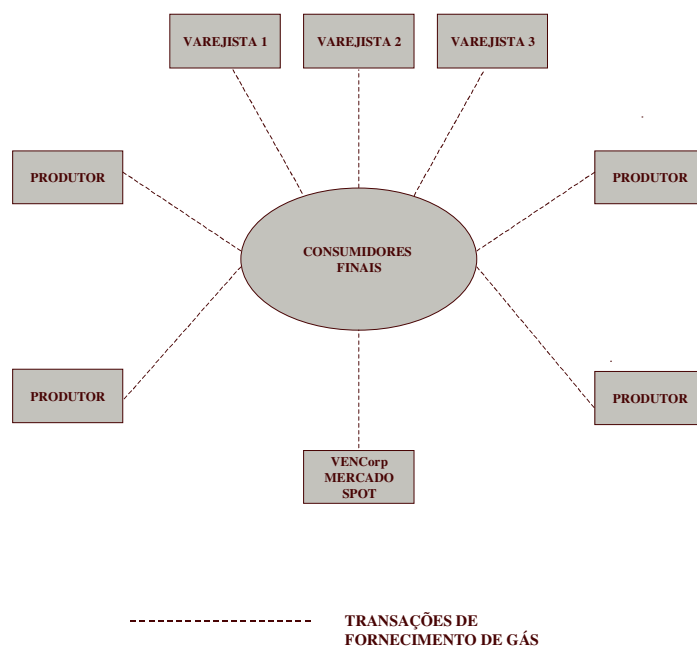


Figura 21

Primeiramente, tem-se transações com os chamados varejistas, agentes que desempenham papel similar aos *traders* presentes no mercado norte americano. Os varejistas são os comercializadores da nova indústria de gás, cuja função se resume em comprar gás e os chamados serviços de transmissão e distribuição, para então vender aos consumidores um pacote englobando todos esses serviços. Tais agentes são livres para negociar seus serviços em todas as áreas e para qualquer consumidor. Desta forma, a maior parte do gás é negociado por meio de contratos entre produtores e varejistas, que por sua vez o revendem aos consumidores finais. Entretanto, devido à dificuldade em se prever com precisão a demanda de gás, na maior parte dos dias a quantidade de fato adquirida sob contrato não se iguala à quantidade consumida de gás.

Eis que surge o mercado *spot*, representando mais um núcleo de transações para os agentes. Esse mercado fornece os meios de se negociar o desbalanceamento do sistema, tal que o agente paga pelo excesso de retirada sobre a quantidade injetada ou recebe pelo excesso de injeções sobre a quantidade retirada, a um preço *spot* determinado pelo próprio mercado. A operadora do sistema (VENCorp) recebe ofertas competitivas dos participantes do mercado para injetar ou retirar gás, e programa o fluxo de gás de acordo com os preços

e as quantidades especificadas, com o intuito de atender aos requisitos do sistema da forma mais eficiente. Fazendo dessa forma, a VENC Corp determina os preços de equilíbrio implícitos e administra o estabelecimento das negociações do mercado *spot*. Portanto, o mercado *spot* trabalha também com o desbalanceamento do sistema, além de atender a qualquer agente que queira negociar gás no mercado. Dois pontos merecem destaque com relação ao mercado *spot*:

- os agentes não são obrigados a negociar no mercado *spot*, ou seja, caso um participante retire exatamente o que foi injetado e não submeta uma ordem de compra ou venda de gás, ele não estará sujeito ao mercado *spot*;
- um agente pode comprar ou vender todo o seu gás no mercado *spot*, desde que haja agente(s) na ponta inversa da transação.

Portanto, o mercado *spot* representa uma conveniência e não uma imposição aos agentes do mercado de gás. Ele está disponível para ser utilizado conforme as necessidades dos agentes econômicos. Além disso, ele fornece um mecanismo pelo qual os participantes do mercado podem negociar e, portanto, influenciar o valor do gás em diferentes pontos do sistema, em momentos distintos. Fazendo dessa forma, o valor do gás determinado pelas negociações no mercado *spot* resolve a complexa economia de rede e direciona o cronograma eficiente de fluxo de gás em função das forças de mercado, evitando as centralizações planejadas e as intervenções.

Os consumidores que escolhem participar do mercado *spot* adquirem o gás no próprio mercado. A participação no mercado *spot* requer a administração do risco do mercado, o pagamento separado pelos serviços de transmissão e distribuição, a instalação de medidores apropriados, o registro junto à VENC Corp e o pagamento das taxas de mercado relevantes. Tal processo não é viável economicamente para determinadas classes de consumidores finais. Por isso, muitos preferem comprar de um varejista a um preço negociado. Neste caso, o varejista assume as responsabilidades e administra os riscos associados à direta participação no mercado. Desta forma, os varejistas competem para oferecer aos consumidores o melhor pacote de serviços e preço de mercado.

Outra possibilidade de transação para os consumidores finais é a negociação direta com os produtores de gás. Essa é a negociação tradicional na indústria de gás, que perde espaço à medida que o setor caminha para modelos mais desenvolvidos. Esse é um tipo de transação

que apresenta muitas amarras contratuais, o que acaba por restringir o portfólio de contratos do consumidor final (apesar de todos os agentes - inclusive os consumidores - serem livres para estabelecer qualquer tipo de contrato para compra ou venda de gás).

5.2.5 Os preços de gás após o processo de desregulamentação

O processo de desregulamentação dos preços no mercado australiano de gás é muito recente, pois somente neste ano a indústria alcançou a total competição no mercado varejista. Devido a isso, a eficiência verificada nos preços de gás natural com o desenvolvimento do setor ainda é, de certa forma, tímida. Entretanto, no estado de Victoria já podem ser verificados os menores preços de gás natural do país. Isso pode ser explicado, em parte, pelo maior desenvolvimento do setor de gás em comparação ao dos outros estados e territórios australianos. A expectativa é a de que, nos próximos anos já se verifiquem reduções nos preços em decorrência da maior competição nos mercados atacadista e varejista.

6 A Experiência Internacional - Lições para os Reguladores

Existe clara evidência de que as reformas nos mercados norte-americano e australiano de gás natural têm trazido benefícios consideráveis, tais como maior eficiência nos serviços de transporte, maior volume de investimentos, maior variedade de serviços e preços menores à maior parte dos consumidores finais. O aumento da dinâmica no mercado, decorrente das melhorias na produtividade, da inovação e dos novos investimentos, tem surpreendido, até mesmo, aqueles que defendem uma política para o setor de gás mais orientada ao mercado.

Vale ressaltar que não existe modelo específico para o processo de desregulamentação, nem estrutura regulatória única após o estabelecimento da competição. Os formuladores de políticas setoriais e os reguladores devem levar em consideração as condições nacionais, incluindo a estrutura existente nos setores *upstream* e *middlestream*, os agentes do setor e as tendências do mercado. No entanto, a experiência dos países relatados na liberalização do setor de gás é extremamente importante para o processo de mudança rumo a um mercado de gás mais competitivo.

As maiores lições decorrentes das experiências norte-americana e australiana podem ser resumidas da seguinte forma:

- condições de acesso - Transparência nas condições de acesso ao sistema de gasodutos e às instalações de estoque é fator chave para prevenir a discriminação entre os carregadores, encorajar o acesso e a competição e assegurar a operação eficiente da indústria.
- desempacotamento - A separação administrativa e contábil das atividades de transporte das atividades de fornecimento de gás das companhias é crucial para assegurar o acesso não discriminatório e, conseqüentemente, uma regulação eficiente. O desempacotamento assegura que os custos sejam alocados no transporte de forma correta, permitindo o estabelecimento de taxas eficientes na utilização do sistema.
- regulação das tarifas de transporte - Na maior parte dos casos, o transporte por gasodutos é monopólio natural. Conseqüentemente, tentativas de encorajar a competição na provisão desses serviços são, geralmente, economicamente ineficientes. Deste modo, a regulação de preços ou a taxa interna de retorno são necessárias para

prevenir o uso do poder de mercado por parte das companhias de transporte, no estabelecimento das tarifas de utilização do gasoduto.

- responsabilidade regulatória claramente definida - Seja qual for a regulação aplicada, sua responsabilidade deve ser claramente definida e aplicada pelo órgão governamental apropriado. Alguns países têm criado autoridades independentes, responsáveis por assegurar o dia a dia do setor de gás livre de qualquer interferência política. No caso em que o governo controla a utilidade, é importante que se assegure transparência e consistência no processo decisório.

A garantia de oferta, principalmente em países dependentes de um pequeno número de fornecedores externos, é ponto chave no mercado de gás. Existe a evidência, particularmente nos EUA, de que mercados de gás competitivos têm garantido a oferta de curto prazo. Isto decorre da maior flexibilidade de resposta a emergências, graças a utilização de sistemas de informação e controle sofisticados e sinais de preços eficientes. A oferta de longo prazo tem se fortalecido por meio do desenvolvimento de infraestrutura de transporte e estoque. A precificação explícita e transparente dos serviços de gás de curto prazo em mercados competitivos permite que consumidores finais, *traders* e distribuidoras determinem o nível apropriado de risco de oferta, por meio da otimização de seus portfólios de contratos.

Garantir a oferta de gás no curto e longo prazos deve ser um dos principais objetivos do formulador de políticas para o setor de gás. Isto pode ser feito, por exemplo, facilitando o comércio internacional, investindo em interconexões do sistema de gasodutos, determinando o nível aceitável de risco de oferta para consumidores finais e fornecendo a estrutura legal apropriada para o caso de emergências.

7 O Caso Brasil: Modelos de Mercado e o Futuro do Setor

Após a análise dos modelos de mercado do setor de gás natural e das principais estruturas regulatórias adotadas é natural ter como objetivo um estudo mais detalhado de como essas forças têm interagido no mercado brasileiro de gás. A indústria de gás natural no Brasil é ainda incipiente. Até pouco tempo, o mercado era caracterizado pela presença de uma única empresa estatal e totalmente integrada. A flexibilização do monopólio no setor de petróleo e gás trouxe outras empresas, novas regras e uma agência reguladora. Portanto, o presente texto tem como foco principal a análise de como essas variáveis têm se comportado nessa nova estrutura formada. Primeiramente, será descrito um breve histórico da indústria de gás relacionado ao passado regulatório. Em seguida, apresentaremos a atual regulação, apenas de forma descritiva, sem entrar nos méritos da adequação das novas regras frente às condições do mercado. Os três modelos de mercado brasileiros serão, então, apresentados. Faremos uma análise fragmentada para, então, desenvolvermos o grau de interação entre os diferentes modelos e a regulamentação atual. Por fim, ressaltaremos a importância do livre acesso para o desenvolvimento do setor e descreveremos a questão da competição do gás natural frente aos seus concorrentes diretos. Tudo isso, baseado nas estruturas de mercado previamente apresentadas e sempre levando em consideração o papel da Petrobras no mercado brasileiro de gás. A força e influência da empresa são tão significativas que não poderia ser feito de forma diferente.

7.1 Um Breve Histórico Institucional

O mercado brasileiro de gás é um mercado relativamente novo e pouco desenvolvido. Há pouco menos de uma década, o mercado era representado por uma única empresa (Petrobras) operando em toda a cadeia de gás, do *upstream* ao *downstream*. Com a política de liberalização de mercados e o aumento da competitividade, os modelos totalmente integrados, presentes no mundo inteiro, foram postos em xeque. A cultura regulatória ganhou espaço e a busca por modelos mais competitivos e eficientes tornou-se uma constante. No Brasil, não foi diferente. Embora de forma lenta e realizado anos mais tarde, o processo de desverticalização do setor de gás, assim como das outras utilidades públicas, se transformou em uma das vedetes da política governamental a partir de meados da década de 90. Destacam-se as

seguintes regulações do setor de gás natural:

- Emenda Constitucional Nº 5, de 1995 - Pôs fim ao monopólio da Petrobras nos serviços de distribuição de gás canalizado. Diz a emenda: “ *cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado* ”, o que antes era concedido apenas à empresa estatal.
- Emenda Constitucional Nº 9, de 1995 - Permitiu a entrada de empresas privadas na pesquisa e lavra de jazidas, no refino do petróleo nacional ou importado, na importação e exportação, e no transporte de petróleo, derivados e gás natural.
- Lei Nº 9.478, de 1997 - Entre as medidas mais importantes, criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), como agência reguladora responsável pelo setor de gás. Segundo Cecchi (2001), entre os princípios e objetivos da ANP podemos citar:
 - promover a competitividade entre os agentes econômicos, de forma a restringir a integração vertical, permitir o livre acesso à rede de transportes, desenvolver mercados secundários e criar condições para a entrada de novos agentes no mercado;
 - implantar estrutura regulatória estável, clara, transparente e previsível, de forma a adaptar a regulação a condições de mudança, dar poder à autoridade para manter a estrutura legal atualizada e oferecer procedimentos transparentes.

7.2 A Configuração do Atual Mercado

Após as mudanças institucionais acima referidas e alguns anos de mercado regulado, podemos caracterizar o setor de gás natural da seguinte maneira.

7.2.1 Responsabilidade atual da regulação de gás natural

A regulação da exploração, da produção, da importação e do transporte estão sob responsabilidade federal, sendo reguladas pela ANP, enquanto a distribuição de gás canalizado está sob responsabilidade dos estados por meio das agências reguladoras estaduais (Figura 22).

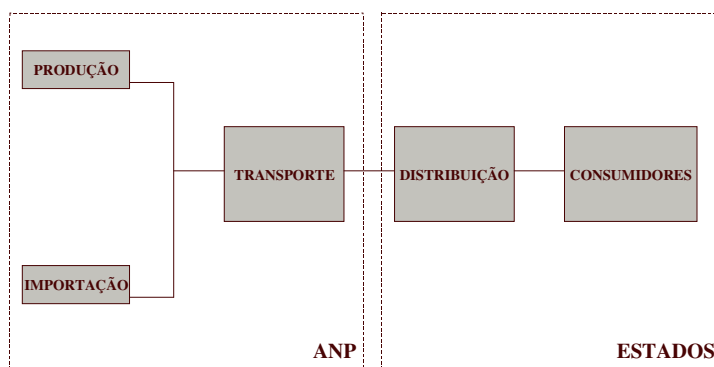


Figura 22

7.2.2 Os agentes

Apesar do evidente domínio da Petrobras em todos os setores da cadeia de gás, verifica-se a presença de inúmeros agentes no mercado brasileiro.

- *Upstream* - Após algumas rodadas de licitações, constata-se a presença de mais de 40 empresas além da Petrobras.
- *Midstream* - A inserção de novos agentes é mais complexa, pois os custos elevados da infra-estrutura de transporte dificultam a inserção de novos agentes. A entrada no

mercado é realizada, muitas vezes, por meio de participações e sociedades em empresas constituídas especialmente para a construção de gasodutos.

- *Downstream* - A entrada de novos agentes ocorre pela aquisição de participações nas empresas distribuidoras de gás natural.

7.3 A Regulação Atual

7.3.1 As atividades de exploração, desenvolvimento e produção

A Lei Nº 9.478/97 definiu que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, pertencem à União, cabendo à ANP sua pronta administração. Tal gestão é realizada através de licitações para contratos de concessão em áreas de exploração, desenvolvimento e produção, o que permite a entrada de novos agentes e promove a competição.

7.3.2 Comercialização - gás nacional e importado

A atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. Apenas a cláusula que trata do preço do produto é regulada em ato conjunto dos ministérios das Minas e Energia e da Fazenda.

preço do gás natural nacional - Até 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias era determinado pela *Portaria DNC Nº 24, de junho de 1994*.

Esta portaria estabelecia a paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural para fins combustíveis e o preço do óleo combustível 1A. Desta forma, o preço de venda do gás natural não identificava, separadamente, a parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega. Tinha-se, então, uma regulação do tipo *price cap*, que se baseava na concorrência do gás com combustíveis substitutos. Esse tipo de regulação tinha a vantagem de propiciar maior competição com o óleo combustível 1A, seu principal concorrente no setor industrial. Entretanto, não produzia sinais econômicos eficientes, pois não incorporava o custo de transporte.

No início de 1999, a flexibilização das regras para a fixação dos preços dos óleos combustíveis e a conjuntura do mercado internacional levaram a um contexto de alta volatilidade nos preços máximos de gás natural. O governo decidiu, então, pela edição de nova regulamentação baseada em duas premissas:

- a) a separação do preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte;
- b) a introdução progressiva da distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Portaria MME/MF N^o 3 (17/02/2000)

Com isso, o objetivo fundamental da nova proposta foi o de reduzir as distorções do processo de formação de preço do gás natural, que na realidade incorpora o custo de transporte associado a uma atividade de serviço que em nada se relaciona com as atividades de exploração e produção de gás ou petróleo.

A portaria estabelece os preços máximos de venda (P_m) do gás natural de produção nacional, para venda à vista às concessionárias de gás canalizado, consoante a fórmula:

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

Sendo:

P_{GT} – Preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte;

T_{REF} – Tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

- Preço Referencial do Gás Natural (P_{GT})

O preço do gás natural passou a ser reajustado trimestralmente, com base na fórmula abaixo:

$$P_{GT} = 0,50.P_{GT(ant)} + 0,50.P_{GT(0)}.Cesta. \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Sendo:

$P_{GT(ant)}$ - o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior ao cálculo desejado;

$P_{GT(0)}$ - o valor inicial de P_{GT} ;

TC - é a média das taxas de câmbio relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se deseja calcular o novo valor de P_{GT} ;

TC_0 - é a média das taxas de câmbio no período de junho a agosto de 1999, inclusive;

$Cesta = \left[0,50.\frac{F1}{F1_0} + 0,25.\frac{F2}{F2_0} + 0,25.\frac{F3}{F3_0} \right]$ representa uma ponderação entre óleos combustíveis.

Percebe-se que o preço base do gás natural e sua indexação refletem opções alternativas dos mercados e a concorrência que deve enfrentar o gás natural em cada mercado. Desse

modo, temos a continuidade da regulação no sentido de avaliar a competição entre o gás e os produtos utilizados no setor terciário e industrial. A regulação continua sendo do tipo *price cap* e o teto é configurado por meio do reajuste trimestral, representado pela parcela $0,50.P_{GT(0)}.C_{esta} \cdot \left(\frac{TC}{TC_0}\right)$ que engloba, além dos óleos combustíveis, a variação cambial. A vantagem de se introduzir o câmbio é tornar a fórmula similar à aplicada sobre o gás natural importado da Bolívia, de forma a permitir maior convergência entre as regras de variação do gás nacional e importado. Porém, enquanto a concorrência do petróleo é internacional, a do gás natural encontra-se, frequentemente, confinada dentro das fronteiras nacionais ou regionais, o que torna duvidosa a eficiência da introdução do câmbio nos índices de reajuste. Um outro aspecto relevante é o fato de que o preço base a ser reajustado provavelmente leva em consideração o *netback value* do gás. Sendo assim, o poder de monopólio da empresa fornecedora (Petrobras) pode ter sido introduzido na regulação vigente. Por fim, foi introduzido também um fator de reajuste trimestral, o que é usualmente utilizado para suavizar a volatilidade de preços.

- Tarifa de Transporte de Referência (T_{REF} - valores publicados na Portaria ANP 45/2002)

A tarifa de transporte de referência varia em função da distância, porém é postal dentro dos estados, ou seja, seu cálculo é realizado utilizando-se a abordagem de zonas tarifárias (modelo zonal). Nesse modelo, os consumidores são agrupados em diferentes zonas geográficas (estados da união), dentro das quais todos pagam as mesmas tarifas. O método utilizado pode ser resumido da seguinte maneira:

Primeiramente, calcula-se a tarifa integralmente proporcional à distância de cada zona tarifária

$$Tarifa\ Estadual(100\%) = Custo\ Unitário \cdot Deq\ Estadual$$

onde:

Custo Unitário - baseado nos custos da infraestrutura situada dentro de cada zona e utilizando taxa interna de retorno;

Deq Estadual - valor representativo da distância percorrida pelo gás a cada uma das zonas.

Utiliza-se, na regulamentação, a incorporação de apenas 60% dos custos proporcionais à distância, ponderando-se a tarifa calculada para cada zona tarifária com a tarifa média nacional.

$$Tarifa\ Estadual(60\%) = Tarifa\ Média.0,4 + Tarifa\ Estadual(100\%).0,6$$

A tarifa estadual (60%) é a tarifa aplicada a cada zona tarifária. Desta forma, tem-se uma regulação do tipo taxa interna de retorno, o que é comum no cálculo de tarifas de transporte. O fator distância é incorporado e a intenção do órgão regulador é que essa parcela de 60% aumente com o decorrer do tempo. A vantagem de se introduzir a distância é que as tarifas acabam por refletir os custos, fornecendo sinais economicamente eficientes ao mercado. Entretanto, limita o desenvolvimento do mercado em áreas longínquas, o que pode ser prejudicial em países de grande extensão como o Brasil.

Com relação ao gás importado, este só poderá ser comercializado em território brasileiro mediante autorização de importação expedida pela ANP, conforme as instruções contidas na Portaria ANP N° 43, de 1998.

preço do gás natural importado - O gás natural importado segue preços livres, definidos nos contratos de fornecimento entre as partes.

Ex: gás boliviano - Petrobras

Na tabela a seguir têm-se as características do contrato firmado entre a Petrobras e a YPF da Bolívia para o preço da *commodity*, assim como os contratos firmados entre a empresa brasileira e as transportadoras GTB e TBG e as carregadoras ENERSIL e BG para o transporte do gás natural até os *city gates*. Os valores representam o preço base estipulado e as fórmulas de reajuste são mostradas a seguir (Tabela 2).

GÁS BOLIVIANO - PETROBRAS				
SITUAÇÃO ATUAL	Commodity	Contrato Petrobras - YPFB reajuste trimestral cesta de óleos variação cambial	1,57 US\$/MMBTU	1,57 US\$/MMBTU
	Tarifa de transporte	Contratos: Petrobras - GTB; Petrobras - TBG; Petrobras - ENERSIL; Petrobras - BG reajuste anual (0,5%a.a) depreciação em 20 anos	Valor Pago Pela Petrobras	Valor Cobrado no city Gate
			GTB 0,33 US\$/MMBTU	GTB+TBG 1,66 US\$/MMBTU
	TBG 1,17 US\$/MMBTU			
TOTAL			3,07 US\$/MMBTU	3,23 US\$/MMBTU

Tabela 2 - Fonte: Cecchi, 2001

7.3.3 Transporte

No que diz respeito a este segmento, 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. Merece destaque o fato de que 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 o valor e a forma de pagamento da 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.

Até o momento, o livre acesso tem sido resultado de processos de resolução de conflitos entre agentes, mediados pela ANP. A livre negociação entre as partes envolvidas permitiu à empresa controladora do transporte por gasodutos (Petrobras) o uso do seu poder de mercado, o que acabou por criar um dos principais entraves no setor. Na atual estrutura, não existem incentivos à Petrobras para que ela ofereça acesso não discriminatório no regime negociado de acesso. Como principal fornecedora e controladora do transporte, existe o *trade off* entre aumentar a receita da transportadora, com a maximização do fluxo de gás através do gasoduto, e diminuir a receita da produtora, em função da entrada de novos fornecedores

de gás. Esse fato caracteriza um aspecto do poder de mercado da Petrobras, que pode controlar a entrada de agentes no setor de gás.

Com relação às tarifas de transporte, a metodologia utilizada para o gás nacional é do tipo zonal, conforme visto na regulação do preço do gás nacional. Para o gás proveniente da Bolívia através do Gasbol, a tarifa é postal, não varia com a distância e é subdividida entre tarifa de capacidade e de movimentação.

7.3.4 Distribuição

A regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais. A legislação em alguns estados prevê que os grandes consumidores finais têm o direito de comprar gás natural diretamente dos produtores, sem o intermédio das companhias estaduais de distribuição. É a caracterização do denominado *bypass* físico e comercial. Entretanto, para o funcionamento efetivo de uma regulação dessa natureza, o livre acesso à rede de gasodutos deve estar perfeitamente estabelecido, o que ainda não acontece na estrutura regulatória brasileira.

7.3.5 Programa prioritário de termelétricas

Portaria MF/MME 176/2001

Em decorrência dos problemas energéticos vividos pelo país, o governo brasileiro decidiu incentivar fontes alternativas de energia, entre elas o gás natural. Com isso, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), em que várias usinas geradoras de energia elétrica estão sendo construídas para utilizar gás natural. Como forma de proteger e incentivar o investimento no setor, o governo criou uma regulação do tipo *price cap*, ou seja, preço máximo para o gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT.

A tabela abaixo mostra, de forma resumida, a regulação do gás no programa PPT.

PROGRAMA PRIORITARIO	
SITUAÇÃO ATUA	US\$ 2,581/MMBTU reajuste anual: $0,8 * \text{Producer Price Index} * \text{Câmbio} + 0,2 * \text{IGPM}$

Tabela 3 - Fonte: Cecchi, 2001

O principal objetivo da presente Portaria era minimizar a assimetria de preços existente, isto porque o insumo era cotado em dólar e a energia final em reais. A partir de agora, o gás natural utilizado pelas termelétricas inscritas no PPT terão os preços fixados em reais e serão reajustados anualmente, seguindo as seguintes definições:

Existe um preço base máximo, em reais por MMBTU:

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

sendo:

TMD_0 = média das taxas diárias de câmbio entre o trigésimo dia anterior e o trigésimo dia posterior ao dia 1º de junho de 2001.

O preço é, então, decomposto em duas parcelas: a primeira correspondendo a 80%, com reajuste estipulado pelas variações da taxa cambial e do índice de preços ao atacado dos EUA (PPI); e a segunda correspondendo a 20%, com reajuste estipulado pela variação do IGPM, como descrito pelas fórmulas abaixo:

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

$$P_{D1} = 2,581 * 0,8 * \frac{PP_1}{PP_0} * TMD_1$$

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

onde:

PG_1 = preço inicial dos contratos de gás natural, aplicado ao período compreendido entre o início do 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 americano e pelo PPI;

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

PPI_0 = PPI no mês de abril de 2001

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

$IGPM_0$ = número índice correspondente ao mês de março de 2001;

$IGPM_1$ = número índice correspondente ao mês anterior ao início do fornecimento de gás;

TMD_1 = média das taxas diárias de câmbio no período de 30 dias, que antecede a data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento.

A partir da data do primeiro aniversário dos reajustes, após o início do fornecimento, o preço do gás é reajustado levando-se em conta a parcela compensatória. Tal parcela é 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 e, conseqüentemente, a viabilizar a manutenção de preços constantes dos contratos por períodos de 12 meses consecutivos.

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

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

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

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 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, 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;

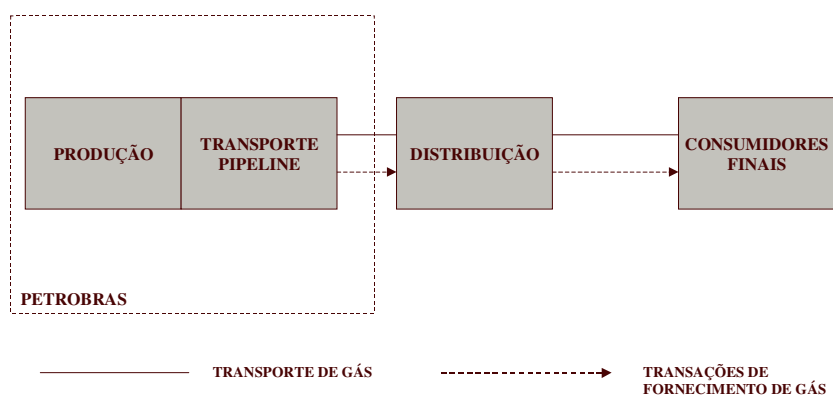
TMD_k = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos no período compreendido pelos trinta dias anteriores a data de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

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.

7.4 Modelo Brasil

O mercado brasileiro de gás pode ser dividido em três estruturas básicas, sendo uma referente ao gás nacional e duas para os importados da Bolívia e da Argentina. O objetivo é que essas diferentes estruturas se desenvolvam e alcancem configurações de mercado competitivas e eficientes, por meio de mecanismos regulatórios que atendam às particularidades de cada uma dessas indústrias. Primeiramente, iremos analisar as diferentes estruturas de forma fragmentada para depois caracterizar o grau de interação existente entre elas. As análises serão realizadas a partir dos modelos de mercado previamente apresentados e utilizando a Petrobras como referência de principal agente do setor.

7.4.1 Modelo Brasil - Gás nacional



Modelo Brasil - Gás Nacional

Figura 23

A arquitetura do mercado de gás produzido no país (Figura 23) tem elevado grau de verticalização, pois a produção e o transporte do gás até os *city gates* são realizados pela Petrobras (a operação dos dutos de transporte é realizada por sua subsidiária, a Transpetro), enquanto a distribuição do produto aos consumidores finais fica a cargo de firmas em que a empresa brasileira possui forte participação⁹ (Tabela 4).

⁹Os contratos de compra e venda entre a Petrobras e as distribuidoras são indexados ao mercado

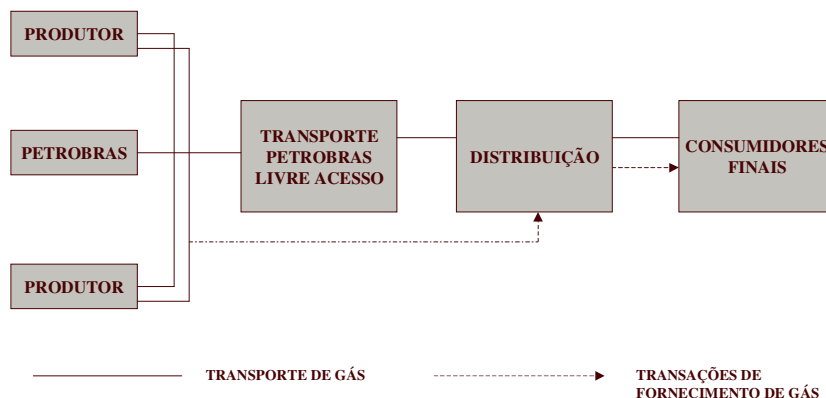
PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NAS DISTRIBUIDORAS

Distribuidoras Estaduais	% de Participação
Algás (AL)	41,5
BahiaGás (BA)	41,5
Cebgás (DF)	32
CEG (RJ)	25,38
CEG Rio (RJ)	25
Cegás (CE)	41,5
Compagás (PR)	24,5
Copergás (PE)	41,5
Emsergás (SE)	41,5
Gásmar (MA)	23,5
Gaspisa (PI)	37,25
Goiásgás (GO)	28,17
GVD - ES (ES)	100
MSGás (MS)	49
PBGás (PB)	41,5
Potigás (RN)	41,5
Rongás (RO)	41,5
SCGás (SC)	41
SulGás (RS)	49

Tabela 4 - Fonte: Portal GásEnergia, 2002

Percebe-se que a atual estrutura se assemelha ao modelo totalmente integrado (Figura 1). Atualmente, o mercado brasileiro de gás é ocupado por um só produtor, representado pela Petrobras. Porém, com a flexibilização do monopólio em 1997, em decorrência da Lei 9.478, estabeleceu-se a permissão de entrada de novos agentes no setor e, após quatro rodadas de licitações de poços, a expectativa da ANP é a de que dentro de alguns anos novos produtores possam fornecer gás para o mercado, aumentando a competição no setor e introduzindo a possibilidade de desregulamentação de preços do gás nacional.

internacional de petróleo. A volatilidade nos preços gera um ciclo vicioso no mercado de gás natural. O mercado não se desenvolve e acaba produzindo capacidade ociosa, apesar de não haver capacidade disponível para novos usuários. É a mesma questão do acesso ao segmento de transporte. Não existe incentivo por parte da Petrobras em fornecer acesso não discriminatório à rede de distribuição.



Cenário 1 – Gás Nacional

Figura 24

Caso essas expectativas se concretizem, a estrutura de mercado passaria a ser uma modificação do Modelo 2 (Cenário 1 - Figura 24), em que se introduz a competição na produção. Entretanto, alguns pontos devem ser levados em consideração ao se analisar o Cenário 1.

Até o final de 2001, a ANP já havia concedido, na rodada zero, 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores; 12 blocos exploratórios na Primeira Rodada; 21 blocos exploratórios na Segunda Rodada e 34 blocos exploratórios na Terceira Rodada de Licitações. Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 73 blocos declarados como não-comercializáveis.

Como fruto das rodadas de licitação promovidas pela ANP, mais de 40 empresas, além da Petrobras, passaram a atuar no segmento *upstream* do mercado petrolífero brasileiro.

Assim, ao final de 2001, a ANP administrava 391 contratos de concessão referentes a 106 blocos exploratórios, 45 campos em desenvolvimento e 242 campos produtores.

Dos 106 blocos exploratórios, 37 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 31 pela Petrobras em parcerias com outros agentes e 38 não contavam com a participação dessa empresa. Desse total, 55 blocos têm a Petrobras como operadora e 51 são operados por outras empresas. Nos 45 campos em desenvolvimento - todos oriundos de concessões

realizadas na Rodada Zero -, ainda se observava uma grande concentração nas mãos da Petrobras, que operava, sozinha, 35 destes campos e outros 8 em parceria. Apenas dois campos na fase de desenvolvimento têm outra empresa como operadora. Com relação aos 242 campos produtores, todos concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero (incluindo aqueles originários de blocos na fase de exploração e campos na fase de desenvolvimento que passaram para a fase de produção no final de 2001), 10 destas áreas eram contabilizadas em concessão para outras empresas, que não a Petrobras, e outras 5 áreas em parcerias com a Petrobras. Com isso, a Petrobras é a operadora de 228 destes campos produtores, ou seja, 94% do total.

Esses números revelam que grande parte dos novos pontos de exploração de gás tem participação da Petrobras. Um modelo simples nos permite analisar o poder de mercado que a Petrobras manterá na exploração e produção de petróleo e gás a médio prazo, apesar da entrada de novas empresas no setor. Primeiramente, será feita uma análise da situação atual da Petrobras no que se refere à produção de gás nacional. Posteriormente, será mostrado o grau de influência que a empresa brasileira terá a médio prazo.

Sabemos que, atualmente, a Petrobras é monopolista na exploração e produção de gás no Brasil. A questão econômica que a empresa enfrenta é o problema de maximização de lucro de monopólio, que pode ser escrito da seguinte forma (VARIAN, 1992):

$$\underset{y}{Max} p(y)y - c(y)$$

onde:

y - quantidade a ser produzida de gás

p - preço do gás a ser estabelecido

Sendo assim, as condições de primeira e segunda ordem desse problema são:

$$p(y) + p'(y)y = c'(y)$$

$$2p'(y) + p''(y)y - c''(y) \leq 0$$

A condição de primeira ordem diz que, no ponto de maximização de lucro, a receita marginal deve se igualar ao custo marginal. Para o caso típico em que $p'(y) \leq 0$ e $y \geq 0$, a condição de primeira ordem implica que $p(y) > c'(y)$, ou seja, o preço de monopólio excede o preço sob competição perfeita. Da mesma forma, o produto ótimo de monopólio se encontra abaixo do nível socialmente ótimo de competição perfeita. A causa para essa distorção é devido ao reconhecimento, por parte do monopolista, de que a redução na quantidade vendida permite o aumento de preço nas vendas remanecentes, aumento este cujo efeito nos lucros é capturado pelo termo $p'(y)y$ na condição de primeira ordem. Já a condição de segunda ordem diz que a derivada da receita marginal deve ser menor do que a derivada do custo marginal, ou seja, a curva de receita marginal deve cruzar a curva de custo marginal por cima.

A condição de primeira ordem pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$RM = r'(y) = p(y) \left[1 + \frac{dp}{dy} \frac{y}{p} \right] = c'(y) = CM$$

ou

$$p(y) \left[1 + \frac{1}{\epsilon(y)} \right] = c'(y)$$

onde

$$\epsilon(y) = \frac{p}{y} \frac{dy}{dp}$$

é a elasticidade preço da demanda submetida ao monopolista. Note-se que a elasticidade será um número negativo enquanto a curva de demanda tiver uma inclinação negativa, o que é certamente o caso padrão.

Com a flexibilização do monopólio e a entrada de novos agentes na exploração de petróleo, existirá a médio prazo um pequeno grau de concorrência nesse segmento da cadeia produtiva do gás. A continuação da influência da Petrobras no estabelecimento de preços e quantidades

na indústria de gás pode ser analisada por meio do modelo de oligopólio, em que tem-se o equilíbrio de Cournot.

Suponhamos que temos o mesmo conjunto de possibilidades de produção do modelo monopolista previamente apresentado. Apenas temos a presença de mais agentes no setor. Consideremos n firmas presentes nesse mercado sendo a Petrobras uma delas. O produto agregado será então:

$$y = y_p + y_1 + \dots + y_{n-1}$$

O preço de mercado associado a esse produto será:

$$p(y) \equiv p(y_p + y_1 + \dots + y_{n-1})$$

A firma i possui a função custo que é dada por $c_i(y_i)$ para $i = p, 1, \dots, n - 1$
O problema da Petrobras passará a ser então:

$$\underset{y_p}{Max} \pi_p(y_p, y_1, \dots, y_{n-1}) = p(y_p + y_1 + \dots + y_{n-1})y_p - c_p(y_p)$$

Neste caso, a condição de primeira ordem para a Petrobras será:

$$p(y) + p'(y)y_p = c_p'(y_p)$$

Rearranjando a equação temos:

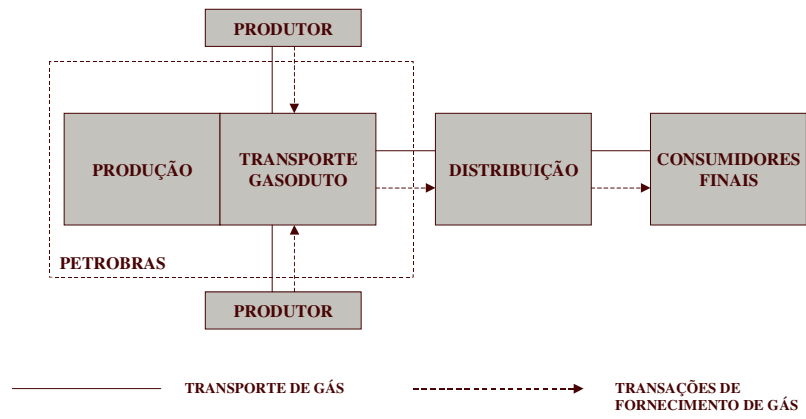
$$p(y) \left[1 + \frac{S_p}{\epsilon} \right] = c_p'(y)$$

onde $S_p = \frac{y_p}{y}$ denota o *market share* da Petrobras no setor de exploração e produção de gás e ϵ é a elasticidade da demanda de mercado.

Essa última equação ilustra a situação em que o Modelo Cournot é, em certo sentido, um modelo intermediário entre os extremos de monopólio e competição perfeita. Se $S_p = 1$, temos exatamente a condição de monopólio e, à medida que S_i se aproxima de zero (cada firma possui uma fração infinitesimal do mercado), o equilíbrio de Cournot se aproxima do equilíbrio competitivo. Vimos anteriormente que 94% dos novos campos de produção são controlados pela Petrobras e que, a médio prazo, essa proporção não enfrentará grandes oscilações. Fica caracterizada, então, a permanência do poder de mercado e monopólio da Petrobras no *upstream* da cadeia de gás.

Um outro ponto importante é que o livre acesso carece, todavia, de regulamentação definida pela ANP. Como o transporte do gás nacional é controlado pela firma brasileira, ela poderá utilizar seu poder de mercado para discriminar os agentes e a quantidade de gás que escoará por seus dutos. Conforme vimos anteriormente, existe o *trade off* entre aumentar a receita da transportadora com a maximização do fluxo de gás através do gasoduto e diminuir a receita da produtora em função da entrada de novos fornecedores de gás. Caso seja mais vantajoso manter seu mercado cativo, haverá medidas, por parte da Petrobras, no sentido de impedir a entrada de novos agentes no setor.

Devido a isso, o mercado brasileiro deve apresentar uma regulamentação de livre acesso clara e eficiente, pois de nada adiantará a presença de produtores se eles não puderem transportar o gás até os *city gates* para a distribuição aos consumidores finais. Com isso, a estrutura atual poderá continuar verticalmente integrada em que produtores teriam que negociar com uma firma integrada de produção e transporte representada pela Petrobras (Cenário 2 - Figura 25).

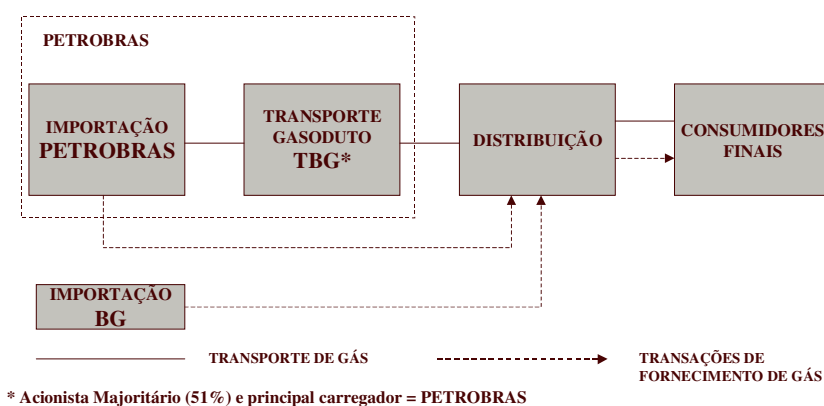


Cenário 2 - Gás Nacional

Figura 25

7.4.2 Modelo Brasil - Gás importado da Bolívia

O gás natural importado da Bolívia chega ao Brasil através do Gasoduto Bolívia - Brasil (Gasbol), que corta cinco estados brasileiros: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Quase todo o volume importado tem como carregador a Petrobras e é demandado, principalmente, pelas distribuidoras locais, cujos principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e usinas termelétricas. O Gasbol é operado pela TBG (Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia - Brasil), que possui a Gaspetro - subsidiária da Petrobras - como acionista majoritária, com 51% das ações.



Modelo Brasil - Gás Importado da Bolívia

Figura 26

Portanto, a estrutura do mercado do gás natural vindo da Bolívia tem características similares ao modelo de gás nacional, com relação ao poder de mercado e ao caráter monopolista da Petrobras (Figura 26). Em resumo, no modelo de gás boliviano a Petrobras se faz presente como principal importadora, controladora do transporte pelo Gasbol, controladora da distribuição (com exceção de São Paulo, controlada pela *British Gas* (BG)) e principal usuária do gás em refinarias e termelétricas. A empresa brasileira investiu na construção de térmicas de co-geração junto às suas refinarias, tornando-se sócia da iniciativa privada em alguns empreendimentos térmicos (Tabela 5).

PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NAS TERMELÉTRICAS

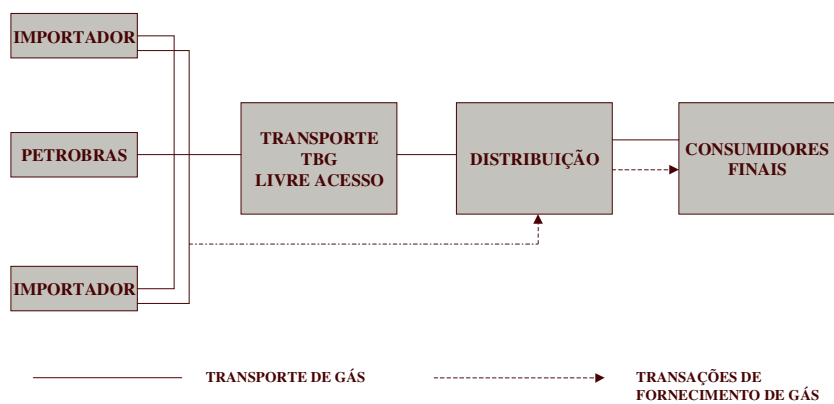
Usina	% de Participação
Ibirité (MG)	50
Norte Fluminense (RJ)	10
Piratininga (SP)	80
Araucária (PR)	20
Canoas (RS)	em negociação
Termo Gaúcha (RS)	25
Corumbá (MS)	45
Três Lagoas (MS)	em negociação
Termoçu (RN)	30
Sergipe (SE)	20
TermoBahia (BA)	49
Fafen (BA)	20
Termo Rio (RJ)	43
CCBS-RPBC (SP)	27
Norte Capixaba (ES)	50
Termo Alagoas (AL)	20
Paraíba (PB)	25

Tabela 5 - Fonte: Petrobras, 2002

Dado que a Petrobras tem participação no gasoduto Bolívia-Brasil, a empresa passou a produzir, distribuir e comercializar o insumo boliviano que sai de seus campos (em sociedade com a Repsol e TotalFina), atuando em todas as pontas. Isso significa que, com o gás da Bolívia, ela vende dois subprodutos, o BTU (medida do gás para geração de energia) ou os megawatts (MW) das suas usinas.

O controle do gasoduto Bolívia-Brasil pela estatal inviabiliza a competição na geração térmica, porque a estatal é praticamente a única supridora do gás boliviano no país. Com isso, a necessidade da adoção de regulamentação compatível para o livre acesso de terceiros à infraestrutura de transporte dos gasodutos existentes nos dois países se tornou evidente. O objetivo é viabilizar a importação de gás natural por diferentes fornecedores, com a contratação de capacidade de transporte no lado boliviano sendo realizada pelas empresas contempladas no processo de oferta em território brasileiro. Esse processo faria com que a atual estrutura de mercado convergisse para um modelo (Cenário 3 - Figura 27) com características similares ao Modelo 2. A questão do livre acesso é crucial para que a estrutura

de mercado de gás vindo da Bolívia atinja modelos mais desenvolvidos¹⁰.

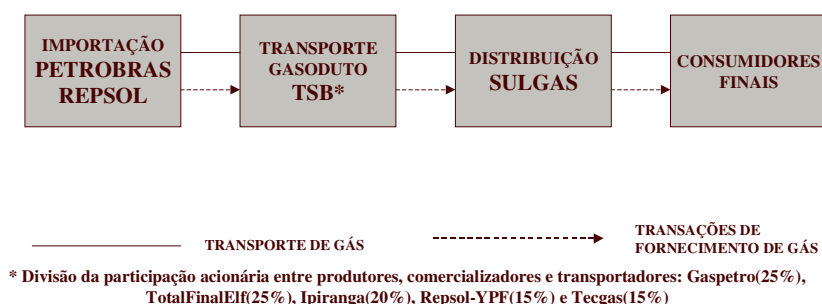


Cenário 3 – Gás Importado da Bolívia

Figura 27

¹⁰Um dos grandes empecilhos para a regulação do livre acesso é a estrutura contratual de transporte existente entre a Petrobras e a TBG. Tal estrutura engloba cláusulas que são incompatíveis com o livre acesso não discriminatório, além de permitir que a Petrobras impeça o uso por terceiros.

7.4.3 Modelo Brasil - Gás importado da Argentina



Modelo Brasil - Gás Importado da Argentina

Figura 28

A estrutura de mercado do gás importado da Argentina (Figura 28) é outro exemplo de monopólio mantido pela Petrobras no setor de gás. Pode-se dizer que a empresa mantém o controle de toda a cadeia, desde a importação do insumo até a distribuição aos consumidores finais, pois quando a atividade não é realizada pela estatal ela é feita por empresas nas quais a Petrobras tem participação. No caso do mercado sul do Brasil, esse fato é caracterizado pelo consórcio chamado TSB (Transportadora Sul Brasileira), em que a Petrobras tem 25% através da Gaspetro (subsidiária) e pelas distribuidoras SulGás e SCGás, com, respectivamente, 49% e 41% das ações pertencentes a estatal. Atualmente, o gás natural argentino é utilizado apenas na usina termelétrica de Uruguaiiana, uma vez que o gasoduto Uruguaiiana - Porto Alegre ainda está em construção. A caracterização do Modelo 1 é evidente no sul do Brasil. As perspectivas para mudanças no setor são as piores possíveis. As únicas fontes de gás da região são a Argentina e a Bolívia. Como a tarifa do gás prevê preços escalonados à medida que a distância da fonte aumenta, além do que já é cobrado pelas carregadoras, as distribuidoras da região sul continuarão tendo que pagar mais pelo gás adquirido da Bolívia ou continuar utilizando o gás argentino. Como a Petrobras é a única importadora do gás argentino e a médio prazo esse cenário tende a permanecer, o

modelo atual continuará ditando as regras do setor na região. Entretanto, a construção do gasoduto entre Uruguaiana e Porto Alegre poderia incrementar a competição no mercado de gás natural, já que a importação de maiores quantidades de gás das jazidas argentinas poderia forçar os produtores na bacia de Campos e nas jazidas da Bolívia a diminuírem os custos marginais de produção. Existiriam, desta forma, três fontes de gás natural competindo pelo mesmo mercado, aumentando o grau de competição na região.

7.5 A Interação entre os Modelos de Gás no Brasil

O mercado de gás no Brasil pode ser dividido em cinco grandes áreas (Figura 29). Três delas, cobertas pelo gás produzido internamente, e as restantes pelas importações do hidrocarboneto provenientes da Bolívia e Argentina.



Figura 29

Na região A, que cobre o nordeste brasileiro, são encontradas 25% das reservas nacionais comprovadas. O domínio da Petrobras é amplo e a região é relativamente desenvolvida, com gasodutos que se estendem do Ceará à Bahia. Já na região B, o setor de gás se encontra ainda incipiente. Apesar da quantidade de reservas presentes na região (20% das reservas nacionais comprovadas), ainda existem inúmeras pendências a serem resolvidas, principalmente no que se refere ao transporte de gás na região. Entretanto, a longo prazo o gás poderá suprir boa parte da região norte. A tendência é que nos próximos anos as áreas A e B continuem independentes das demais.

Para que a região A se integre com as demais regiões (através da região C), seria necessária a construção de um gasoduto ligando o estado da Bahia aos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro. A grande questão é que o custo de um empreendimento desse porte seria

inviável se comparado ao aumento da produção de gás natural localizado nas bacias do litoral fluminense. A construção de um gasoduto seria economicamente viável caso houvesse forte demanda industrial por parte de empresas localizadas no sul da Bahia e no norte do Espírito Santo, o que atualmente não acontece. Um outro ponto importante é que já existe excesso de oferta de gás nas bacias controladas pela Petrobras. Como o gás é associado ao petróleo, sua produção é desenvolvida de forma contínua. A falta de estrutura para o seu escoamento faz com que sejam queimados milhões de metros cúbicos de gás diariamente.

Para a região B, a integração é ainda mais difícil. A conexão com as demais regiões poderia se dar através de um longo gasoduto que ligaria as cidades de Porto Velho a Cuiabá. Os custos desse projeto envolveriam quantidades consideráveis de capital. Além disso, a demanda de gás ao longo do gasoduto seria mínima (a região é pouco desenvolvida), tornando o empreendimento inviável economicamente. Somado a tudo isso, ao chegar ao seu destino o gás teria que competir, ainda, com o produto proveniente da Bolívia e da Bacia de Campos. Por fim, pode-se afirmar que a estrutura existente na região B é mínima. Falta a definição de como transportar o gás proveniente dos campos produtores.

Vale ressaltar mais uma vez que, devido à localização, os investimentos necessários para trazer o gás aos grandes centros consumidores seriam consideráveis. Além disso, a regulação do preço de transporte do gás nacional é do tipo zonal, considerando a distância percorrida pelo gás. O gás trazido dessas regiões chegaria, então, com um preço não muito competitivo frente à outras possibilidades, como o gás proveniente da Bacia de Campos. Somado a esses fatores, temos o excesso de demanda nessas áreas (A e B), o que, de certa forma, estimula o investimento local e não no transporte para outras regiões.

Nas demais regiões (C, D e E), a dependência de demanda existe e tende a aumentar com o desenvolvimento do setor de gás no Brasil. A região C concentra a maior parte e o restante de reservas comprovadas de gás (cerca de 51%). Nessa área, encontram-se as maiores operações da Petrobras, cujo monopólio é evidente.¹¹ Na região D, o abastecimento de gás depende da importação do hidrocarboneto boliviano através do Gasbol, enquanto na região E o produto é proveniente da Argentina. Nas duas últimas áreas descritas, o setor de gás encontra-se ainda nos primórdios de desenvolvimento. A estrutura de transporte é pouco desenvolvida e a presença da Petrobras, até alguns anos atrás, era bastante tímida. Devido a isso, essas regiões representam posições estratégicas no mercado brasileiro de gás, pois a

¹¹Vimos que a influência da estatal nos preços e quantidades permanecerá a médio prazo, sendo pouco afetada pela presença de novos agentes na região.

entrada de novos agentes poderia trazer maior eficiência econômica ao setor e maior pressão sobre os preços praticados pela Petrobras. O modelo abaixo caracteriza essa propriedade.

7.5.1 Modelo de integração

Hipóteses:

- sejam 2 regiões D e C. Na região C, tem-se a caracterização do monopólio de gás da Petrobras;
- as economias são separadas por uma distância x (Figura 30);



Figura 30

- o custo de transporte é equivalente a t por unidade de distância;
- a função custo é equivalente nas duas regiões;
- economia com 2 períodos;
- o mercado de gás é relativamente desenvolvido, com o estabelecimento de contratos que podem ser de curto, médio ou longo prazos;
- o controle do transporte entre as regiões pode ser realizado pelo governo ou pela Petrobras.

Cenário 1 - Consideremos, primeiramente, a Petrobras monopolista nas duas regiões. Assumiremos, por enquanto, que os dois mercados estão isolados, no sentido de que a empresa monopolista pode cobrar diferentes preços sem que os consumidores possam arbitrar, comprando no mercado de menor preço e vendendo no de maior preço. Investigaremos, então, como a empresa monopolista determina o nível de produto (e conseqüentemente o preço) em cada mercado. Suponhamos que os dois mercados são caracterizados conforme a figura abaixo (Figura 31).

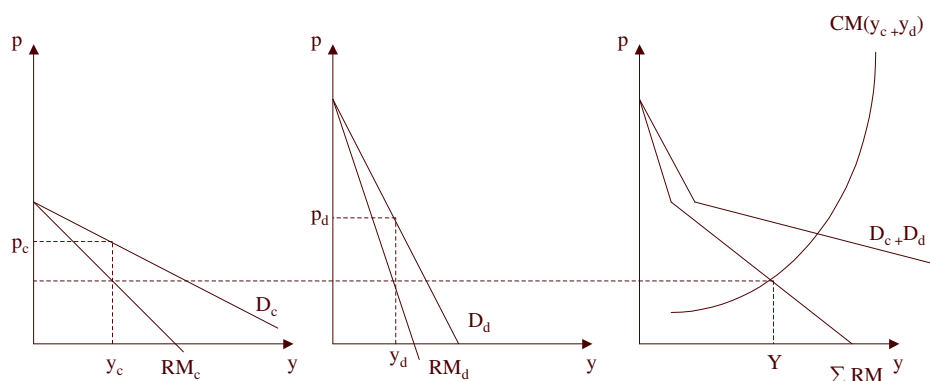


Figura 31 - Fonte: Shy, 1995

A figura da esquerda ilustra as funções de demanda e receita marginal na região C, enquanto que a figura no centro retrata as funções de demanda e receita marginal na região D. Já a figura da direita ilustra a demanda agregada (D_c e D_d) e a soma horizontal das funções de receita marginal ($\sum RM$).

A firma monopolista escolhe então os níveis de produção em cada mercado (y_c e y_d), por meio da seguinte equação:

$$\underset{y_c, y_d}{Max} p_c y_c + p_d y_d - C(y_c + y_d)$$

Caso a empresa venda uma quantidade estritamente positiva em cada mercado, as duas condições de primeira ordem a seguir são satisfeitas:

$$0 = \frac{\partial \pi(y_c, y_d)}{\partial y_i} = r'_{i}(y_i) - C'(y_c + y_d) \quad \text{para } i = c, d$$

Portanto, a firma monopolista iguala em cada mercado

$$r'_{c}(y_c) = r'_{d}(y_d) = C'(y_c + y_d)$$

Finalmente, para acharmos a relação entre o preço cobrado em cada mercado e as elasticidades de demanda, o sistema de equações acima, assim como a equação

$$p(y) \left[1 + \frac{1}{\epsilon(y)} \right] = c'(y)$$

vinda do problema padrão de monopólio, implicam que

$$p_c \left[1 + \frac{1}{\epsilon(y_c)} \right] = p_d \left[1 + \frac{1}{\epsilon(y_d)} \right]$$

Logo, $p_d > p_c$ se $\epsilon(y_d) > \epsilon(y_c)$ (ou $|\epsilon(y_d)| < |\epsilon(y_c)|$), lembrando que elasticidade é um número negativo. Então, uma empresa monopolista vendendo uma quantidade estritamente positiva em cada mercado irá cobrar um preço maior no mercado com a demanda menos elástica. Suponhamos que a situação $p_d > p_c$ é verificada.

Analisemos agora a situação em que esses dois mercados estão separados por uma distância x , cujo custo de transporte é t . Nesse caso, teremos duas possibilidades:

$$\begin{aligned} \text{se } p_d - p_c \leq tx, \quad \text{então } & \text{não haverá transporte entre as regiões} \\ \text{se } p_d - p_c > tx, \quad \text{então } & \text{haverá transporte entre as regiões} \end{aligned}$$

Na primeira inequação, o custo de transporte permite à Petrobras discriminar entre os mercados como se eles estivessem isolados. Nesse caso, não haverá transporte entre as regiões. Na segunda inequação, o custo de transporte permite aos consumidores arbitrar entre os preços nas duas regiões. Valerá então a pena transportar gás da região de menor preço para a região de maior preço. Com isso, a Petrobras não conseguirá discriminar entre os mercados como se eles estivessem isolados, o que caracteriza um ganho de bem estar frente à situação anterior.

A análise em questão nos permite inferir a importância da companhia de transporte para o desenvolvimento do setor de gás. Suponhamos que o transporte seja realizado pela mesma empresa monopolista. Nesse caso, a firma pode se utilizar das taxas de transporte para manter o poder de mercado nas duas regiões. Vimos que, dependendo da taxa de transporte, a empresa monopolista consegue “isolar” os mercados artificialmente, mantendo o poder de monopólio inalterado em ambas as regiões. Por outro lado, caso a companhia de transporte seja uma nova firma, independente da monopolista, ela terá o objetivo de maximizar a utilização do gasoduto, ou seja, cobrará uma taxa de transporte que maximizará o fluxo de gás entre as regiões. Dessa forma, essa solução implicaria na perda de poder de mercado por parte da empresa monopolista e no aumento de bem estar dessa economia.

Podemos então traçar um paralelo para o caso do transporte de gás vindo da Bolívia através do Gasbol. A operadora TBG, da qual a Petrobras é acionista majoritária, cobra uma taxa de transporte que responde por mais da metade do preço final do gás natural. Com isso, o produto boliviano - que corresponde à região D - não consegue competir com o produto nacional da região C. Os mercados atingem, então, o grau de isolamento desejado pela empresa, o que permite a ela praticar os preços de monopolista. Na verdade, a TBG funciona como instrumento da Petrobras na manutenção dos mercados de gás em diferentes regiões. Em vez de transportadora, cuja função é maximizar o fluxo de gás através de seus gasodutos, ela exerce o papel de sua controladora, que tem como objetivo a venda de gás em diferentes regiões.

Cenário 2 - 1º Período

Suponhamos, agora, que temos a entrada de um novo agente na região D (carregador). Analisaremos um jogo no qual as duas firmas utilizam seus preços como estratégia. Note que até agora nossa análise tem se concentrado em um único preço para cada região, pois nossa hipótese é a de que os consumidores sempre estão na sua curva de demanda. Entretanto, na competição a *la Bertrand* nós consideraremos que cada firma estabelece um preço diferente para sua produção. Desta forma, temos duas hipóteses acerca do comportamento do consumidor:

- os consumidores sempre adquirem o produto ao menor preço;
- caso as duas firmas estabeleçam o mesmo preço, metade dos consumidores irá adquirir o produto da Petrobras e a outra metade irá adquirir o da nova entrante.

Seja a demanda percebida por cada firma na região D igual a

$$p = a - by$$

Formalmente, modificando a demanda acima para capturar a quantidade percebida por cada firma i , ($i = P, E$ onde P = Petrobras e E = Entrante), temos que a solução para a região D é representada por

$$y_d^i = \begin{cases} 0 & \text{se } p_d^i > a \\ 0 & \text{se } p_d^i > p_d^j & i = P, E, i \neq j \\ \frac{a - p_d}{2b} & \text{se } p_d^i = p_d^j \equiv p_d < a \\ \frac{a - p_d^i}{b} & \text{se } p_d^i < \text{Min} \{a, p_d^j\} \end{cases}$$

A interação entre as duas regiões é dada então da seguinte maneira

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \text{Min} \{p_d^P, p_d^E\} + tx \leq p(y_c), \text{ então } y_t \geq 0 \\ \text{Se } \text{Min} \{p_d^P, p_d^E\} + tx > p(y_c), \text{ então } \begin{cases} \text{Se } p(y_c) + tx \leq \text{Min} \{p_d^P, p_d^E\}, \text{ então } y_t \leq 0 \\ \text{Se } p(y_c) + tx > \text{Min} \{p_d^P, p_d^E\}, \text{ então } y_t = 0 \end{cases} \end{array} \right.$$

onde y_t é a quantidade transportada da região D para a região C.

Analisemos o caso em que

$$\text{Min} \{p_d^P, p_d^E\} + tx \leq p(y_c)$$

ou seja, temos fluxo de gás da região D para a região C.

Temos, então, três possibilidades:

1) se $p_d^P < p_d^E$, então teremos uma situação similar ao cenário 1. Haverá transporte entre as regiões, entretanto, todos os consumidores continuarão a ser clientes da Petrobras.

2) se $p_d^P = p_d^E$, então haverá perda de *market share* por parte da Petrobras. Metade da quantidade transportada entre as regiões será produto proveniente da nova empresa na região D.

3) se $p_d^P > p_d^E$, então toda a quantidade transportada virá dos campos produtores da empresa entrante. Esse caso é o que mais nos interessa, pois ele caracteriza a maior perda de poder de mercado da Petrobras no mercado C. A Petrobras terá seu *market share* reduzido

no primeiro período e parte de seus clientes estabelecerão contratos de fornecimento com a nova empresa estabelecida em D.

2º Período

Com o término dos contratos de fornecimento estabelecidos no primeiro período, a Petrobras teria os incentivos necessários para a redução dos preços praticados em D e, até mesmo, em C. Ao diminuir o preço em D, ela estaria se precavendo diretamente contra perdas no mercado regional D e indiretamente contra perdas no mercado C. Já a diminuição do preço em C teria como objetivo primordial a manutenção ou recuperação do mercado cativo em C. Por sua vez, a nova empresa na região D seria levada a operar de forma mais eficiente. A redução dos custos marginais de produção e dos preços seria a forma de manter o mercado adquirido ou, até mesmo, de passar a participar dos mercados regionais em questão.

nº Período e n agentes

A extensão desse modelo para n períodos e n agentes na região D nos revela que as firmas seriam levadas a precificar o gás natural de forma a igualar aos custos marginais de produção, ou seja, teríamos uma concorrência perfeita.

Vale ressaltar, mais uma vez, a importância da companhia de transporte para a eficiência dos mercados regionais de gás.

$$\begin{aligned} \text{Se } | \text{Min} \{ p_d^P, p_d^E \} - p(y_c) | \leq tx, \text{ então } & \text{não haverá transporte entre as regiões} \\ \text{Se } | \text{Min} \{ p_d^P, p_d^E \} - p(y_c) | > tx, \text{ então } & \text{haverá transporte entre as regiões} \end{aligned}$$

Segundo o modelo, custos de transporte elevados fariam com que as regiões não tivessem qualquer tipo de interação entre elas. Esse seria por exemplo, o objetivo da Petrobras, caso ela fosse a companhia de transporte. Tendo essa política como premissa, ela estaria protegendo o mercado C de qualquer concorrência vinda de D. A política de redução de preços continuaria a ter efeito somente na região D.

Em resumo esse modelo nos mostra que:

- o estabelecimento de concorrência em um mercado ainda em formação, como na região D, traria maior eficiência para a economia, se comparado à entrada de empresas na região C, cujo mercado já apresenta grau de maturidade considerável;
- a importância da companhia de transporte para o desenvolvimento dos mercados regionais é evidente. O modelo nos mostra que a transportadora deve ser uma empresa

independente das empresas produtoras de gás, pois, caso contrário, existirão conflitos de interesses entre a controladora e a subsidiária;

- o preço do transporte possui relação inversa ao bem estar dessa economia.

7.5.2 Qual cenário ocorrerá?

Recentemente, a Petrobras, percebendo a importância das regiões D e E tanto para o estabelecimento de novos mercados quanto para a manutenção dos já existentes, se posicionou fortemente nessas regiões.

Bolívia - O melhor exemplo desta política é o trabalho que a estatal vem desenvolvendo na Bolívia, onde suas atividades vão do poço ao posto, ou seja, passam pela exploração, produção, refino e distribuição.

Exploração: no *upstream* a Petrobras tem participação em seis blocos em terra, dos quais opera em cinco além de campos de gás descobertos em San Alberto e San Antonio nos quais tem participação de 35%.

Refino: atua por meio da EBR - Empresa Boliviana de Refinación, com a qual é a operadora das duas principais refinarias da Bolívia. A EBR é uma empresa boliviana, dividida entre Petrobras (70%) e Perez Companc (30%) a qual foi comprada recentemente pela empresa brasileira.

Distribuição: atua por meio da EBD - Empresa Boliviana de Distribución, 100% subsidiária da EBR.

Com isso, a Petrobras é a principal companhia na Bolívia. Controla as refinarias, as quais foram compradas num processo de privatização, assim como 20% da distribuição de produtos na petroquímicos. É produtora de gás em parceria com outras petrolíferas, administra um terço das reservas de gás bolivianas e é dona de quase 25% do produto que chega ao Brasil.

Em 2003, acabará a construção do gasoduto Yacuiba - Rio Grande (Gasyrg), que transportará o gás produzido nos campos da Petrobras diretamente para a entrada do gasoduto Bolívia - Brasil (Gasbol), o que permitirá a entrada de 22 dos 30 milhões projetados para o transporte no Gasbol.

Argentina - Na Argentina, a estratégia é similar à realizada na Bolívia. A Petrobras acertou a compra da argentina Perez Companc, maior empresa privada de energia da América

latina. A empresa argentina tem, atualmente, 38% das reservas de petróleo do país, 31% na Venezuela, 21% na Bolívia, 10% no Equador e 9% no Peru. Além disso, fechou acordo para a compra da Repsol - YPF e comprou a Petrolera Santa Fe.

A Perez Companc, por exemplo, controla a Pecon Energia, que comanda diretamente dez empresas e tem participação em outras quinze companhias. As controladas e coligadas atuam nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás em cinco países da região. A companhia participa, também, de empresas de transporte de hidrocarbonetos, refino, geração, transmissão e distribuição de energia.

As oportunidades também virão no campo de transporte de gás. Na Argentina, a Petrobras tomará os 35% da Transportadora de Gas del Sur (TGS) e, conseqüentemente, o sistema de gasodutos de 7 mil quilômetros de extensão que une a Terra do Fogo a Buenos Aires. O ingresso na TGS tem valor estratégico para a Petrobras: as principais reservas de gás da PeCom encontram-se no sul do país e a participação da empresa brasileira na rede de gasodutos lhe permitirá movimentar essas reservas até os principais centros de consumo do Brasil. Existiriam, então, três alternativas, sendo a mais viável delas fechar um acordo com a TGN, um gasoduto que já leva gás argentino ao Brasil via Uruguaiana. Outra opção seria o Gasoduto Cruz del Sur, que em outubro começará a transportar gás argentino ao Uruguai. A terceira alternativa seria fazer uma extensão desde o anel de Buenos Aires da rede da TGS até o Brasil.

Transporte - Para o transporte, a Petrobras tem mantido uma estratégia bastante clara e que está de acordo com o modelo analisado. Por meio de uma política de preços de transporte elevados, a quantidade de gás transportado pelo Gasbol (D) até a região C é ainda muito pequena. Atualmente, o Gasbol trabalha com cerca de 60% de ociosidade. Com isso, a Petrobras trava o desenvolvimento do setor, enquanto ganha tempo para estabelecer suas áreas de produção na Argentina e Bolívia, o que permitirá a ela manter seu poder de monopólio em C e estabelecer o mesmo em D e E.

Cenários - Esses dados nos mostram que a influência da Petrobras nas regiões D e E será considerável a médio prazo. Somado a isso, existe o fato de que a Petrobras é a real controladora do transporte entre as regiões, o que dificulta o desenvolvimento dessas áreas. Uma das formas de conter o poder de mercado da Petrobras seria o estabelecimento de regras claras a respeito do livre acesso aos gasodutos. Dessa forma, o investidor teria a segurança

efetiva de que, ao se estabelecer na região D ou E, garantiria o transporte do seu produto. A análise, a seguir, nos permite inferir a importância do livre acesso para o desenvolvimento do setor de gás no Brasil.

7.6 Acesso à Rede de Gasodutos

A questão do livre acesso à rede de gasodutos tem surgido como ponto chave na indústria de gás natural. Dois pontos devem ser levantados no âmbito dessa discussão: a precificação ótima do livre acesso e o espaço de transações entre os agentes. Para a precificação, a presença de regulação ativa se faz necessária, pois o recente argumento de que ela poderia ser deixada para ser negociada entre as companhias negligencia completamente o problema de poder de mercado gerado pelos chamados *bottlenecks* (NEWBERY, 2000). A razão é que companhias de transporte desregulamentadas podem cobrar preços excessivos de acesso ou, até mesmo, dificultá-lo com o intuito de manter o poder monopsonista. As empresas de transporte podem, ainda, fazer uso da venda casada (gás e transporte), utilizando subsídios cruzados para reduzir a competição no mercado atacadista e manter seu poder de mercado. De fato, as características de poder de mercado por parte da transportadora puderam ser verificadas na indústria brasileira de gás nos últimos anos. A negociação do preço de acesso, livre entre as partes, fez surgir inúmeros conflitos entre diferentes agentes no setor, principalmente no que se refere ao gasoduto que liga a Bolívia ao Brasil, controlado pela TBG (subsidiária da Petrobras). Por intermédio de sua subsidiária, a Petrobras pôde exercer todo o seu poder de mercado, dificultando o transporte do gás que não fosse de sua propriedade e diminuindo ainda mais a escassa concorrência no setor. O livre acesso também levanta a questão acerca do conjunto de possibilidades de transações entre os agentes. Com o livre acesso, mais agentes podem transacionar entre si, criando a estrutura necessária para o surgimento de um mercado *spot*.

Portanto, a questão do livre acesso no mercado brasileiro é de significativa importância, tanto para a diminuição do poder de mercado da Petrobras na produção de gás natural quanto para o aumento do número de transações entre os agentes, o que indicaria maior grau de desenvolvimento no setor. Faremos a análise do acesso à rede de gasodutos por meio de dois modelos. O primeiro é um modelo de determinação ótima de preços de acesso, em que fica caracterizada a perda de poder de mercado da Petrobras frente à condição de monopólio. O segundo modelo indica o livre acesso como importante ferramenta regulatória, no que se refere ao aumento do conjunto de possibilidades de transações, essencial para a criação de um mercado *spot*.

7.6.1 Modelo 1 - Preço de acesso

Vimos que a Petrobras será pouco influenciada pela presença de novos produtores no setor de gás, principalmente na região C. Do ponto de vista social, a presença de entrantes no mercado competitivo pode ser desejável por várias razões. Entrantes fornecem, geralmente, serviços diferenciados, que não são oferecidos pela incumbente, além de serviços existentes a um custo menor. Por último, entrantes podem forçar a empresa incumbente a produzir mais eficientemente. Por essas razões, se faz necessário ampliar a influência de novos entrantes no mercado brasileiro de gás. Essa influência pode ser, de certa forma, ampliada por meio da adoção de regras claras de acesso à rede de gasodutos. Esse é o caso do chamado acesso *one-way*, no qual uma firma (Petrobras) possui o monopólio de um *input* (transporte) ou grupo de *inputs* que são necessários a todas as firmas (entrantes) no setor competitivo. A característica de situações de acesso *one-way* é que, pelo menos para alguns *inputs*, a regulação dos termos de acesso se faz necessária para assegurar o resultado socialmente desejável em setores competitivos, dado que a monopolista irá estabelecer altas taxas de acesso caso ela seja livre para tal (ARMSTRONG, 1998).

Altas taxas de interconexão elevam barreiras de entrada e mantêm a posição de monopólio da empresa incumbente nos segmentos potencialmente competitivos. Podem induzir, também, um *bypass* ineficiente ou a duplicação do gargalo. Por outro lado, baixas taxas de interconexão podem gerar a entrada ineficiente de entrantes. Podem, ainda, induzir a empresa incumbente a impedir o acesso ao gasoduto e desencorajar a manutenção e a expansão das redes, assim como dissuadir os entrantes a construir suas próprias redes de gasodutos. Portanto, faz-se necessário estabelecer de maneira ótima o preço de acesso à rede de gasodutos.

Uma maneira de determinar o preço de acesso ótimo é por meio da regra do componente de precificação eficiente, segundo o qual o preço de acesso necessita cobrir os custos do gasoduto ao fornecer serviços de transporte a terceiros. Tal preço gera à companhia de transporte o incentivo necessário para fornecer o livre acesso à rede de gasodutos.

Seja uma economia em que o setor de gás é caracterizado pela presença de uma empresa dominante (controladora da maior parte da produção e do transporte por gasodutos) e de pequenas firmas produtoras (Figura 32):

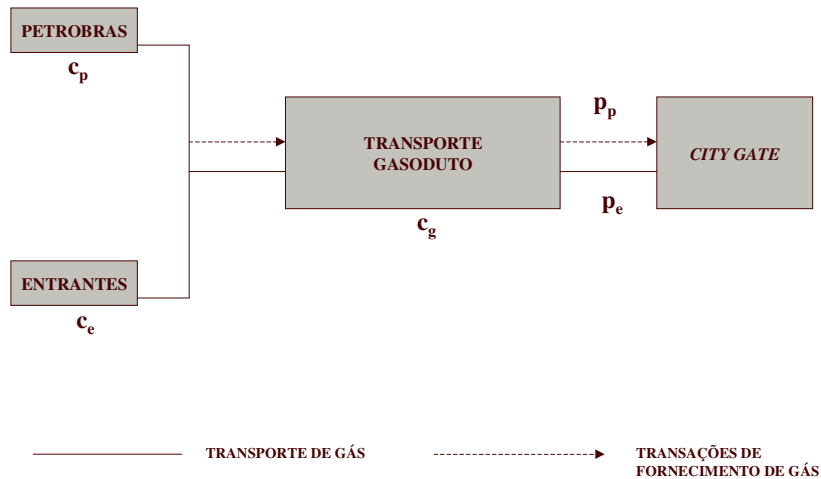


Figura 32

Hipóteses:

- seja c_g o custo marginal de transporte através do gasoduto;
- sejam c_p e c_e os custos marginais de produção da Petrobras e das entrantes;
- suponhamos que as entrantes se comportem competitivamente, ou seja, forneçam gás ao custo marginal;
- seja a o preço de acesso pago pelas entrantes à Petrobras;¹²
- sejam p_p e p_e os preços de gás natural fornecidos pela Petrobras e pelas entrantes;
- sejam y_p e y_e as quantidades de gás produzidas pela Petrobras e pelos entrantes, respectivamente. A quantidade total que passa pelo gasoduto é, então,

$$Y = y_p + y_e$$

¹²O acesso é dito precificado ao custo marginal, se o seu preço é equivalente ao custo total da Petrobras em transportar o gás, ou seja, $a = c_g$. A determinação do preço de acesso, neste caso, é dita ser puramente baseada nos custos (*cost based*). Em contraste, preços de acesso maiores que o custo marginal ($a \geq c_g$) envolvem *markups*, enquanto preços menores que o custo marginal ($a \leq c_g$) envolvem subsídios (LAFFONT e TIROLE, 2000).

Por simplicidade expositiva, todas as atividades exibem retornos constantes de escala, exceto pela existência de um custo fixo k no gasoduto. As funções custo são, então,

$$C_g = c_g Y + k \text{ para o gasoduto;}$$

$$C_p = c_p y_p \text{ para a produção de gás da Petrobras;}$$

$$C_e = c_e y_e \text{ para a produção de gás dos entrantes.}$$

Seja $S(p_p, p_e)$ o excedente do consumidor pelo serviço de fornecimento de gás natural. Lembremos que a derivada do excedente com respeito ao preço é equivalente a (menos) quantidade correspondente, ou seja, quando o preço do serviço i é aumentado de uma unidade monetária, os consumidores aumentam os seus gastos em y_i unidades monetárias.

Seja π o lucro da Petrobras. Note que na ausência de poder de mercado por parte dos entrantes, podemos considerar que a Petrobras produz a um custo c_g e vende a um preço a o serviço de acesso, que por sua vez é revendido sem *markup* a um preço $p_e = a + c_e$. Uma situação equivalente seria aquela na qual a Petrobras produz o serviço fornecido pelos entrantes a um custo $c_g + c_e$ e o vende aos consumidores finais a um preço p_e . Temos, então,

$$\pi(p_p, p_e) = (p_p - c_p - c_g) y_p + (p_e - c_e - c_g) y_e - k$$

Portanto, podemos transformar o problema de preço de acesso em um problema padrão de determinação de preços Ramsey-Boiteux, por meio da maximização do excedente social sujeito à restrição de participação da Petrobras:

$$\text{Max}_{\{p_p, p_e\}} \{S(p_p, p_e) + \pi(p_p, p_e)\}$$

$$\text{s.a. } \pi(p_p, p_e) \geq 0$$

Seja λ o preço sombra da restrição. Na ausência de custos fixos a serem cobertos ($k = 0$), os preços ótimos seriam os custos marginais $c_g + c_p$ e $c_g + c_e$, respectivamente. Eles maximizariam a função objetivo e permitiriam à Petrobras produzir ($\pi = 0$). O preço sombra da restrição orçamentária seria equivalente a zero. Na presença de custos fixos, que é

característico de gasodutos, a precificação por custos marginais é inconsistente com o balanço orçamentário e o preço sombra é estritamente positivo. A solução do problema é, então,

$$\frac{p_p - c_p - c_g}{p_p} = \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_p} \frac{1}{p_p}$$

$$\frac{p_e - c_e - c_g}{p_e} = \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_e} \frac{1}{p_e}$$

Os números η_i são superelasticidades de preço. Superelasticidades são elasticidades de demanda modificadas, que levam em consideração a substitubilidade e complementaridade entre os bens. Para o nosso caso, existe um certo grau de substituição entre o gás produzido pela Petrobras e pelos entrantes. Pode-se dizer que esse grau é proporcional ao desenvolvimento do setor de gás. No mercado brasileiro, a presença de mercados cativos e contratos de fornecimento de longo e médio prazos é significativa, o que diminui o grau de substituição entre os bens. Analisemos os preços praticados pela Petrobras com o livre acesso e sem o livre acesso (monopólio):

$$\frac{p_p - c_p - c_g}{p_p} = \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_p} \frac{1}{p_p}$$

$$\frac{p_p - c_p - c_g}{p_p} = \frac{1}{\epsilon_p}$$

Nesse caso, tomando $\eta_e \approx \epsilon_p$, vemos que o *markup* dos preços praticados pela estatal diminuiria significativamente, indicando a importância do preço de acesso tanto para a entrada de novos agentes no setor quanto para a diminuição do poder de mercado da monopolista do setor.

Considere uma redução no preço de acesso. Essa redução gera maior competição no fornecimento, assim como perda de receita para a Petrobras no segmento competitivo.

O preço de acesso ótimo $a = p_e - c_e$ decorre da fórmula

$$a = c_g + \frac{\lambda}{1 + \lambda \eta_e} \frac{p_e}{p_e}$$

Isso demonstra que o preço de acesso contribui para a recuperação do custo fixo. As fórmulas de Ramsey para preço de acesso foram primeiramente desenvolvidas em Laffont e Tirole (1994). Uma alternativa útil dos preços de acesso de Ramsey é oferecida em Armstrong, Doyle, and Vickers (1996). Eles mostram que

$$a = c_g + \delta (p_p - c_p - c_g) + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_e}{\eta_e}$$

onde $\delta \equiv [(\partial y_p / \partial p_e) / (\partial y_e / \partial p_e)]$ é a mudança nas vendas da Petrobras dividida pela mudança nas vendas das entrantes à medida que o preço de acesso varia. Portanto, o *markup* embutido no preço de acesso pode ser dividido em dois *markups*. Um é o *markup* padrão de elasticidade e o outro reflete a substituição entre as atividades de fornecimento de gás e acesso ao gasoduto da Petrobras.

Esse problema nos mostra que a precificação ótima de acesso à rede de gasodutos traria como consequência a entrada eficiente de novas firmas, a diminuição do *markup* sobre os preços praticados pela Petrobras e o aumento da concorrência no setor competitivo de produção. Além disso, a precificação ótima gera incentivo para a expansão e manutenção dos gasodutos existentes, o que traz como consequência o desenvolvimento do setor de gás.

Nota:

Sejam $\epsilon_i \equiv \frac{\partial y_i}{\partial p_i} \frac{p_i}{y_i}$ as elasticidades de demanda e $\epsilon_{ij} \equiv \frac{\partial y_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{y_i}$ as elasticidades cruzadas.

As superelasticidades serão, então,

$$\eta_p = \epsilon_p \frac{\epsilon_p \epsilon_e - \epsilon_{pe} \epsilon_{ep}}{\epsilon_p \epsilon_e + \epsilon_p \epsilon_{pe}} \text{ e } \eta_e = \epsilon_e \frac{\epsilon_p \epsilon_e - \epsilon_{pe} \epsilon_{ep}}{\epsilon_p \epsilon_e + \epsilon_e \epsilon_{ep}}$$

7.6.2 Modelo 2 - Espaço de transações

Um ponto de extrema importância na questão do acesso à rede de gasodutos é o espaço de transações entre os agentes, ou seja, o surgimento de possibilidades de transações que seriam impossíveis de serem concluídas sem a presença desse instrumento regulatório (DE VANY e WALLS, 1995). O modelo a seguir caracteriza essa propriedade.

Atualmente, pode-se dizer que a indústria brasileira de gás está organizada como uma coleção de monopólios geograficamente separados. Tais mercados são caracterizados pelas seguintes propriedades:

- um único gasoduto conectando um campo gaseífero e um *city gate*;
- a não existência do livre acesso aos gasodutos;
- o gás e o transporte são vendidos conjuntamente (*bundle*);
- os compradores e vendedores de gás não possuem acesso uns aos outros;
- o fornecimento de gás é feito sob a forma de contratos de longo prazo.

Analisaremos como o livre acesso é fundamental para transformar a rígida cadeia de oferta existente. Essa rigidez é causada pela Petrobras, no momento em que ela dificulta a entrada de novos agentes à rede de gasodutos. Na prática, ela fica como única fornecedora, provendo gás e transporte conjuntamente, ou seja, não existe uma conexão direta entre os demais agentes presentes no mercado.

Consideremos um gasoduto fictício, conectando quatro pontos que poderiam estar, por exemplo, localizados nas distintas regiões brasileiras. O ponto 1 é um campo no qual o gás é produzido e os pontos 2, 3 e 4 são cidades onde o gás é consumido (Figura 33).

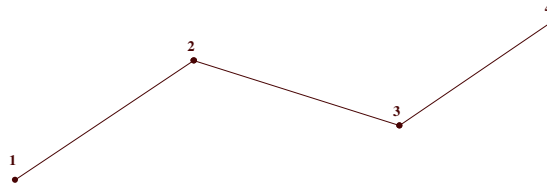


Figura 33

Sob a regulação atual, sem o livre acesso à rede de gasodutos, o gás só pode ser transportado de 1 até 2, 3 ou 4, mas não de 2 até 3 ou de 3 até 4, por exemplo. Isso pode ser representado por meio de uma matriz de acesso. A matriz de acesso captura a estrutura da rede, no que se refere ao espaço de possíveis transações entre pontos no sistema. Para o sistema em questão, a matriz de acesso é do tipo quatro por quatro, com o número 1 onde existe fluxo direto entre pontos e 0 caso contrário. Vemos, na figura, que existe um arco direto do ponto 1 ao 2. Isso é mostrado pelo número 1 no elemento (1,2) da matriz de acesso. Dado que não existe um fluxo contrário do ponto 2 ao 1, o elemento (2,1) da matriz é zero. As conexões entre os pontos 1 e 3 e 1 e 4 são similares à conexão entre os pontos 1 e 2. Como somente a Petrobras vende gás, não existem transações possíveis entre os agentes localizados nos pontos 2 e 3. Cada ponto é considerado acessível a ele próprio. A matriz de acesso do espaço de transações da rede em questão é, então,

$$\begin{matrix}
 1 & 1 & 1 & 1 \\
 0 & 1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1
 \end{matrix}$$

A significância dessa estrutura se baseia em três elementos:

- existe um único ofertante no ponto 1 - o gás é vendido conjuntamente com o transporte. Os compradores de gás não conseguem adquirir o produto diretamente de outros fornecedores, apesar da existência desses agentes;

- compradores de gás nos pontos 2, 3 e 4 não podem negociar entre eles. Exemplo: agentes em 2 não podem transportar ao ponto 3 e agentes em 3 não podem vender gás em 2 mesmo pensando que existe fluxo passando de 2 a 3 (elementos (2,3) e (3,2) são zero);
- compradores de gás nos pontos 2, 3 e 4 não podem revender o gás comprado no ponto 1 (elementos (2,1), (3,1) e (4,1) são zero).

A importância do livre acesso e do desempacotamento é a capacidade de transformação da estrutura de transações da rede de gasodutos. Observe como o desempacotamento e o livre acesso modificam a matriz de acesso:

$$\begin{array}{cccc}
 1 & 1 & 1 & 1 \\
 1 & 1 & 1 & 1 \\
 1 & 1 & 1 & 1 \\
 1 & 1 & 1 & 1
 \end{array}$$

A diagonal e a primeira linha da matriz continuam iguais as da matriz anterior; cada ponto permanece acessível a ele próprio e um usuário em 2, 3 ou 4 pode comprar gás de um fornecedor em 1. O último termo da segunda linha indica que um *trader* pode agora negociar gás entregue no ponto 2 e vendê-lo no ponto 4. O primeiro termo da segunda linha representa uma transação um pouco mais complexa; ela indica que o gás pode ser vendido do ponto 2 de volta ao ponto 1, mesmo sendo contra o fluxo do gasoduto. Esse tipo de negociação pode ser chamada de *backhaul* ou *offset*. Ela é possível porque o gás que poderia ser mandado ao ponto 2 pode ser entregue em algum ponto *upstream* em relação ao ponto 2 (transação *backhaul*), ou pode ser vendido a outro comprador na área de produção (ponto 1), como uma negociação de compensação (*offset*). Similarmente, como indicado pelas linhas três e quatro da matriz, 3 e 4 podem negociar gás em 1, e 3 pode negociar gás em 2, por exemplo.

Vemos que o número de agentes com que cada um pode transacionar é significativamente superior. Cada comprador tem acesso a todos os fornecedores em todos os pontos da rede, incluindo a estrutura original de transporte. Desta forma, a matriz anterior está contida na nova matriz, o que mostra a evolução do mercado de gás. Esse tipo de estrutura regulatória faria com que a Petrobras tivesse seu poder de mercado reduzido mesmo sendo

ela a transportadora. Dessa forma, ela seria obrigada a fazer o papel de carregadora em vez de atender os incentivos de produtora e comercializadora de gás.

7.7 Gás Natural X Óleo Combustível

Outro ponto de extrema relevância no setor brasileiro de gás é a competição com seus concorrentes diretos. Se na geração de energia elétrica a “disputa” é com a água, no setor industrial podemos afirmar que se estabelece, de fato, uma acirrada concorrência com outros combustíveis. Entre eles, o mais importante é o óleo combustível, pois esse derivado de petróleo pode ser utilizado nos mesmos processos que o gás natural (caldeiras a vapor, fornos industriais e outros equipamentos).

7.7.1 O gás natural boliviano

O grande problema de competitividade entre o gás natural e o óleo combustível diz respeito ao custo elevado do metro cúbico do gás natural importado da Bolívia, considerado ainda proibitivo por muitas empresas que hoje queimam óleo combustível.¹³ O ponto central é que na composição do preço do gás natural há uma fatia fixa; atualizada em dólar; correspondente ao custo de transporte. Essa fatia fixa representa mais da metade do preço final do energético.

Devido a isso, várias empresas se queixam que o atual preço de gás boliviano inibe uma expansão maior do gás natural no mercado de óleo combustível, tornando este último mais atrativo.

7.7.2 O óleo combustível

Com relação ao óleo combustível, o problema se agrava, pois a Petrobras - dona de cerca de 70% do mercado de óleos combustíveis - está com uma política agressiva de desconto (chegando a 30%), o que inviabiliza a entrada do gás natural em parte do setor industrial. A política de descontos da Petrobras foi a forma encontrada pela empresa de manter parte do mercado que estava perdendo com o aumento da participação do gás natural no mercado industrial. Toda essa questão tem origem na produção do petróleo nacional, que é muito pesado e que gera grandes quantidades de óleo combustível. Diante do excesso de oferta, a estatal optou por baixar os preços para tentar recuperar parte do mercado perdido com o gás natural.

¹³Embora mais barato que o gás, o óleo combustível é mais poluente.

7.7.3 Uma possível solução

Nesse caso, fica claro que se o governo brasileiro pretende introduzir, de forma sustentável, o gás natural na matriz energética brasileira, faz-se necessário tornar o gás importado mais competitivo. Enquanto o livre acesso não é estabelecido, o que de certa forma acabaria por baratear o preço do gás, poder-se-ia estabelecer uma regulação do tipo *price-cap* no preço do gás natural importado da Bolívia ou, até mesmo, no preço de transporte. Desta forma, o preço do gás natural para as termelétricas ficaria reduzido e criaria-se um mercado secundário para o gás no setor industrial, com o aumento da concorrência com o óleo combustível. Como consequência, estaríamos estimulando o uso do gás, protegendo o setor elétrico, que teria oferta de gás assegurada, e desencorajando o uso de óleo combustível, extremamente poluente. Isso poderia incentivar a Petrobras a investir em mais tecnologia, com o intuito de produzir menos óleo combustível e mais produtos de maior valor agregado como a gasolina. O objetivo seria produzir derivados de maior valor e mais adequados às exigências ambientais.

8 Conclusão

8.1 Panorama Final

Por meio da análise do setor brasileiro de gás, pode-se dizer que o Brasil está longe de ter uma estrutura de mercado das mais desenvolvidas. As características do setor condizem com pequenas variações do Modelo 1, totalmente integrado. A perspectiva a médio prazo é que o setor se direcione a estruturas similares a do Modelo 2, com a inserção de competição no setor produtor. Desta forma, ainda não existe um mercado atacadista, pois todas as transações são conduzidas internamente pela Petrobras (Figura 34).



Figura 34

Entretanto, já existe certo grau de inserção de novos agentes na produção de gás natural em algumas áreas, principalmente nas regiões A e C, devido à proximidade dos campos produtores. Em poucos anos, ter-se-á a presença de uma estrutura similar ao Modelo 2. Nessa estrutura, os produtores venderão gás natural a uma utilidade de gás, possivelmente controlada pela Petrobras, que por sua vez o revenderá aos consumidores finais. As transações entre produtores e a utilidade poderão levar ao desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, onde a *commodity* é negociada para revenda posterior. Para assegurar a existência efetiva dessa estrutura, a agência reguladora terá que controlar o

poder de mercado da Petrobras, uma vez que ela detém o controle dos gasodutos. De nada adiantará a presença de novos produtores, se eles forem impedidos de transportar o gás até as companhias de distribuição. Esta situação poderá acontecer, pois a Petrobras terá o incentivo de discriminar a compra de gás, adquirindo somente o produto proveniente de seus campos produtores e mantendo o restante dos agentes isolados do mercado consumidor. Uma indústria de Modelo 2 ainda apresenta grande parcela de sua estrutura verticalizada, o que permite à utilidade de gás evitar a transferência (*pass-through*) para consumidores finais de possíveis reduções nos custos. Desta forma, para se chegar a modelos mais avançados os governos buscam alternativas, como abertura do transporte por gasodutos e competição na distribuição.

8.2 Agenda Regulatória

Para se chegar a modelos mais desenvolvidos faz-se necessário:

1) introduzir o livre acesso ao transporte por gasodutos, abrindo o segmento a terceiros. Teoricamente, a utilidade de gás passaria a fornecer dois tipos de serviço: gás natural para os consumidores finais, e transporte para grandes consumidores finais e outros participantes da indústria que adquirem gás natural de forma independente no mercado atacadista.

2) introduzir o *bypass* físico. Para que esses dois serviços possam ser oferecidos, a regulação dos diferentes estados brasileiros deve permitir a possibilidade de *bypass* a consumidores de grande porte, pois, caso contrário, grande parte da eficiência pretendida no mercado atacadista não será alcançada. Entretanto, mesmo com a ausência do *bypass* físico já serão constatados grandes avanços na indústria de gás. O livre acesso permitirá aos novos agentes do *upstream* o escoamento da sua produção, o que acabará por gerar maior pressão sobre os preços praticados pela Petrobras.

3) regulação o preço de acesso. Um outro ponto importante é a questão do custo de acesso, que se torna essencial para diminuir o poder de mercado da Petrobras nos preços de transporte. Com o preço de acesso ela pode inibir a presença de outros agentes, assim como discriminar preços para o consumidor.

Por meio dessas medidas, pode-se chegar a um modelo do tipo 3, constatando-se avanços significativos. Nesse modelo, a indústria já apresenta uma estrutura desverticalizada, pois a utilidade de gás se divide entre uma companhia de transporte por gasodutos e várias distribuidoras locais. Ao mesmo tempo, o regime de livre acesso promove eficiência no mercado atacadista de gás, beneficiando os participantes do mercado e gerando maior eficiência econômica. Sob a ótica do segmento produtor, pode-se perceber certo aumento no grau de competição, pois cabe aos produtores de gás a escolha da negociação do produto, diretamente com a utilidade de transporte ou no mercado atacadista com outros agentes do mercado (*traders*, utilidade de distribuição, consumidores industriais e utilidades elétricas). Com isso, a importância de novos agentes aumenta. Os comercializadores de gás, por exemplo, passam a ter papel fundamental no funcionamento do mercado atacadista. Os custos de transação desencorajam os pequenos participantes do mercado a utilizar o livre acesso, o que cria condições aos *traders* de gás natural. Tais agentes agregam demanda e oferta para pequenos participantes, transacionando gás e serviços de transporte. Com isso, os *traders* minimizam os custos, negociando grandes quantidades e arbitrando entre os preços

disponíveis. A competição entre esses agentes é crucial para minimizar as taxas e maximizar os benefícios para seus clientes. Percebe-se, também, uma estrutura mais competitiva no mercado varejista de gás. Nessa estrutura, o processo de livre acesso na distribuição de gás já pode ser verificado (consumidores industriais e utilidades elétricas), embora a distribuidora ainda tenha poder de mercado sobre as classes residencial e comercial devido à sua posição monopolista. Assim sendo, os participantes do segmento *downstream* da indústria, tais como distribuidoras e consumidores finais, se beneficiam pelo acesso direto à produção e, conseqüentemente, à maior escolha na oferta de gás.

4) introduzir o desempacotamento (*unbundling*) - separar o fornecimento de gás natural do transporte por gasodutos e distribuição. Com o desempacotamento, atinge-se um modelo do tipo 4. Na prática, às utilidades de gás controladas pela Petrobras somente será permitida a oferta de serviços de transporte. A motivação central para o desempacotamento é a habilidade das companhias de gasodutos em restringir a competição no mercado atacadista de gás, por meio de medidas como a oferta de serviços de transporte de baixa qualidade. O desempacotamento elimina essa distorção e, em adição, facilita o desenvolvimento de grande número de empresas que adquirem o gás natural no mercado atacadista, revendem no *downstream* e utilizam os serviços de transporte das companhias de gasodutos e distribuidoras.

A competição entre as companhias ofertantes faz com que os *markups* de revenda diminuam, o que facilita a transferência da redução de custos do segmento produtor para os consumidores finais. Com a competição e desregulamentação do mercado, os contratos de longo prazo perdem, em parte, sua importância e o gás natural passa a ser negociado por meio de contratos de curto prazo, promovendo o balanço entre oferta e demanda e fornecendo aos participantes a flexibilidade necessária. É o surgimento do mercado *spot*.

Um outro aspecto de vital importância é a influência do poder judiciário na indústria brasileira de gás natural. A intenção é que se estabeleça a estrutura regulatória, de forma a minimizar os litígios entre os agentes da indústria de gás. A ineficiência gerada por disputas desse tipo poderia retardar o desenvolvimento do setor e afastar entrantes potenciais.

As medidas descritas anteriormente são de essencial importância para o desenvolvimento do setor de gás no Brasil. Por meio delas, a aplicação de regulação de preços do gás natural pode se tornar desnecessária. A intenção é criar regras que estimulem o mercado a operar eficientemente sem o uso do controle artificial de preços. Entretanto, deve-se atentar para o fato de que o poder de mercado que a Petrobras tem em todas as etapas da cadeia produtiva

é tão grande que a influência dessas medidas pode ser insuficiente para a suavização das condições de monopólio presentes. Por isso, nesse período de transição talvez ainda seja necessária a utilização de artifícios regulatórios no controle de preços.

Referências

- [1] Australian Competition and Consumer Commission (ACCC)
<<http://www.accc.gov.au>>
- [2] Agência Nacional do Petróleo - ANP. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. Séries ANP N° 2. Rio de Janeiro 2001.
- [3] Agência Nacional do Petróleo - ANP. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Nota Técnica. Rio de Janeiro 2002.
- [4] Agência Nacional do Petróleo - ANP. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural. Nota Técnica. Rio de Janeiro 2002.
- [5] Armstrong, M. 1998. "Network Interconnection in Telecommunications." *The Economic Journal*, 108, pp. 545-564.
- [6] Armstrong, M., C. Doyle, and J. Vickers. (1996). "The Access Pricing Problem: A Synthesis." *Journal of Industrial Economics*, 44(2): 131-150.
- [7] Cecchi, J. C. 2001. A Evolução da Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil. ANP
- [8] De Vany, A. S., and W. D. Walls. 1995. *The Emerging New Order in Natural Gas: Market vs. Regulation*. Westport, Conn.: Quorum Books.
- [9] EPD. 1997. "The Gas Market for the Future" *Market Establishment Project, Energy Projects Division, Victorian Treasury*, November.
- [10] Hull, J.C. 2000. *Options, Futures and Other Derivatives*. Fourth Edition. Prentice Hall.
- [11] Hunt, S., and G. Shuttleworth. 1996. *Competition and Choice in Electricity*. Baffins Lane, England: John Wiley & Sons.
- [12] Juris, A. 1998. (a) "The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry." Policy Research Working Paper. World Bank, Private Sector Development Department, Washington, D.C.

- [13] Juris, A. 1998. (b) “The Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States.” Policy Research Working Paper. World Bank, Private Sector Development Department, Washington, D.C.
- [14] Laffont, J. J., and Tirole, J. 1994. “Access Pricing and Competition.” *European Economic Review*, 38: 1673-1710.
- [15] Laffont, J. J., and Tirole, J. 2000. *Competition in Telecommunications*. Munich Lectures in Economics.
- [16] Mass - Colell, A., Whinston, M. D. and Green, J. R. 1995. *Microeconomic Theory*. Oxford University Press.
- [17] MacAvoy, P.W. 2000. *The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation*. Yale University Press.
- [18] McDonnald, Rebecca A. 1996. “Stranded Costs for Interstate Pipelines.” *Public Utility Fortnightly*.
- [19] Morgan, T. 1998. *Natural Gas Pricing in Competitive Markets* IEA.
- [20] Newbery, D. M. 2000. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The Walras- Pareto Lectures. MIT Press
- [21] NYMEX (New York Mercantile Exchange). 2002. “Glossary of Terms.” Disponível em: <<http://www.nymex.com>>
- [22] Petrobras S.A. 2002. <www.petrobras.com.br>
- [23] Pilipović, D. 1998. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. Mc Graw Hill.
- [24] Portal GásEnergia. 2002. <www.gasenergia.com.br>
- [25] Shy, Oz. 1995. *Industrial Organization: Theory and Applications*. MIT Press
- [26] The World Bank Group: Power Generation Projects. 2002. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/ecspf/ecseg/Presentations/finance2/>>

- [27] Tirole, J. 2000. *The Theory of Industrial Organization*. Eleventh Printing. MIT Press.
- [28] U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. 1995. *Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flows and Rates*. DOE/EIA-0602(95). Washington, DC.
- [29] U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. 1994. *Natural Gas 1994: Issues and Trends*. DOE/EIA-0560(94). Washington, DC.
- [30] Varian, H. R. 1992. *Microeconomic Analysis*. Third Edition. W. W. Norton & Company.
- [31] Volpe, Barbara M. 2001. Natural Gas Conveyance and Rates. Energy Information Administration.