

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA

MICHELLE CARVALHO METANIAS HALLACK

***MECANISMOS DE GOVERNANÇA DO COMÉRCIO DE GAS ENTRE BRASIL
E BOLÍVIA***

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

***MECANISMOS DE GOVERNANÇA DO COMÉRCIO DE GAS ENTRE BRASIL
E BOLÍVIA***

MICHELLE CARVALHO METANIAS HALLACK

ORIENTADOR: Prof. HELDER QUEIROZ PINTO JUNIOR

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

Hallack, Michelle Carvalho Metanias

Mecanismos de governança do comércio de gás entre Brasil e Bolívia.

Michelle Carvalho Metanias Hallack. Rio de Janeiro, 2007.

Dissertação (Mestrado em Economia) –
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de
Economia, 2007.

Orientador: Helder Queiroz Pinto Junior

1. Economia da Energia. 2. Contratos
3. Economia – Teses.

I. Pinto Jr, Helder (Orient.). II. Universidade Federal do
Rio de Janeiro. Instituto de Economia.
III. Título

***MECANISMOS DE GOVERNANÇA DO COMÉRCIO DE GAS ENTRE BRASIL
E BOLÍVIA***

MICHELLE CARVALHO METANIAS HALLACK

Tese apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Ciências Econômicas.

BANCA EXAMINADORA:

Professor Dr. Helder Queiroz Pinto Junior (IE/UFRJ) - Orientador

Professor Dr. Ronaldo Fiani (IE/ UFRJ)

Professor Dr. Ronaldo Goulart Bicalho

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

Aos meus pais,

AGRADECIMENTOS

Sou infinitamente grata aos meus pais, Magda e Michel, e aos meus irmãos, Isabelle, Guilherme e Daniel, pelo apoio incondicional aos meus estudos e meus sonhos, pelo amor, dedicação e pelos almoços de domingo. Ademais, por ler estas páginas nas suas diversas versões (que parecia “grego” para médicos e engenheiros) na tentativa de corrigir meus infundáveis erros de português e de me apoiar.

Agradeço ainda a minha família de maneira mais geral, primos e tios pelo apoio, em especial a minha prima Julia e a minha Vó Nice, pelo carinho diário, pela certeza de estarem do meu lado mesmo do outro lado da linha.

Ao meu orientador Helder Quiroz Pinto Jr, o meu sincero muito obrigado, pela confiança depositada, pela paciência de me ajudar desde as primeiras bibliografias e meus sonhos megalomaníacos, por me apoiar e por realmente me orientar nos momentos mais complicados.

Agradecimento ao Grupo de Energia da UFRJ, pelo apoio nos diversos momentos, pelas conversas, pela paciência com as minhas intermináveis confusões e correria, em especial um obrigado à Daisy e a Joseane. Aos professores Ronaldo Bicalho, Edmar F. Almeida, Yannick Perez e Jean Michel Glachant, agradecimento pela ajuda, pelo tempo disponibilizado e suas importantes contribuições.

Aos meus amigos e companheiros, os novos e os já velhos de guerra um eterno agradecimento, pela amizade pelo companheirismo. Pela ajuda cotidiana, aulas, textos leituras, papos, cafunés, casa, almoços no Sujinho, festas, manhãs, tarde e noites compartilhadas, pelos inesquecíveis momentos e ajudas que certamente não caberia aqui citar todos. Aos meus amigos meu muito obrigado com todo carinho.

Ao meu namorado Renato Bleasby, obrigado pelo apoio mas principalmente por todos os momentos compartilhados pessoalmente e academicamente, por tudo que aprendemos juntos, e por estarmos juntos.

RESUMO

Hallack, Michelle Carvalho Metanias. “Mecanismos de governança do comércio de gás entre Brasil e Bolívia” Rio de Janeiro. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Este trabalho se foca no mecanismo de governança do comércio entre Brasil e Bolívia. O comércio de gás entre estes dois países foi planejado por longo tempo, mas somente na década de 90 foi possível. Para tanto, foram feitos acordos entre os governos e as empresas estatais respectivas.

O comércio de gás só se tornou possível devido aos grandes investimentos em ativos específicos e no gasoduto de transporte de gás entre os países. Estes investimentos eram extremamente arriscados uma vez que envolviam uma grande quantidade de investimentos dedicados em dois diferentes países, que não possui uma terceira parte de fácil acesso para regular conflitos.

A coordenação híbrida foi utilizada para minimizar os riscos deste investimento. Este mecanismo compreende em dois contratos de longo prazo, participação cruzada dos acionários na propriedade dos ativos em diferentes partes da cadeia do gás natural e um papel especial dos governos.

ABSTRACT

Hallack, Michelle Carvalho Metanias. “Mecanismos de governança do comércio de gás entre Brasil e Bolívia” Rio de Janeiro. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

The focus of this work is the governance frame structured between Brazil and Bolivia that allowed the gas trade. The Brazil-Bolivia gas trade had been planned long time, but only in the 90's it was possible. There was done an accord between the two governments and between their respective state controlled enterprises.

Such gas trade could only become possible with huge amount of investments in infrastructure and, most important, in the pipeline that would transport this gas between both countries. These investments are risky because they involve large amounts of dedicated investments, two different countries and no impartial and “low cost” third party to mediate the business.

Hybrid coordination was utilized in order to minimize the risks of such investment: its arrangement involves two long term contracts, cross participation of the shareholders involved in it on different stages parts of the gas chain, and a special role of the government of both countries.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO:.....	11
CAPÍTULO 1. TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E CONTRATOS DE LONGO PRAZO DE GÁS NATURAL:	15
1.1. Aspectos e considerações teóricas sobre os contratos de longo prazo:	18
1.2 Contratos de longo prazo de venda de gás:.....	23
1.3 Cláusulas de flexibilização nos contratos de longo prazo de venda de gás:	25
1.4 Take or pay na indústria de gás:	26
1.4.1 Quando e por que utilizar a cláusula de Take or pay:	29
1.4.2 Consequência da cláusula de take or pay	32
1.5 Cláusulas de "netback price"	34
1.6 Contratos de longo prazo de venda de gás: exemplos	36
Conclusão capítulo I	41
CAPÍTULO 2. O CONTRATO ENTRE YPF E PETROBRAS:	42
2.1 Indústria de gás no Brasil e na Bolívia:.....	43
2.1.1 Indústria de gás no Brasil:	44
2.1.2 Indústria de gás na Bolívia:	54
2.2 Papel das empresas Petrobras e YPF nos respectivos mercados:	57
2.2.1 Petrobras na indústria de gás brasileira:	57
2.2.2 YPF na indústria de gás boliviana:	62
2.2.3 Participação das empresas estrangeiras na indústria boliviana:	65
2.3 Características gerais dos contratos:.....	66
2.4 Principais cláusulas contratuais de volume e preço:	68
2.4.1 Contrato de compra e venda de gás:.....	69
2.4.2 Contrato de transporte:	72
2.4.3 Indústria de gás no Brasil e na Bolívia:.....	75
2.4.4 Formação do preço de venda do gás	76
2.5 Regra de variação dos preços de venda do gás:.....	77
Conclusão capítulo II.....	80
CAPÍTULO 3. MECANISMOS AUXILIARES DE GOVERNANÇA:	82
3.1 Modificações do regime de incentivos na primeira década de contrato:.....	83
3.2 Os "auxiliares" na manutenção do comércio de gás entre Brasil e Bolívia:.....	86
3.3 Como os conflitos de interesse gerados no período II e III foram "solucionados":	98
3.3.1 Período II	98
3.3.2 Período III:.....	99
CONCLUSÃO:	
GOVERNANÇA DO COMÉRCIO DE GÁS ENTRE BRASIL E BOLÍVIA	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Rede de transporte de gás brasileira em 2006.....	48
Figura 2. Oferta de gás no Brasil em 2006.....	72
Figura 3. Formação do preço do gás boliviano vendido no Brasil em 2006.....	77

LISTA DE GRAFICOS

Gráfico 1. Evolução do mercado de gás brasileiro: demanda e oferta	46
Gráfico 2. Capital Social da Petrobras em 2006.....	59
Gráfico 3. Comparação da variação do preço do gás e do petróleo	95
Gráfico 4. Preço futuro do gás spot	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Importação de GN pelo Gasbol	47
Tabela 2. Distribuição do gás boliviano no Brasil	51
Tabela 3. Mercado doméstico boliviano.....	56
Tabela 4. Esquematização das mudanças institucionais e de estratégia de YPFB e Petrobras	86
Tabela 5. Financiamento do Gasbol.	91
Tabela 6. Comércio internacional boliviano.....	95
Tabela 7 Arrecadação boliviana sobre a produção de hidrocarbonetos	95

Introdução:

O comércio de gás entre Brasil e Bolívia ganhou destaque na mídia recentemente devido aos eventos políticos bolivianos e ao possível risco de escassez de gás no Brasil. O debate em relação ao preço e ao volume do gás importado se tornou corrente em 2006 e no primeiro semestre de 2007. Há dez anos atrás, esta discussão não seria possível, pois a demanda de gás era suprida com oferta interna pela Petrobras- até então a única empresa de exploração de gás e petróleo no país. Neste contexto de monopólio, o preço do gás era regulado por lei.

Até 2005, os textos e os debates no Brasil que tratavam da indústria se focavam na necessidade de desenvolver a demanda. Os programas de incentivo ao consumo de gás se destacaram, dado que a participação do gás na matriz energética era pequena (2% em 1996). A expansão de consumo de gás no Brasil decorrentes do comércio de gás entre a Bolívia e o Brasil mudou em vários aspectos a indústria de gás brasileira, cujo crescimento foi sem precedente entre 1999 e 2005, cerca de 20% ao ano. A indústria de gás boliviana também sofreu profundas modificações e um crescimento acelerado triplicando sua produção anual entre 1999 e 2005.

Este comércio importante para o desenvolvimento da indústria de gás natural destes dois países é uma história longa, em que as primeiras negociações foram feitas antes da década de 70. Contudo, este comércio apresenta características especiais: grande magnitude de investimento dos ativos específicos em dois países distintos. Para desenvolvê-lo foi necessário se desenvolver uma estrutura híbrida de governança que têm ao centro dois contratos de longo prazo: de commodity e de transporte.

Estes dois contratos apresentam uma lógica robusta de mitigação de risco e com cláusulas amplamente utilizadas em situações similares em outros países. A credibilidade de

que seriam aplicados, todavia, foi assegurada pelo envolvimento direto e indireto dos dois governos, brasileiro e boliviano.

Este trabalho analisa a estrutura de governança do comércio de gás entre Brasil e Bolívia. Os mecanismos contratuais e os mecanismos de garantia da aplicação e adaptação do mesmo.

No capítulo 1 descreve-se a teoria na qual se baseia a análise dos contratos de longo prazo, destacando a importância dos mesmos neste tipo de comércio. Ainda no primeiro capítulo são detalhadas as cláusulas mais usuais, seus objetivos e problemas tanto de volume quanto de preço, parâmetros-chaves deste comércio. A cláusula de “*take or pay*” receberá especial atenção, visto a sua importância, pois, juntamente com as cláusulas de preço dividiram o risco entre os agentes.

No segundo capítulo, é feito um estudo de caso, analisa-se a indústria de gás do Brasil e da Bolívia, em seguida uma breve descrição da importância das duas principais empresas envolvidas no comércio Petrobras e YPF na indústria de gás dos respectivos países, para então descrevermos as cláusulas contratuais mais relevantes e suas implicações.

No capítulo 3 veremos que devido a mudanças econômicas e expectativas frustradas em relação ao mercado há mudanças de incentivos por parte dos agentes gerando conflitos de interesses e tentativas de alterações das cláusulas contratuais. No intuito de compreender como os conflitos foram “resolvidos” e quais foram os mecanismos utilizados que garantiram as cláusulas contratuais praticamente intactas, serão enfatizados dois outros fatores essenciais nesta compreensão: o papel dos governos e do investimento cruzado em ativos específicos.

Os ativos específicos atuando como “hostages” ex post e os governos atuando como “shareholder”, “defensor dos interesses nacionais” e “juiz” na resolução de conflito através dos recursos diplomáticos.

Este comércio de gás é interessante visto o tamanho do investimento em infraestrutura específica, o risco de “hold up” e o alto custo de transação envolvido em buscar uma corte internacional como a Organização Mundial do Comércio (OMC). A forma de organização encontrada é complexa com diversas instâncias e, apesar dos diversos problemas encontrados, propiciou o comércio de gás entre dois países vizinhos numa região que, a princípio, pelo menos teoricamente, tem interesse em uma integração econômica regional.

Assim, começaremos no capítulo I por uma revisão bibliográfica da teoria que suporta nossa análise do comércio de gás, afim de localizar a nossa questão dentro do debate acadêmico. Primeiro destacaremos de maneira mais geral o papel dos contratos de longo prazo, seguindo tratamos do papel destes contratos na indústria de gás. Na seção seguinte incluímos a análise das principais cláusulas que dividem o risco entre os agentes, priorizando, neste sentido, a análise das principais cláusulas de volume (*take or pay*) e preço (*netback*). Para finalizar o desenho do quadro geral em que se localiza a nossa questão, apontaremos alguns exemplos de como estas cláusulas foram utilizadas no comércio de gás.

Entramos então no capítulo 2, em que apresentamos o nosso caso de estudo o contrato de comércio de gás entre YPFB e Petrobras. Começamos descrevendo de quais indústrias e quais empresas estamos nos referindo, para então apresentarmos os contratos assinados e as suas cláusulas mais importantes na divisão de riscos entre os agentes. Neste sentido apresentamos o contrato, centro da coordenação do comércio do gás.

No terceiro capítulo veremos os outros mecanismos de coordenação do comércio que entram em ação quando há conflito de interesse por parte dos agentes. Assim, apresentaremos como surgiram estes conflitos, as mudanças de incentivos que ocorreram nesta década de contrato. Seguindo, apresentaremos os auxiliares: os governos e a propriedade cruzada dos ativos específicos dos dois lados da fronteira. Por fim veremos como os mecanismos auxiliares foram mobilizados para resolver os conflitos observados.

Chegamos então na conclusão, que responde a nossa questão inicial, qual o mecanismo de governança do comércio de gás: o contrato como mecanismos de divisão de risco e coordenação de interesses, e os dois auxiliares que tem um papel importante para assegurar a credibilidade do contrato e resolver os conflitos de interesse dos agentes.

Capítulo 1: Teoria dos Custos de Transação e Contratos de longo prazo de gás natural

Segundo a Teoria dos Custos de Transação (TCT) sempre há custos na coordenação econômica dos agentes, seja através do mercado, seja através de contratos ou das firmas. Apesar dos modelos econômicos ortodoxos admitirem a hipótese que as relações de mercado se dão a um custo desprezível, a TCT destaca que a realidade fornece evidências de que estes custos não deveriam ser desprezados. Pois, como veremos as características do mercado explicam os custos de transação, e os mecanismos de coordenação são escolhidos levando em consideração a minimização destes custos. Assim, considerar os custos de transação nos permite compreender a escolha dos agentes entre diferentes formas de coordenação econômica.

Segundo Coase (1937), a importância dos custos de transação depende do grau de especificidade dos ativos, da incerteza e da frequência das transações. Dada à premissa que as transações têm custos, isto é, “there is a cost of using the price mechanism” (Coase 1937, pág. 390) e que pode haver custos de transação antes e depois das relações econômicas¹, os contratos podem ser vistos, segundo Saussier (1997), como um instrumento de ordenamento das trocas que objetiva minimizar os custos envolvidos na transação.

Para que uma transação possa ocorrer, os agentes econômicos necessitam de se coordenar, e esta coordenação pode ser feita de diversas formas, desde as relações de mercado, que se dão simplesmente por preço, até a coordenação pela autoridade². Em outras palavras, a firma, que pode fazer a supressão do mecanismo de preço.

¹ Os custos *ex antes* são os mais previsíveis. Dentre eles, vale assinalar o custo da pesquisa, o custo de negociação e os “ink costs”. Os custos *ex post*, são em muitos casos mais custosos e incertos, pois estão situados no futuro, onde o ambiente em que os agentes estão inseridos pode mudar. Podem-se identificar como custo *ex post* os custos de má adaptação, de renegociação, de monitoramento e de rompimento. MacLeod (2002) sintetiza as fontes dos principais custos de transação devido a “impossibility of planning for all future contingences in a relationship.” (MacLeod 2002, pág. XXX).

² A relação de autoridade na qual se baseiam as relações na firma é explícita se observarmos os contratos de trabalho, como explícita Coase (1937).

Há diversos mecanismos de coordenação que combinam diferentes graus de autoridade e de coordenação por preço, o que Williamson (1975) denominou de relações híbridas. Quando os custos de transações envolvidos nas trocas dos mercados são relativamente altos há incentivos aos agentes a se envolverem em outras formas de coordenação, na tentativa de minimizar este custo, mesmo sabendo na impossibilidade de reduzi-lo a zero.

A existência de ativos específicos³ é uma das fontes de custos de transação, pois o mercado criado por estes ativos envolve um número pequeno de agentes, criando, dependências bilaterais. A combinação de poucos agentes num mercado e fontes de incerteza no que tange às formas de transação incentiva ações oportunistas, e, por conseguinte, aumentam os custos na transação.

O caráter específico do ativo é fonte de quase renda, isto é, uma renda adicional gerada devido ao emprego de certos ativos de forma muito específica. Assim, a sua reutilização em outro contexto ou mercado tem seu valor depreciado de forma importante. Segundo Williamson (1975 e 1996), podemos distinguir seis tipos de especificidades de ativos:

- A) especificidade geográfica: refere-se aos investimentos são feitos em lugares específicos, de modo a diminuir o custo de transporte do produtor e/ou do consumidor.
- B) especificidade física: refere-se aos investimentos são feitos em ativos que possuem características físicas que o ligam diretamente à um utilizador.
- C) especificidade ligada aos ativos dedicados: refere-se ao tamanho do mercado. O volume será produzido para responder uma demanda específica e que poucos consumidores, ou nenhum outro, será capaz de absorver totalmente. Assim o ativo não é completamente reutilizável no momento e por tanto sofrerá perdas de valor.

³ Ativos específicos como define Williamson (1975 e 1996) são ativos que aplicados em condições específicas produzem uma sobre renda, isto é, tendo uma maior utilidade sem que haja um aumento no seu custo de produção.

- D) especificidade do ativo humano: refere-se à qualificação que os trabalhadores devem adquirir para trabalhar em um empreendimento específico e que não terá facilmente outros empregos.
- E) especificidade de marca: refere-se a marca comercial do ativo que geram relações bilaterais, que por sua vez geram uma quase renda, que em outro contexto não existiria.
- F) especificidade temporal: refere-se à necessidade de um certo produto em um certo momento, que pode gerar uma quase renda não presente em outro momento. São características de produtos onde o consumo é instantâneo e cujo estoque é limitado ou tecnicamente impossível e/ou é caro

Se o contrato é rompido, o investimento em ativos específicos perderá ao menos uma parte importante do seu valor, pois os ativos que possuem algumas destas especificidades detalhadas acima não serão totalmente “reutilizáveis” em outro contexto.

Assim, se a quase renda gerada, por um lado é um incentivo a produzir este tipo de ativos, por outro um incentivo a comportamentos oportunistas, por parte dos agentes, visando sua apropriação. Estas disputas geram custos que, dependendo do montante, podem inclusive anular os benefícios advindos da geração da quase-renda. Assim, os custos de transação envolvidos tendem a aumentar, diminuindo a sobre renda gerada pela utilização dos ativos específicos. Deste modo, ao mesmo tempo em que a quase renda gerada incentiva à utilização dos ativos específicos, gera também incentivos a comportamentos oportunistas e a aumento dos custos de transação, desestimulando os investimentos. Logo, cresce a necessidade de arranjos entre as partes objetivando diminuir os custos de transação.

1.1 Aspectos e considerações teóricas sobre os contratos de longo prazo

A motivação para que os agentes firmem um contrato surge da necessidade dos participantes realizarem investimentos específicos importantes e quererem assegurar sua participação na quase renda gerada. Assim, através do contrato, os agentes atenuam sua exposição ao risco, e para tanto estão dispostos a renunciar à outras possibilidades de mercado que poderiam surgir.

O contrato pode ser útil em diferentes contextos e com diferentes fins, ou por uma combinação deles. Autores como Cheung (1969) e Stiglitz (1974) ressaltam a importância desta ferramenta na divisão dos *riscos*, dos ganhos, das obrigações e dos direitos de propriedade de cada um. Hart e Homlstrom (1987) identificam a possibilidade de se revelar informações privadas como uma propriedade importante dos contratos. A redução de custos de transação *ex ante* e dos custos de renegociação *ex post* também podem ser efeitos de contratos, como analisam Goldberg (1985) e Croker (1998).

Os investimentos em ativos específicos conduzem necessariamente à construção de mercados imperfeitos, isto é, situações de *locked in* onde há uma relação monopolística bilateral. Dessa forma, os contratos de longo prazo tentam assegurar a participação das partes envolvidas na distribuição da quase renda gerada. A duração dos contratos, por sua vez, depende da durabilidade dos investimentos feitos.

A duração do contrato não determina necessariamente a duração da relação contratual, que pode ser rompida antes ou estendida através de cláusulas *evergreen*, isto é, cláusula em que a relação contratual pode durar além do prazo previamente estipulado, se for de acordo das partes.

Com o intuito de evitar repetidas renegociações em relações que envolvem investimentos duráveis e específicos, as partes decidem os termos *ex ante* para as transações

futuras através dos contratos de longo prazo. Assim, os contratos de longo prazo envolvem projeções de trocas futuras, cujos participantes objetivam diminuir o risco diante da incerteza do futuro e, para isso, há uma imposição de restrições entre os parceiros comerciais. Este tipo de situação é ilustrada por Goldberg quando afirma que “Freedom of contract is the freedom to impose restriction on one’s future behavior.” (Golberg, 1987, pág.337). Quanto mais os agentes são interdependentes, mais importante é a duração do contrato, pois aumentam as possibilidades de ações oportunistas, os riscos e os possíveis custos envolvidos.

Por outro lado os contratos de longo prazo são menos flexíveis às variações de demanda e de oferta que as transações de mercado, as quais se ajustariam mais facilmente às flutuações de curto prazo.

Podemos observar a existência de um *trade off*, se por um lado os agentes querem se assegurar contra as incertezas do futuro criando os contratos, por outro querem também contratos flexíveis que permitam ajustes diante das contingências futuras. Assim, os contratos procuram ter alguma flexibilidade para se adaptar no longo prazo às mudanças do ambiente econômico e institucional onde se realizam. Contudo, esta flexibilidade pode aumentar as possibilidades de ações oportunistas por parte dos agentes.

Vale ressaltar que em ambientes institucionais mais incertos este *trade off* pode ganhar contornos mais complexos, pois ao mesmo tempo em que os agentes querem maior proteção contra ações oportunistas alheias, através de contratos mais rígidos, desejam também maior flexibilidade para se adaptar às possíveis novas contingências.

A duração do contrato pode ser vista como uma forma de proteção contra o oportunismo dos atores na falta de mecanismos de mercado de sanções e recompensas. O oportunismo surge quando os agentes tentam se apropriar da quase renda gerada devido os investimentos específicos do outro investidor. O risco de oportunismo diminui os

investimentos em ativos específicos e diminui também o bem estar que poderia ser gerado a partir de então.

Como nos explica Goldberg (1987), se trabalhamos no paradigma de transações discretas e sem custos é difícil compreender porque agentes racionais irão desejar contratos de longo prazo restritivos, uma vez que estes não só não contribuiriam para otimização de bem estar como também, em muitos casos, impediriam decisões mais eficientes.

Porém, ao considerarmos que os custos de transação não são nulos e as transações não são discretas, devemos considerar que a soma de agentes cuja performance é perfeita não leva necessariamente ao ótimo social. Ainda de acordo com a abordagem de Golberg (1987), não há razão para concluir que as tomadas de decisão descentralizadas são mais eficientes. Os agentes precisam, explicitamente ou implicitamente, saber as preferências de seus clientes para poder atuar. No paradigma das transações discretas e sem custos, as partes conhecem o preço e as quantidades e podem claramente definir seus “*inputs*” e “*outputs*”, maximizando suas decisões de produção e de consumo.

Um agente frente a um contrato de longo prazo se defronta com problemas mais complexos que a definição de preço e quantidade, como a incerteza em relação ao futuro. A ênfase dos contratos de longo prazo está em estabelecer regras que governem a relação entre as partes. Estas regras podem favorecer um processo de ajuste frente a fatores inesperados que possam surgir e ditar os parâmetros para um possível rompimento do contrato.

No caso de investimentos específicos onde o mercado secundário é pequeno ou inexistente e a perda de valor do ativo é relevante, o investimento dependerá em grande parte da expectativa do mercado consumidor. O consumo, por sua vez, pode ser restringido pela

indisponibilidade do produto. Além disso, o consumidor precisa também fazer investimentos específicos para que seja capaz de consumi-lo⁴.

Se o contrato tende a proteger mais o produtor, isto é, o direito de servir seu produto, este será mais atrativo aos produtores e, *ceteris paribus*, menos atrativo para o consumidor. Por outro lado, aumentar a proteção dos consumidores, isto é, aumentar o direito a ser servido a um preço pré-estabelecido, tende à aumentar a atratividade para estes e ao mesmo tempo gerar um custo adicional para os produtores.

A proteção ótima de um contrato é esperada quando os benefícios marginais esperados, para o consumidor de aumentar a durabilidade e diminuir para o produtor o risco (o que possibilitaria diminuir os preços), são iguais ao custo marginal de diminuir a flexibilidade. Assim, percebemos claramente um *trade off* entre flexibilidade e segurança dos consumidores e produtores sobre o retorno em seus investimentos específicos. Se o ótimo de proteção é substancialmente maior que zero, os agentes acreditam que é interessante fazer contratos de longo prazo. Para se atingir os objetivos de longo prazo os agentes podem erguer barreiras que impeçam atingir objetivos de curto prazo. Uma forma de criar estas barreiras são os contratos de longo prazo.

Muitas das indústrias que são monopólios naturais tendem a dar grandes proteções ao produtor uma vez que são em grande parte capital intensivo (alto percentual imobilizado) e de maturação longa. Esta proteção, porém, é também desejada pelos consumidores, uma vez que viabiliza um serviço visto como necessário e diminui o risco da empresa (o que pode diminuir o preço cobrado). Assim, mesmo que estes contratos muitas vezes aumentem as barreiras à entrada de outros produtores, diminuindo a concorrência real e potencial, e diminuindo os incentivos às inovações, podem levar, em alguns casos específicos, a um bem estar social superior a um mercado mais concorrencial, desregulado e com livre entrada.

⁴ No caso do gás natural, por exemplo, tanto o produtor de gás quanto o consumidor precisam fazer investimentos específicos substanciais para a utilização de recursos e ambos estão interessados em certa estabilidade de preços e quantidades.

Como nos lembra Golberg (1987), usando o desenvolvimento de Shumpeter (1950), barreiras à entrada de novas firmas podem impedir ou atrasar a destruição criadora, característica intrínseca à inovação. Contudo isto não é necessariamente ruim, pois pode, paradoxalmente, ser fonte de impulso à inovação e ao desenvolvimento da indústria. Para uma empresa decidir a investir e a inovar, ela deve esperar que vá obter um retorno aceitável, se isto não ocorre há um “desincentivo” ao investimento.

No caso do desenvolvimento da indústria de gás natural mundial, e em particular na Europa ,como descreve Chevalier (2004), foi marcante a existência de grandes contratos de longo prazo de venda de gás entre empresas quase monopolistas ou ao menos de forte posição dominante. Tal como explica Chevalier 2004, pág. 278, frequentemente consumidores e vendedores se engajam em relações de cooperação bilaterais, às vezes multilaterais, que os deixam ligados por dezenas de anos. Neste sentido o autor exemplifica, que no período entre 1960 e 2000 o crescimento forte da indústria de gás natural na Europa ocidental foi coordenado através de grandes contratos entre demandantes, de uma parte, que o autor chama de membros do clube daqueles que necessitam de gás, e os ofertantes por outro lado, que objetivavam monetizar suas reservas de gás. Notemos que tanto os demandantes quanto os ofertantes possuíam posições de quase monopólio, ou, ao menos, uma forte posição dominante em seus respectivos países.

Deste modo, pode-se explicar a adoção ampla dos contratos de longo prazo no desenvolvimento da indústria de gás devido à necessidade de fazer altos investimentos em ativos dedicados e que possuem um alto grau de especificidade geográfica.

1.2 Contrato de longo prazo nos contratos de venda de gás:

Os contratos de longo prazo são formas de minimizar os custos de transação entre duas partes quando os investimentos específicos são importantes, mas a integração vertical não é possível. Este panorama, em grande parte dos casos, é encontrado na indústria de gás natural, principalmente em seu estado nascente⁵.

Devido às características físicas do gás natural há necessidade de grandes investimentos em ativos específicos para seu aproveitamento econômico, principalmente no que tange ao transporte e à distribuição do gás. “Uma das principais especificidades da indústria de gás natural (IGN) é a importância do seguimento de transporte e distribuição na formação dos custos”. (Pinto Jr et alli 2007, pág. 235). Assim, o desenvolvimento da IGN esta fortemente relacionada aos contratos de longo prazo de venda de gás.

Segundo ainda Pinto Jr. et alli (2007), há três opções tecnológicas distintas para o transporte de gás natural: por dutos, liquefeito (GNL) e comprimido (GNC) por transporte marítimo ou rodoviário. No caso de transporte por dutos pode-se observar características de indústria da rede na IGN⁶ uma vez que apresentam altos custos de investimentos, alta especificidade dos ativos, externalidades positivas e grandes economias de escala. Estas características do gás natural transportado por gasodutos implicam na necessidade de utilização de contratos de longo prazo, principalmente na fase nascente desta indústria, como ressalta Chevalier (2004)⁷.

⁵ De acordo com Pinto Junior et alli “A maturidade do mercado de gás é influenciada por diferentes atributos, os principais sendo: (i) o tempo de desenvolvimento da IGN; (ii) a demanda de gás pelos segmentos residencial e comercial, onde a questão climática é muito importante na determinação da demanda nos setores residencial e comercial; e (iii) a extensão relativa da rede de transporte e distribuição” Pinto Junior et alli (2007, pág. 270)

⁶ Segundo Glachant (2002) as indústrias de rede apresentam como características marcantes a existência de economias de escala e/ou escopo, que tende a levar ao monopólio natural, externalidades positivas e/ou negativas e tendência a integração vertical e horizontal.

⁷ Com o desenvolvimento do GNL e amadurecimento da IGN norte americana e da Europa ocidental está havendo uma tendência a diminuir os prazos dos contratos, como ressalta Neumann (2006), contudo os contratos de longo prazo ainda se mostram importantes no desenvolvimento de projetos principalmente naqueles onde há

Como ressalta Neumann e Hirschhausen (2006), os contratos de longo prazo de gás incluem cláusulas de volume, de preço, de liquidação de danos, de arbítrio de conflitos dentre outras, afim de evitar problemas de *hold up* sem a necessidade de integração vertical.

Os riscos de “*hold up*”, por outro lado, crescem quando as transações necessitam de novos investimentos em ativos específicos, como apontou Klein et alli (1978), e quando há incertezas em relação ao mercado, como ressalta Williamson (1975,1985).

Os contratos de longo prazo são comuns no setor de energia, como ressalta Neumann e Hirschhausen (2006). Joskow (1987 e 1988)⁸ ressalta ainda que a análise dos contratos neste setor mostram a existência de uma relação positiva entre a especificidade de ativos e a duração do contrato, enquanto Crocker e Masten (1985 e 1988)⁹ destacam uma relação entre as características regulatórias e institucionais do setor e as dos contratos.

Devido a necessidade do alto montante de investimento para o aproveitamento econômico do gás, um produtor para desenvolver o poço de gás e a rede de transporte, segundo Chevalier (2004), em geral elabora um contrato que garanta um fluxo regular de divisas, que lhe permite levantar fundos para financiar os investimentos necessários, principalmente os custosos investimentos em transporte.

Os termos do contrato, se baseiam em grande parte, sobre os preços do gás entregue ao consumidor final, de maneira que o gás seja atrativo ao consumidor, o que é chamado de mecanismo de “*netback price*”. Afim de compreender este mecanismo é importante ressaltar que o gás natural não uma energia indispensável, no médio e longo prazo ele pode ser substituído pelo petróleo e seus derivados, pelo carvão e eletricidade. No curto prazo no

necessidade de construção de nova infra-estrutura de transporte ou de novos poços de gás. Confirmando a hipótese da relação entre investimentos em ativos específicos e contratos de longo prazo.

⁸ Joskow (1987, 1988) ao estudar os contratos das indústrias de carvão norte americana provou a existência de uma alta correlação entre a especificidade de ativos e a duração dos contratos entre os agentes.

⁹ Crocker and Masten (1985, 1988) examinaram contratos norte americanos de gás natural segundo cláusulas de preço, de volume e de *take or pay* e concluíram que as mudanças regulatórias americanas estão relacionadas com as mudanças de característica dos contratos de venda de gás.

entanto, os equipamentos específicos para gás precisam ser adaptados para receberem outras fontes de energia.

1.3 Cláusulas de flexibilização nos contratos de longo prazo de comércio de gás:

Há muitos tipos de contratos de longo prazo, que podem ser flexíveis sobre várias dimensões. Carvalhinho (2003) descreve algumas das cláusulas de flexibilização mais encontradas nos contratos de suprimento de gás que buscam conjugar da melhor forma possível os anseios de rigidez e flexibilidade dos agentes. Neste sentido, cláusulas que estipulam preços (ou fórmulas de ajuste de preços) e quantidade são comumente utilizadas.

- Cláusula de *take or pay*: é garantida ao produtor uma quantidade mínima a ser paga em um certo período. O tempo que o consumidor tem para consumir ou pagar pelo produto varia de caso para caso. Quanto mais longo é este período, menor é a rigidez do contrato, pois permite ao consumidor adaptar-se melhor às flutuações de demanda.
- Cláusula de *deliver or pay*: é uma cláusula que obriga o ofertante a entregar ou a pagar uma multa pré estabelecida em contrato.
- Cláusula de *make up* gás: é uma cláusula que flexibiliza ainda mais os contratos de *take or pay*, pois permite que o consumidor consuma no futuro uma quantidade de gás que pagou e não consumiu no período anterior. Esta cláusula também tem uma validade variável, é como se o consumidor ao pagar pelo gás não consumido adquirisse um crédito de gás que pudesse usar por um certo período.
- Período de manutenção programada: é a possibilidade do consumidor pedir para suspender ou diminuir o fornecimento do produto por um certo período sem que tenha a necessidade de pagar por este período. O objetivo desta cláusula é permitir que se faça a manutenção dos

equipamentos sem que haja custos adicionais por não estar consumindo a quantidade mínima de gás contratada. .

- Período de teste: é a concessão de um período de teste ao consumidor, isto é, um período que não há necessidade de pagar o valor mínimo estabelecido pelo *take or pay*.
- Condições de excesso de demanda: é a garantia de suprimento acima dos valores mínimos estabelecidos pela cláusula de *take or pay*, o que dependendo do montante flexibiliza muito o contrato para quem compra. Contudo, torna-o mais rígido para o fornecedor.

Segundo Chevalier (2004), as cláusulas de salvaguarda, são importantes nos contratos de longo prazo, pois permitem que ocorram renegociações a um custo de transação atenuado devido ao pré-estabelecimento das condições em que estas renegociações se darão. Dentre as causas em que estas renegociações podem se dar encontram-se os “motivos de força maior”, isto é, se o imprevisível e incontrolável ocorrer, como serão geridos os problemas advindos. As possibilidades de renegociação prevêm, normalmente, uma arbitragem internacional especializada afim de que os custos das disputas entre as partes se reduzam.

Neste trabalho, examinamos de forma mais aprofundada as cláusulas contratuais do tipo *take or pay* e o mecanismo de ajuste de preço baseado na fórmula de “*netback*”, pois são a base do mecanismo de divisão de risco entre os agente no contrato de gás entre Brasil e Bolívia. Como ressalta Chevalier e Percebois 2007, neste modelo de contrato o risco volume é suportado pelo comprador e o risco preço pelo vendedor, como veremos adiante.

1.4 “*Take or pay*” na indústria de gás:

A cláusula de *take or pay* é aquela que o comprador se compromete de pagar por um volume de gás independente se ele vai ou não pegar este gás. Como coloca Chevalier (2004)

uma formulação mais exata da cláusula seria “you take or you don’t take, but anyhow you have to pay”.

Como destaca Croker-Masten, (1985) os contratos de *take or pay* têm duas funções: admitir o direito do comprador retirar só a quantidade de gás que é eficiente e constituir uma garantia contratual ao vendedor que faz investimento na exploração de gás. O comprador retira o gás contratado ou paga pelo gás não retirado. Assim, o comprador tem menos incentivos a romper o contrato, visto que o custo de não utilização do gás já é predefinido e pode ser contabilizado *ex ante*, permitindo ao vendedor responder às flutuações de demanda de curto prazo.

Esta cláusula foi amplamente utilizada em casos onde era necessário um grande financiamento uma vez que garantia o *cash flow* necessário para o pagamento da dívida e, por outro lado, se diminuía os riscos dos agentes e os custos financeiros.

Segundo Masten e Crocker (1985), uma das funções da cláusula de *take or pay* é diminuir a incompletude do contrato assumido, dando uma resolução *ex ante* para a possibilidade da demanda ser menor que a quantidade estabelecida pelo contrato. Esta resolução *ex ante* para as possíveis volatilidades de demanda diminui os possíveis custos de renegociação e se permite que o consumidor receba só a quantidade eficiente de gás. Por outro lado, constitui uma garantia para o fornecedor de gás que dispense um alto montante de capital em investimento.

As cláusulas contratuais direcionadas para atenuar o risco de oportunismo que surge da incompletude dos contratos podem, por outro lado, criar outros problemas para os agentes devido à rigidez que necessariamente geram .

Surge então a necessidade de minimizar os custos de transação e ao mesmo tempo os custos de inadequação que os contratos podem gerar, devido o distanciamento entre o esperado e a realidade do mercado. Isto é, pode haver alternativas mais eficientes de

utilização dos recursos, mas que todavia podem sejam impedidas pelas cláusulas contratuais. A questão da eficiência, contudo, deve ser olhada com muito cuidado porque não é raro que atitudes eficientes de longo e curto prazo sejam distintas como argumentou Goldberg (1987).

Especificamente, as cláusulas de *Take or Pay* protegem o produtor do risco frente o volume demandado, visto que o produtor faz grandes investimentos em ativos dedicados. Estas cláusulas podem ser resultados de vários elementos combinados: o montante de investimentos específicos¹⁰, o risco de ação oportunista dos participantes, o grau de incerteza, o ambiente institucional e políticas institucionais.

Cláusulas de preços são sempre mencionadas em contratos de longo prazo, e muitas vezes vêm combinadas com a cláusula *take or pay*. Muitas políticas de preços podem ser acordadas desde as mais rígidas as mais flexíveis. Uma política possível pode ser um pagamento *lump sum* no início do período ou uma taxa anual, ou a criação de um cronograma pré-definido de pagamentos pelo serviço prestado. Se o consumidor tem acesso mais fácil ao capital, que os potenciais produtores, pode ser vantajoso que o consumidor pague tudo ou parte adiantado. Entretanto, o pagamento adiantado pode aumentar o risco de oportunismo por parte do produtor e dificultar ou aumentar os custos de transação envolvidos em casos de quebra de contrato.

Os preços podem ser, todavia, mais flexíveis às oscilações, apresentando graus variados e diferentes fórmulas. Podemos, por exemplo, especificar os critérios de como o preço irá variar baseando-se em outros mercados ou outros fatores exógenos.

Pode-se usar a flexibilidade de preço como uma forma de divisão de riscos, adaptando-se às mudanças imprevistas e acomodando variações de curto prazo, sem perder de vista os objetivos de longo. A maior flexibilidade, porém, aumenta os riscos de oportunismo

¹⁰ O montante de investimento específico das partes envolvidas determina o grau de dependência bilateral. Os investimentos específicos são ao mesmo tempo fonte de quase renda, de incentivos a conflitos em relação à apropriação da quase renda e de risco de “hold up”.

1.4.1 Quando se aplica a cláusula de *take or pay* (TOP) e por quê?

Três motivações podem ser ressaltadas na utilização de contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay*: necessidade de financiamento para grandes investimentos, desenvolvimento do mercado de gás, repartição do risco de volume e preço entre os agentes econômicos.

A indústria de gás natural inclui muitas fontes de risco, pois têm tanto os riscos inerentes à exploração e produção, como os riscos de venda que envolvem os altos custos de transporte. Os riscos de exploração são inerentes a esta indústria assim como na indústria do petróleo. O gás natural, contudo, se difere do petróleo, pois, devido às suas especificidades físicas o transporte exige grandes investimentos específicos, seja por gasodutos, seja na construção de infra-estrutura para a liquefação, transporte e regaseificação.

“Historically, long term *take or pay* contractual arrangement have been common in the gas industry. Such contracts protect gas producers against the possibility of hold-up, after they made a decision to invest in facilities to exploit gas deposit. Such contracts also guarantee pipelines operator a continuous flow of gas ...” (OCDE, 2000, pág. 10).

Portanto, a utilização da cláusula de *take or pay* diminui o risco do produtor diante das variações no volume demandado e assegura a provisão do bem a preços pré-acordados, ou seguindo regras pré-estabelecidas. Assim, Crocker e Matsen (1985 e 1988) definem a cláusula de *take or pay* na indústria de gás como um mecanismo de salvaguarda para o produtor.

Deve-se ressaltar que a formulação dos contratos e sua implementação, assim como as quebras de contrato e renegociação têm custos, o que diminui a quase-renda gerada pelo investimento inicial.

O contrato de *take or pay*, segundo Mulherin (1986), pode ser útil porque flutuações na demanda ou nos custos podem diminuir, anular ou até tornar negativo o lucro envolvido no

negócio em questão. O contrato de *take or pay* altera os incentivos, pois ao pagar pela provisão independente de usá-la, os compradores são incentivados a fazer investimentos alternativos quando sua utilização não é eficiente ou utilizam o gás em outro momento de forma eficiente¹¹. Assim, para Mulherin, as cláusulas de *take or pay* incentivam a eficientes adaptações, relacionando o fluxo de pagamentos definido pelo contrato e os valores do recurso, tanto para a venda de consumidores alternativos, como para a possibilidade de estoque.

O gás natural transportado através de gasodutos exige grandes e duráveis investimentos específicos, o que de acordo com a teoria está relacionado a longos períodos para maturação do investimento. Isto tem correlação com a duração dos contratos (que neste caso tendem a ser longos), o que, acrescido de um ambiente incerto, permite-se intuir que tais contratos de longo prazo serão sempre incompletos, como colocam Neuman e Hirschhausen (2006).

As possibilidades de venda de gás para consumidores alternativos estão relacionadas com a quantidade e proximidade de outros gasodutos existentes ou as possibilidades de liquefazer e regaseificar o gás. Poucas conexões e poucas possibilidades de liquefação do gás diminuem as possibilidades do produtor vender a outro consumidor que não aquele com o qual estabeleceu o contrato original, reforçando a dependência do produtor em relação ao consumidor.

Por outro lado, a venda pelo contratante a um consumidor alternativo, ou a compra de outro produtor também necessitaria de gasodutos ou plantas de liquefação e regaseificação do produto. Reforçando, nesta perspectiva, a dependência do consumidor e do operador do gasoduto em relação ao produtor. Isto é, quando há poucas interligações de gasodutos com

¹¹ Supõe-se que se possa usar depois o gás pago, isto é, que haja uma cláusula de « make up ».

centros consumidores distintos e de campos de gás com diferentes produtores, há uma grande dependência bilateral, os ativos investidos são neste caso muito específicos.

A estocagem de gás, outra possibilidade para controle de flutuações de demanda e de oferta, contudo, é normalmente mais custosa para o consumidor que para o produtor, pois este último pode estocá-lo no próprio campo de gás. O grande problema que encontra a forma de estocagem típica do produtor é a possibilidade de um campo de gás ao lado drenar o gás que lhe pertencia.

Quando a indústria de gás começou a crescer (entre 1920 e 1940) estes setores eram verticalmente integrados. Entre 1940 e 1954 começou a proliferação de contratos de longo prazo entre produtores e transportadores, contratos estes que possuíam em média uma duração de 20 anos. Para facilitar as flutuações de demanda que poderiam ocorrer durante todo este tempo, o contrato estabelecia uma média diária de transporte anual, ou seja, a variação diária do transporte não ocasionava custos extras, pois o contrato contabilizava a média dos dias no período de um ano. O gasoduto era pago pelo gás que ele transportava. Contudo se no final de um ano o valor real fosse menor que o valor do contrato, o transportador necessitava pagar a diferença ao produtor. Assim, a quantidade especificada no contrato estabelecia qual o mínimo à pagar num dado ano, e estava então estabelecida a cláusula de *take or pay*..

Assim, o contrato de *take or pay* especifica a quantidade mínima de gás natural a ser paga ao produtor sobre uma base anual, mesmo quando não é utilizado. Como argumenta Fares (2000), as cláusulas de *take or pay* foram muito comuns nos anos 70 a fim de incentivar os produtores à procurar e desenvolver reservas dedicadas.

A cláusula de *take or pay* claramente delimita a obrigação do gasoduto e diminui o incentivo de ações oportunistas por parte do transportador, caso este tenha outra fonte de gás. Mulherin (1986) aponta uma possível correlação direta entre a magnitude do contrato de *take or pay* e a quantidade de campos produtores de gás na região que poderiam ter acesso ao

gasoduto¹². Como forma de se adaptar a flutuações da demanda, os gasodutos podem usar sua estocagem natural (isto é, o próprio gasoduto), porém sua capacidade de armazenagem é limitada. Por outro lado, as cláusulas de *take or pay* podem vir ou não acompanhadas de outras cláusulas como a de *make up*, a de manutenção programada, a de período de teste e a de condições de demanda, o que dá mais ou menos flexibilidade aos agentes.

Assim sendo, na indústria de gás, no que tange a necessidade de construir infra-estruturas cuja utilização para outros fins que não aquele para o qual foi construída é pequena ou nula, mecanismos do tipo “take or pay” se mostra adequados de transferência de risco, uma vez que, o risco do investidor na infra-estrutura passa para os agentes que a utilizam. O demandante que se comprometem a utilizar a infra-estrutura. Esta transferência de risco é importante, uma vez que o demandante é freqüentemente agente mais capaz de mensurar e suportar os riscos de mercado que o transportado. O demandante, *ceteris paribus* tem maior informação sobre a demanda e são mais capazes dar incentivos ao desenvolvimento da demanda.

1.4.2 Conseqüências da utilização das cláusulas de flexibilização em especial a “take or pay”

Como discutimos, os contratos de longo prazo em que os preços e volumes são especificados *ex ante* permitem atenuar custos de transação e diminuem os riscos de hold up no caso de altos investimentos em ativos específicos. Por outro lado, estes contratos trazem rigidez nas operações, dificultando adaptação às variações de mercado, o que implica, por vezes, na utilização ineficiente dos recursos.

¹² Esta correlação não é verdadeira para o que observamos no Gasbol no capítulo seguinte.

As cláusulas de flexibilização são adotadas nestes contratos afim de diminuir a rigidez e encontrar soluções *ex ante* à problemas que podem surgir , isto é, é a busca por tornar os contratos estruturalmente incompletos menos sujeitos a rompimentos e renegociações com custos, por vezes, muito alto.

A cláusula de *take or pay* é uma forma de flexibilização do contrato, pois ao mesmo tempo que garante o fluxo financeiro necessário para o desenvolvimento de certos empreendimentos, permite que o gás não seja adquirido caso não seja eficiente. Além disso, sob a presença de cláusulas de *make up*, permite que o gás pago seja utilizado em outro momento. Outras cláusulas de flexibilização podem ser acrescentadas às de *take or pay* afim de adequar ainda mais o contrato às necessidades da demanda, e diminuir os custos de transação *ex post*. Muitas das críticas feitas à cláusula de *take or pay* se referem a rigidez, mas, na realidade, rígidos são os contratos de venda de longo prazo e, por isso, as cláusulas surgem na tentativa de diminuir os efeitos negativos . Dependendo do período e da forma que o produto possa ser recuperado estas cláusulas permitem ajustar a oferta às variações da demanda pontuais ou mesmo sazonais¹³.

A flexibilização, porém, é limitada pois grandes variações de demanda duradouras não conseguem ser absorvidas. Há outros mecanismos de flexibilização que podem ser utilizados pela indústria sob contratos de longo prazo afim de atenuar os problemas gerados pelas correntes variações de demanda comuns ao consumo de gás natural. Dentre as possibilidades de absorver as variações vale destacar a estocagem ou a utilização de contratos interrompíveis por parte de demandantes e os contratos variáveis segundo projeções de crescimento da demanda e/ou sazonalidade por parte da oferta. Deve se ressaltar, porém, que se por um lado todos estes mecanismos de flexibilidade têm um custo, por outro, o custo de armazenamento de gás pelo produtor tende a ser menor do que o do demandante.

¹³ Conforme Chevalier (2004), o volume das necessidades da demanda tem variações sazonais, diárias ou mensais.

Outra crítica comum aos contratos de longo prazo com TOP é à barreira a entrada de novos ofertantes, conforme destacado pela OCDE (2000)¹⁴, pois a contratação de grandes volumes por uma só empresa acaba provocando um monopólio ou um quase monopólio do suprimento de uma região, o que, como teoricamente coloca Golberg (1974) e como demonstra os relatos das experiências internacionais de Chevalier (2004)¹⁵, pode não ser completamente prejudicial no período de desenvolvimento de indústrias de rede, como é o caso do gás natural.

1.5 Cláusulas de preço nos contratos de longo prazo de venda de gás natural: “*Netback price*”

As longas discussões que precedem a assinatura dos contratos de venda de gás são na verdade uma disputa entre os agentes para definir com quem ficará a quase-renda gerada, e neste contexto o preço é um elemento central. Portanto, o preço e sua evolução são uma das cláusulas mais debatidas nestes contratos. Em geral, o preço inicial reflete as condições de concorrência entre os potenciais produtores de gás e os de bens energéticos substitutos, uma vez que o gás, como já descrevemos, em seu uso ordinário, pode ser substituído por outros recursos energéticos.

A fórmula de definição do preço inicial do gás considera ainda, quem irá realmente pagar pelos custos de transporte. Os ofertantes defendem a venda do gás pelo mesmo valor do petróleo, ponderado pelo valor calorífico de cada um destes produtos, enquanto os demandantes querem que o gás seja vendido, ao consumidor final, pelo preço que seja um substituto do petróleo e seus derivados no mercado final.

¹⁴“*Take or pay contractual arrangement ... can be a toll for a trying up gas supplies to limit the scope for new entry*”. (OCDE, 2000, pág. 10).

¹⁵ De acordo com Chevalier (2004) as empresas demandantes de gás, no geral, contam frequentemente com uma zona de fornecimento exclusiva sobre qual se constrói o mercado de gás.

A análise pelo lado do comprador de gás natural parte do preço concorrencial no mercado final acrescido dos custos de sua rede de transporte, distribuição e estocagem, chegando, então, ao preço de reserva, isto é, um preço máximo que ele está disposto a pagar pelo gás. Pelo lado do produtor, o custo de produção e de transporte acrescido do custo de oportunidade de exploração do recurso natural esgotável,¹⁶ constituem o cálculo do preço mínimo que este está disposto a receber para a monetização das reservas. A negociação entre os agentes se dá então em torno destes dois limites de preço determinando a repartição da quase renda gerada¹⁷.

Na negociação por parte dos agentes destacamos a assimetria de informações, as possibilidades de atitudes oportunistas e as possibilidades de blefe como mecanismos de apropriação de maior parte da quase-renda possível.

Dentro deste quadro, muitas negociações acabam gerando preços distintos como é o caso do gás russo vendido para a França, Alemanha e Áustria por preços distintos, o que se conclui que a Gazprom consegue preços diferenciados para seus consumidores, se apropriando da maior parte da quase-renda possível. Neste caso, os contratos contam ainda com uma cláusula de destino, que impede cada comprador de vender seu gás em um outro mercado que não o seu. Como é descrito pela literatura este é um caso que podemos analisar como diferenciação de preço de terceiro grau, em que o preço é discriminado segundo o consumidor (Varian , 1992, pág. 248).

Seguindo o tempo de vigência do contrato, o preço do gás evolui segundo uma fórmula pré-acordada. Comumente, os preços seguem uma cesta de derivados do petróleo, uma vez

¹⁶ Vale ressaltar que este valor depende do que a sociedade acredita ser justo receber pela exploração do recurso, varia de no tempo, de sociedade para sociedade e esta relacionado com a preferência dos agentes pelo presente ou pelo futuro e as expectativas de inovação tecnológica e valor futuro do bem.

¹⁷ Segundo Chevalier (2004) Na negociação de preço o demandante parte do preço concorrencial sobre o mercado final, somado aos custos de transporte, estocagem e distribuição ele chega então a um preço de reserva, ou seja o preço máximo que ele estaria disposto a pagar para comprar o gás. Por outro lado, o produtor calcula o seu custo de produção e de transporte, soma com os *royalties*, que representam o custo do esgotamento dos recursos naturais, formando assim o seu preço de reserva, o mínimo que aceita receber. Entre estes dois preços há uma margem de negociação onde a renda é dividida.

que estes são, geralmente os produtos que concorrem com o gás. Esta indexação e as mudanças de preços ocorrem em períodos determinados e obedecem a uma certa defasagem temporal. Outro fator que é, por vezes, levado em consideração, segundo Chevalier (2004), é o câmbio, quase sempre, a variação da moeda nacional em relação ao dólar.

1.6 Contratos de longo prazo de gás natural x mercado spot: cenário mundial

Apesar do desenvolvimento da Indústria de gás natural nas últimas décadas, é precoce considerar a existência de um mercado mundial de gás natural, uma vez que este produto não é facilmente negociável entre mercados distintos, devido aos custos de transporte, os preços e distintas formas contratuais negociadas nos diferentes mercados.

Segundo Chevalier (2004), podemos nos referir a distintos mercados de gás, como, por exemplo, o Norte Americano e da Europa Ocidental, mesmo estando estes mercados em construção e seus preços não homogêneos. É importante ressaltar que a integração de mercados de gás natural necessita de infra-estrutura que permita o transporte entre os diferentes pontos geográficos, afim de diminuir as especificidades geográficas dos ativos e também do desenvolvimento de aparatos contratuais que permitam o aumento da participação de distintos agentes no mercado afim de diminuir o problema de ativo dedicado, comum a indústria do gás.

Na IGN o maior grau de especificidade dos ativos se dá quando a indústria está nascendo, uma vez que a pouca interligação entre as estruturas de transporte do gás aprofundam a especificidade geográfica característica da indústria, além da

pouca quantidade de agentes envolvidos, aumentando a questão da dedicação dos ativos.

No caso de mercados mais maduros como o norte americano, onde existe a possibilidade de interconexão física e contratual entre vários agentes envolvidos, a especificidade dos ativos da IGN é reduzida. O caso da IGN brasileira, apesar da exploração de campos de gás natural na Bahia desde 1955, apresentou um desenvolvimento lento e só ganhou maior relevância na matriz energética nacional nos últimos dez anos. Como sublinha Almeida (2007a e b), existem ainda poucos agentes envolvidos na indústria do gás, seja no upstream¹⁸, seja no downstream¹⁹, a infra-estrutura de transporte e distribuição são reduzidas e “não existem condições para se definir preços do gás natural no Brasil de forma competitiva” (Almeida, 2007, pág 202).

Na indústria de gás natural norte-americana, segundo dados da Energy International Agency (EIA), em 1991 quase 100% dos contratos de oferta de gás natural eram de longo prazo, mesmo com o processo de liberalização da década de 90, e, ainda em 2000, 50% dos contratos conservaram esta característica. Contudo, depois da crise da Califórnia, o aumento dos preços do gás provocou uma maior procura pelos contratos de gás de longo prazo por parte dos consumidores, tanto para o gás transportado por gasoduto quanto para o gás natural liquefeito.

Mudanças similares podem-se observar na Inglaterra no sentido de uma maior flexibilização dos contratos, contudo, atualmente segundo dados da EIA em 2004, 85% do gás natural é coberto por contratos de longo prazo. Além disso, grande parte

¹⁹ Segundo Ekundayo (2003) downstream da indústria do gás é o tratamento, processamento, transporte e distribuição de gás.

dos contratos ingleses mais recentes possui como cláusula de preço com indexação ao valor do gás no mercado spot, possível graças ao desenvolvimento de um mercado spot de gás líquido, com utilização cada vez menor das cláusulas *take or pay* (TOP)²⁰...

Neumann e Hirschhausen (2004) mostraram que a importância das cláusulas TOP nos contratos de suprimento de gás na Europa têm diminuído nas últimas duas décadas. Acredita-se que este movimento seja devido ao processo de liberalização dos mercados da União Européia e ao amadurecimento do mercado, com maiores possibilidades de interligação física e contratual entre os agentes.

Os resultados dos estudos de Neumann e Hirschhausen (2004) não sugerem, entretanto, uma tendência de desaparecimento dos contratos de longo prazo de suprimento de gás na Europa, eles enfatizam as mudanças dos contratos para se adaptarem a ambientes mais competitivos. Neumann e Hirschhausen (2005) mostram que a elasticidade da demanda de longo prazo é significativamente maior que a de curto prazo, e os produtores preferem arranjos institucionais que valorizam os contratos de longo prazo²¹.

A situação da indústria de gás natural na Europa constitui uma ilustração exemplar desse problema. Segundo a European Commission's Directorate General for Competition (EC, 2005b) há barreiras políticas fortes no desenvolvimento do mercado competitivo interno de eletricidade e gás natural na União Européia.

²⁰ A cláusula de TOP como trataremos mais a seguir neste capítulo significa que o comprador é obrigado a pagar uma quantia pré acordada do produto contratado, adquirindo ou não.

²¹ Segundo Neumann e Hirschhausen 2006, pág. 5 “producers prefer institutional arrangements allowing for long-term contracting”

Contratos de longo prazo entre os grandes agentes nacionais supridores da Europa, externos a comunidade europeia como a Rússia, a Noruega e a Argélia e os seus respectivos países consumidores, foram estabelecidos a partir do início do século XX e se mantêm até os dias atuais.

Contudo, a Argélia começou a exportar gás natural através do GNL em 1964, primeiro para o Reino Unido e depois para a França. Os gasodutos entre o país e a Europa entraram em operação na década de 80. Segundo Chevalier, a grande discordância entre o exportador de gás Sonatrach e os compradores europeus estava na forma de calcular o preço do contrato. Enquanto os primeiros queriam que o preço do gás fosse equivalente ao do petróleo²² na boca do poço, os demandantes queriam que o preço do gás fosse competitivo com os dos derivados do petróleo no consumidor final, isto é, que fosse obedecido o princípio de “netback price”²³. A discussão, então, se dava sobre a repartição dos custos e da renda gerada no segmento de transporte.

No caso dos contratos entre os países da União Europeia e a Rússia também há um de caráter bilateral e de longo prazo entre a Gazprom e as respectivas importadoras dos países europeus. Segundo Chevalier (2004), em 2002 a “Europa dos quinze” importava 74 milhões de metros cúbicos de gás russo, que correspondia 19% do consumo da região e 39% de sua importação.

No caso norueguês, o desenvolvimento dos campos de gás e do gasoduto de transporte foram financiados através de “project financing”, isto é, um conjunto de

²² Isto é, para os vendedores o valor calorífico do gás deveria ser vendido pelo mesmo preço do que o do petróleo.

²³ Netback price é um mecanismo utilizado para calcular o preço de venda do gás que é calculado a partir do preço que o gás será competitivo no mercado final, abordaremos melhor este tema na seção 1.4.

bancos se reuniram para levantar os fundos necessários para o desenvolvimento do projeto e emprestaram, não para uma empresa que faria o projeto, mas para o projeto em si, possuindo o cash flow do projeto como a garantia de retorno dos investimentos. Apesar de não terem toda a exportação de gás sob monopólios, como os argelianos e russos, foi criado em 1986 o Comitê de Negociação de Gás (GFU), que coordenou a venda de gás norueguês até 2002.

Na Europa, como ressalta Chevalier (2004)²⁴, devido aos grandes investimentos de transporte necessários, o problema essencial foi o desenvolvimento transações bilaterais de longa duração entre o comprador e o vendedor de gás, que preservassem de forma durável os interesses das partes e que garantissem um cash flow que permitissem o pagamento dos empréstimos.

Os contratos de longo prazo, ao mesmo tempo em que eram importantes por permitir a construção de infra-estrutura e o desenvolvimento do mercado de gás, pois garantiam ao investidor que as inversões realizadas na produção e no transporte teriam retorno, impunham ao demandante o risco de volume.

Neste sentido, a cláusula de *take or pay* foi uma cláusula de flexibilização dos contratos de longo prazo importante, uma vez que garantia o cash flow necessário aos investimentos mas ao mesmo tempo permitia que o demandante não fosse obrigado a tomar volumes iguais de gás em todos os períodos. Assim, a cláusula de *take or pay*, principalmente quando conjugadas com outras cláusulas de flexibilização, permite que haja ao mesmo tempo um fluxo regular de divisas para pagar o

²⁴ « Compte tenu de l'extrême lourder des investissement de transport, le problème essentiel était de construire entre l'acheteur et le vendeur une transaction bilatérale de longue durée qui préserve, de façon durablement équitable, les intérêts des parties et qui garantisse en même temps un *cash flow* permettant le remboursement des sommes empruntées .» (Chevalier 2004 , pág. 279).

financiamento dos investimentos, e uma certa adaptabilidade da entrega real de gás às variações de demanda. Enquanto os mecanismos de formulação de preço baseados no “*netback price*”, passam o risco de preço para o produtor e permitem o desenvolvimento de gás em mercados onde a indústria de gás é nascente.

Conclusão do capítulo:

Os contratos de longo prazo na indústria de gás foram e ainda são amplamente utilizados pois diminuem os custos de transação que são altos nesta indústria, principalmente no seu estado inicial de desenvolvimento. A grande necessidade de fazer investimentos em ativos específicos, aumenta os custos de transação devido ao grande risco de *hold up* dos ativos. Afim de mitigar os riscos e minimizar os custos de transação os agentes se abdicam da estratégia de maximizar seu lucro no curto prazo para fazê-lo no longo e neste sentido assinam contratos de longo prazo.

Os contratos de longo prazo têm como característica e mesmo como objetivo a rigidez. Contudo esta característica trás também inconvenientes aos agentes, e possibilidades de grandes perdas no curto prazo. Afim de diminuir o lado negativo da rigidez, sem contudo perder suas vantagens, os agentes tentam balancear os contratos de longo prazo com cláusulas de flexibilização. As cláusulas do tipo *take or pay* tendem a flexibilizar a cláusula de volume, mantendo, contudo, o risco volume na mão do demandante. Assim como os mecanismos de preço que mantêm uma lógica de *netback price* permitem a variação de preço, mantendo o risco de preço na mão do ofertante.

Os contratos de longo prazo na indústria de gás natural foram amplamente utilizados na Europa e também nos Estados Unidos, principalmente no seu estado nascente cuja necessidade de se desenvolver a rede de transporte e distribuição de gás era grande.

No próximo capítulo veremos como os contratos de longo prazo e as cláusulas de flexibilização foram utilizados no comércio de gás entre Brasil e Bolívia, onde a indústria de gás é nascente e os investimentos em ativos específicos foram muito relevantes.

Capítulo 2: O contrato entre a YPFB e a Petrobras:

Introdução:

Devido à especificidade de ativos da indústria de gás e em especial em estado incipiente como é o caso da indústria que vamos tratar, foi assinado um contrato de longo prazo “tradicional”, isto é, com cláusulas amplamente aplicadas para casos parecidos. No capítulo 1 descrevemos o que a teoria nos diz sobre os contratos de longo prazo e, mais especificamente, sobre estes contratos na indústria de gás.

Neste segundo capítulo será descrita as indústrias dos dois países envolvidos, com o intuito de compreender as complementaridades dos dois mercados, o Brasil como demandante gás e a Bolívia como ofertante de gás, visto as características de suas reservas, do consumo e potencial de consumo de cada um dos agentes.

Em seguida descreveremos os dois principais agentes deste comércio, isto é, os dois agentes que participaram do contrato de compra e venda de gás que permitiu e garantiu a construção da infra-estrutura: Petrobras, empresa de controle estatal brasileira e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Detalharemos a importância de cada um dos agentes nos mercados de gás boliviano e brasileiro.

E então, num terceiro momento deste capítulo serão focadas as principais cláusulas do contrato de comércio do gás e o contrato de transporte de gás, que, como veremos, são duas

faces da mesma moeda neste caso. Para então delimitar a importância e o limite do contrato em propiciar o comércio de gás entre Brasil e Bolívia.

2.1 Indústria de gás no Brasil e na Bolívia

A grande magnitude de venda de gás envolvida no contrato acabou desenvolvendo e modificando a indústria tanto na Bolívia quanto no Brasil. Assim, segue uma análise da indústria brasileira e boliviana e as modificações pelas quais passaram nos anos nos quais se desenvolveu o comércio de gás entre os países.

Focaremos na indústria de gás brasileira o seu potencial demanda, principalmente nos setores da indústria e de eletricidade que foram as principais demandas de gás, por parte dos agentes. Serão destacadas também as especificidades das reservas de gás brasileiras, no intuito de compreender o espaço que o gás boliviano ocupou. No caso boliviano o foco será seu potencial de oferta, a importância do gás na economia do país e a fraca demanda interna pelo insumo que se mostrava como um limite para o desenvolvimento da indústria.

2.1.1 A indústria de gás natural brasileira

A demanda de gás no Brasil, segundo BEN 2007, em 2006 foi de 54,61 milhões de metros cúbicos por dia, foi suprida tanto por produção interna (51%) quanto por importações (44%). Do total de importações 2% veio da Argentina e 98% da Bolívia. Assim observa-se que mais de 40% do gás consumido no Brasil é importado de um só país, o que aumenta a vulnerabilidade da segurança de abastecimento deste energético no país.

Costa et alli (2005) relatam que além das reservas brasileiras representarem apenas cerca de 5% das reservas sul americanas, elas estão em grande parte no mar (77%)²⁵.

²⁵ Como ressaltou Lampreia (2006), ministro das relações exteriores do Brasil no período do acordo Brasil-Bolívia, “Temos evidentemente, a perspectiva do campo de Mexilhão e de toda a Bacia de Santos , onde há grande confiança de que venham surgir reservas importantes. Mas essas reservas ainda não estão provadas e são reservas em situação extremamente difícil de aproveitamento, porque são reservas que se encontram a seis/sete

Ademais, a produção interna de gás está em grande parte relacionada com a produção de petróleo, uma vez que 76% é do tipo gás associado, o que liga a produção destas duas matérias primas. Também a produção de gás encontra-se em na maior parte no mar (58%)²⁶, o que eleva os custos envolvidos na exploração do recurso. No Brasil a quantidade de gás disponível não é a mesma explorada, uma vez que parte do gás retirado é usado como fonte de energia para a própria plataforma (cerca de 13%), outra parte é reinjetada (17%) no reservatório, além das parcelas perdidas ou queimadas no processo (9%)²⁷. Há, porém, uma tendência que maior parte deste gás possa estar disponível para consumo nos próximos anos²⁸.

Em termos geográficos, a oferta brasileira é concentrada, pois a localização das reservas de gás não é dispersas. Em 2006, cerca de 34 % da produção deu-se na região sudeste (especial atenção ao Rio de Janeiro, que produz 45%), 38% no nordeste e 20% no norte.

Ademais, a rede de transporte é pouco desenvolvida, como veremos logo em seguida, e pouco integrada visto a dimensão do país, por conseguinte, concentrada na região sudeste. Segundo IBP (2006), em 2005, 65,33 % do consumo estava concentrado nesta região, que é também o maior pólo econômico do país.

No que tange a demanda brasileira, destaca-se a sua forte expansão entre 1999 e 2005 como se pode observar no gráfico 1. No início da década 2000, podemos pontuar dois grandes incentivos ao crescimento da demanda: o Programa Prioritário de Energia Termoelétrica (PPT) e as estratégias adotadas pela Petrobrás para expansão da demanda visando minimizar

mil metros de profundidade, a partir do nível do mar, com uma lamina d'água de mais de dois mil metros, em geral, e também, há mais de 200 quilômetros do litoral.”

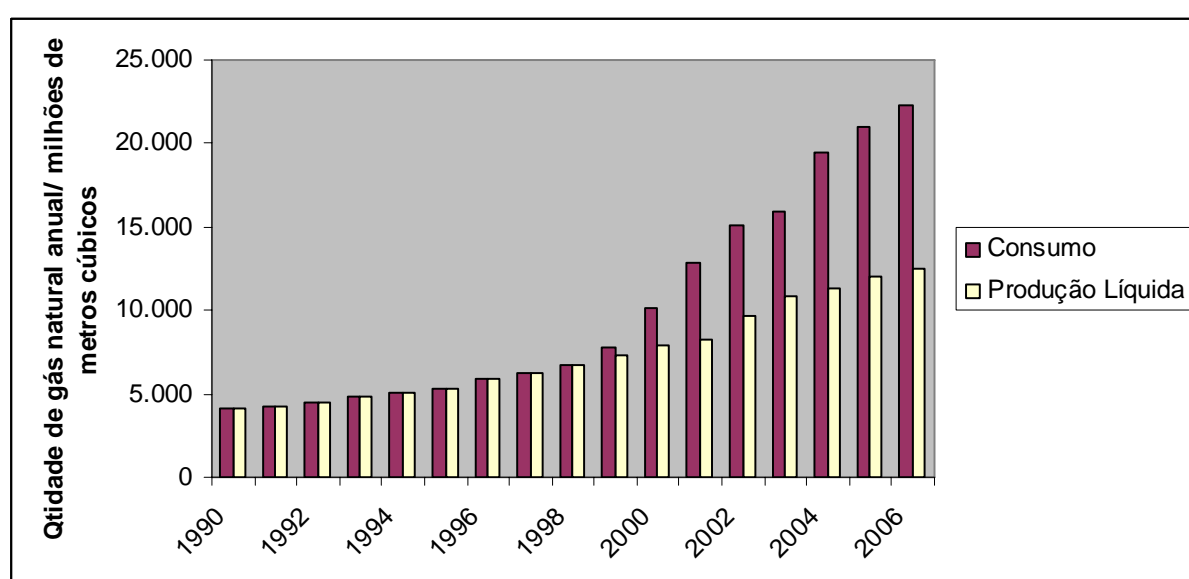
²⁶ Segundo Pinto Jr. 2007 “A atual produção de gás não associado *onshore* encontra-se , basicamente, no sistema isolado da região Amazônica, sem possibilidade de compensar a variação de demanda do Nordeste ou Centro Sul do país.” (Pinto Jr. 2007, pág. 284)

²⁷ Este dado é de 2004 e varia conforme a construção das plataformas e a sua adaptação para transportar o gás, em 2005, por exemplo, esta porcentagem subiu para 14% uma vez que as plataformas P43 e P48 entraram em operação e nos primeiros meses não possuíam estrutura para transportar o gás. O nível observado de perdas ou queimas de gás nos países industrializados, porém, é muito inferior, cerca de 4%.

²⁸ Como coloca Costa et al 2005 está sendo construído o gasoduto de Urucu-Coari-Manaus com entrada em operação prevista para 2008, este gasoduto permitirá o transporte e consumo do gás produzido na Bacia de Urucu, que atualmente representa 73% do volume de gás que é reinjetado no país.

os prejuízos que teve nos primeiros anos do contrato com a YPFB devido a cláusula “*take or pay*”²⁹.

Gráfico 1: Mercado de gás brasileiro: demanda e oferta



Fonte: BEN 2007

Uma das políticas adotadas pela empresa para incentivar este consumo foi a adoção de um preço teto para o gás boliviano a partir de 2003, como explica Costa et alli 2005. Promoveu-se uma política de descontos, em que a Petrobras absorveu os reajustes sofridos pelo gás boliviano³⁰, devidos a sua vinculação com uma cesta de derivados do petróleo. O forte desenvolvimento da demanda em 2004 já apontava a possibilidade de problemas de abastecimento de gás. E em 2005, a Petrobras começou a reduzir a política de incentivo da

²⁹ “Neste sentido, o primeiro desequilíbrio a ser identificado foi a paradoxal situação de importação de gás com a continuidade de queima de gás natural associado” (Pinto Jr. 2007, pág. 281)

³⁰ Segundo Petrobras dezembro de 2003 há adoção de um novo modelo tarifário que entra em vigor em janeiro de 2004 “as cotas adicionais de consumo o preço de venda deverá ser 2,70 MMBtu/dia. Se o incremento de vendas chegar a 40% ou superar esta marca, a distribuidora passará a ter desconto crescente sobre o seu preço teto.”

compra do gás boliviano através da política de preço e aplicou uma fórmula de reajuste para os consumidores³¹. Como destaca BNDES de 2006 e podemos observar na tabela 1 abaixo, foi só em 2005 que o volume transportado ultrapassou o volume estipulado pelo *take or pay* de 24MMBTU/dia

Tabela 1: Importação de gás natural pelo gasbol MMBTU/dia

	Gasbol	PBR A	Vol. Contratado B	Take or pay C	Vol. Mínimo D = B*C	Resultado A - D	Aumento necessário
2000	5.746	5.746	9100	60%	5460	286	-5%
2001	10398	10068	13300	65%	8645	1423	-14%
2002	11844	10345	24600	70%	17220	-6875	66%
2003	14183	13995	30000	75%	22500	-8506	61%
2004	19997	19544	30000	80%	24000	-4456	23%
2005	23030	22395	30000	80%	24000	-1605	7%

Fonte : Bndes 2006

Se por um lado o preço do gás comprado pela Petrobras foi negociado bilateralmente e não teve interferência direta do governo, por outro preço no mercado final foi regulado até 2001³². Ademais, as operações de transporte e de distribuição têm seus preços regulados ou supervisionado pelas agências reguladoras. Como já foi discutido no capítulo I, a indústria de gás, em especial a parte de transporte e distribuição, apresenta características típicas de uma indústria de rede. As competências regulatórias são repartidas entre a União e os estados da federação. As atividades que estão ligadas ao transporte são reguladas a nível nacional pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e biocombustíveis (ANP). A distribuição por

³¹ O mecanismo usado pela Petrobras para o reajuste dos consumidores do gás boliviano consiste em “um sistema temporário de descontos, implicando reajustes médios sobre o preço final por um sistema temporário de descontos, implicando reajustes médios sobre o preço-final (commodity mais transporte) de 13% a partir de 1 de setembro de 2005, e de 10% adicionais a partir de 1 de novembro. As condições do gás bolivianos, sem desconto, voltaram a ser aplicadas, integralmente, a partir de 1 de janeiro de 2006.

³² Lei nº 9478/1997, Art. 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.”

outro lado é responsabilidade dos governos estaduais, que também têm o poder de concessão às empresas públicas ou privadas.

A infra-estrutura de transporte e distribuição de gás ainda é pouco desenvolvida e possui uma especificidade geográfica, que é acentuada devido às poucas interconexões entre as redes e a não existência de um “hub”, onde se possa realizar trocas entre diferentes produtores e consumidores. Logo, se por um lado, o risco microeconômico de construção das redes devido à pequena interconexão entre elas é elevado, por outro o não investimento na infra-estrutura torna as possibilidades de interconexão mais difíceis conforme Costa e alli (2005), Pinto Jr. e Torres (2003) e Laureano (2005).

Assim as três regiões brasileiras não estão interligadas por gasodutos, como observamos na figura 1, formando sub-mercados de gás o que são característicos de uma indústria e um mercado pouco desenvolvidos.

Figura 1: Rede de transporte de gás brasileira em 2006



Fonte: Pereira 2006

É importante ressaltar que os gasodutos de transporte não atendem a todas as regiões do país e, os existentes, não estão interconectados. Têm-se dois sistemas isolados: sistema Gasbol-Sudeste, que atende parcialmente o Mato Grosso do Sul, os Estados do Sudeste e do Sul; o sistema do Nordeste, que atende de forma descontínua o litoral do Nordeste, entre Salvador e Fortaleza. No caso brasileiro, o transporte é praticamente controlado pela Petrobras e suas subsidiárias. A empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) que controla o gasoduto Gasbol na parte brasileira tem 51% do seu capital pertencente

à Petrobras. Vale ressaltar contudo, que devido a lei nº Lei no 9.478/1997³³, que exige *unbundling*³⁴ administrativo e contábil entre transporte, distribuição e exploração, a *holding* Petrobras possui o controle ou é acionária de distintas empresas que atuam na exploração, transporte e distribuição de gás.

Vale lembrar que temos duas outras formas para transportar o gás: o gás natural comprimido (GNC), por transporte rodoviário, e o gás natural liquefeito (GNL), ser via rodoviário ou marítimo. Ambos estão sendo estudados e há diversos projetos, contudo, estas formas alternativas não representam ainda uma oferta de montantes importantes para o país³⁵. A adequação destas outras formas de transporte depende das características do mercado que vão atender³⁶.

A rede de distribuição no Brasil ainda tem muito potencial de expansão, sendo seu tamanho duas vezes maior que a de transporte. Ademais, a concentração da malha de distribuição é ainda maior que a concentração, já elevada, da demanda, cerca de 72% da malha de distribuição está localizada em dois estados do Sudeste: São Paulo e Rio de Janeiro.

³³ Lei no 9.478/1997, Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

³⁴ “Unbundling is the development of competition through vertical separation of previous integrated monopolies, remove barrier to entry into production and distribution...etc. The goal of separation between generation and transport is to insure transparent and fair access to the network in order to avoid discrimination and cross-subsidization between consumers”. (Boisselau 2002, Pág. 3). There are “several kinds of unbundling exist: ownership unbundling, legal unbundling, management unbundling, unbundling of accounts.” (Skytte, 2007, Pág 4)

³⁵ O GNC via rodoviária foi implementado em 2006, através de parceria da Petrobras com a White Martins. Esta viabilizou a criação da empresa GAS LOCAL, que atende o interior do estado de São Paulo, norte do Paraná, sul de Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal. Já o GNL via marítima será introduzido a partir de 2008, mediante a implantação de duas unidades flutuantes em Pecém (CE) e Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de regaseificação de 21MMBTU/dia.

³⁶ “De forma geral, o GNC e o GNL via rodoviária servem para complementar a rede de gasodutos e fazer com que o gás chegue a locais ainda não atendidos pela infra-estrutura de transporte e/ou distribuição, ajudando a fomentar novos mercados.”... “Portanto, na falta de gasodutos, o GNC mostra competitivo no transporte de pequenos volumes a pequenas distâncias, enquanto o GNL é competitivo para o transporte de gás em grandes volumes a grandes distâncias.” (Costa et all pág. 51).

No caso do gás vindo pela Bolívia, que 5,60% é entregue diretamente às refinarias Replan e Repar. Como ressalta a tabela 2 Percebe-se, uma forte participação da Petrobras na distribuição do gás vindo da Bolívia seja através da sua subsidiária Transpetro ou pela parceria das companhias de controle dos Estados: Sulgas, Msgas, Scgas, Compagas. Entre as distribuidoras de gás boliviano, só as de São Paulo possuem capital social aberto e é mais independente da Petrobrás: Comgas, GasNatural, Gas Brasileiro.

Tabela 2: Distribuição do gás boliviano no Brasil

Distribuidoras do gás boliviano	Participação acionária	% Distribuição do gás vindo pelo Gasbol em 2005
Transpetro	1 Subsidiária da Petrobras.	47,10%
Comgás	10 acionista controlador Integral Investments, acionistas principais: Grupo BG e o Grupo Shell.	19,40%

Sulgas	149% Petrobras, 51% Estado do Rio Grande do Sul	8,10%
Msgas	149% Gaspetro-Petrobras, 51% Estado do Mato Grosso do Sul	5,70%
Scgas	117% Estado de Santa Catarina, 41% Petrobras, 1% Infragas, 41% Mitsui; ações ordinárias, 51% é do Estado SC, 23% Gaspetro-Petrobras.	5,70%
Replan	Refinaria Petrobras	4,40%
Gas Natural	100% Gas Natura SDG	4,10%
Compagás	151% Copel (empresa de energia elétrica de capital misto cujo contro é do Estado do Paraná que tem 58,6% das ações ordinárias), 24,5% Petrobras e 24,5% da Mitsui.	3%
Gas Brasileiro	Grupo ENI	1,30%
Repar	Refinaria Petrobras	1,20%

Fonte: TBG

As redes em São Paulo e Rio de Janeiro foram construídas há mais de um século e se restringiam às áreas metropolitanas, e recentemente foram expandidas para o interior dos estados. A distribuição foi privatizada, durante a década de 90, nestes dois estados. As distribuidoras Comgas (SP) e CEG³⁷ (RJ) são as únicas do país que atendem aos consumidores residenciais e comerciais, uma vez que para tanto, necessita-se de uma grande

³⁷ A CEG está presente no Rio de Janeiro, capital e interior, recebe gás da Bacia de Campos, e é controlada pela Gás natural.

capilaridade das redes. Esta capilaridade dificilmente é viabilizada sem que hajam grandes consumidores “âncoras”, indústrias e termoelétricas, com demandas firmes elevadas.

A demanda do gás natural em 2005 distribuiu-se assim:³⁸ 57% industrial, 27,1% geração e cogeração de eletricidade, 13,2% consumo automotivo, 1,5% residencial e 1,2% comercial³⁹. Estes dados mostram a pequena participação das residências e comércio na distribuição, mostrando a importância dos consumidores âncora na expansão da demanda brasileira.

No sistema elétrico brasileiro, as termoelétricas são parte da geração complementar à hidroeletricidade: o consumo termoelétrico no país está sujeito às variações pluviométricas. Segundo o BEN 2007, as termoelétricas foram responsáveis por 4,1% da geração elétrica do país em 2006.

A regulação do transporte e produção de gás é feita pela ANP. Segundo as normas da ANP, o transportador não poderá comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das Instalações de Transporte e para a formação e manutenção de seu estoque operacional. Ao transportador é obrigatório permitir livre acesso, não discriminatório, às suas instalações, assim como a conexão de suas instalações com outras, exceto quando da construção de novas instalações de transporte⁴⁰. Embora os contratos firmes tenham prioridade, o transportador deve atender aos interessados em contratar capacidade interruptível caso haja capacidade não utilizada.⁴¹

2.1.2 A indústria de gás natural boliviana:

³⁸ Dados retirados de BEN 2006.

³⁹ As características do consumo de gás brasileiro são completamente distintas às de outros centros onde as redes de transporte e distribuição são mais maduras e as condições climáticas distintas. Por exemplo, na Europa, 42% do consumo é residencial ou comercial, 29,3% é industrial, 24,5% geração elétrica, 4,2% outros, segundo o WOC9 Report “Gas prospects strategies and economics” (julho 2003).

⁴⁰ Nova Instalação de Transporte segundo a ANP é toda Instalação de Transporte com menos de 6 anos do início de suas operações comerciais.

⁴¹ Segundo ANP, Capacidade Não Utilizada de Transporte é a diferença entre Capacidade máxima de Transporte e volume diário de gás natural programado para o Serviço de Transporte Firme.

A Bolívia começou a desenvolver suas reservas e produzir gás natural no final de 1960. Os volumes exportados começaram a se tornar significativos na década de 1970, a partir do estabelecimento de um acordo com a Argentina. Este foi o primeiro acordo de comércio de gás da América Latina. Somente na segunda metade da década de 90 o comércio e a produção de gás na Bolívia ganharam novo impulso, chamando atenção, inclusive, dos organismos financeiros internacionais:

“Over the last ten years, the hydrocarbons has become one of the most dynamic economic activities in the Bolivian economy and exportation and reserves accumulation”⁴².
(FMI 2006 pag 27)

Em 1990, da mesma forma que ocorreu em outros países da América Latina, ocorreu um processo de privatização das empresas estatais. A Yacimientos Petroliferos Fiscales de Bolivia passou por um processo de privatização, mesmo sendo esta uma das fontes financeiras mais importantes do governo.

Duas leis devem ser evidenciadas para compreendermos o processo de liberalização na Bolívia: a lei de Capitalização de 1994 e a lei n 1689 dos hidrocarbonetos em 1996. Enquanto a primeira estabeleceu a estrutura para o processo de privatização, a segunda estabeleceu as responsabilidades dos agentes, criou a Superintendência dos Hidrocarbonetos e regras que governam as exportações e o mercado interno. Estas leis permitiram à YPBF associar-se às empresas privadas de diversas formas e em todos os estágios das cadeias das indústrias dos hidrocarbonetos.

A privatização da YPFB assumiu uma forma distinta e não foi um contrato de compra e venda tradicional de uma empresa do Estado para o setor privado. A YPFB foi dividida em diversas empresas distintas: duas unidades de “upstream” (Petrolera Chaco and Petrolera Andina), duas de transporte e distribuição (Transredes, Compañia Logística de Hidrocarburos

⁴² Hydrocarbons represent about 7% of the GDP and its is the main Bolivia export.

Boliviana), e duas unidades de refino. Os contratos foram feitos a fim de atrair investimento e para tanto, foram transferidos ao setor privado a direção das empresas e parte das ações. Como resultado destas operações, o controle do setor relacionado aos hidrocarbonetos foi transferido para empresas estrangeiras. As refinarias, por exemplo, foram vendidas à Petrobras, empresa de controle estatal brasileira.

Assim, na Bolívia, devido ao modelo a reforma do setor de hidrocarbonetos e o método de privatização adotado no país, o controle das empresas do setor de hidrocarbonetos, que antes estavam em poder do Estado, através da YPFB, passou para as empresas estrangeiras. Contudo, o método adotado se difere das privatizações tradicionais, como ocorreu na Argentina, com a YPF, por exemplo.

“Na Bolívia o Estado cedeu 50% da sua participação acionária e do controle administrativo das suas empresas estatais a investidores estrangeiros, em troca de compromissos efetivos de investimentos.(...) Os outros 50% das ações foram transferidos para os Fundos de pensão privados (45%), enquanto os 5% restantes foram distribuídos entre os funcionários das empresas.” (ANP 2004,pg. 10).

O processo boliviano criou empresas de capital misto, em que 50% pertenciam às empresas controladoras e o investimento estrangeiro não foi usado para solucionar problemas de déficit fiscal, como foi observado em outros países latino americanos, mas para aumentar a capacidade de produção de gás.

A fim de incentivar a concorrência “o governo estabeleceu diversas medidas destinadas a garantir transparência e o desenvolvimento da concorrência na prestação dos serviços”(ANP 2004, Pág. 34). Neste sentido foram tomadas medidas como: limitação da integração vertical e horizontal dos negócios, proibição de acordos que limitem a concorrência, proibição de fusões e a garantia do livre acesso, cuja regra estabelecida foi “first come, first serve”.

A lei garantia a propriedade do Estado sobre os hidrocarbonetos antes de serem explorados. Depois de retirado o gás natural se tornaria privado⁴³.

⁴³ Art 5 “Es libre la importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados”

“Por una parte de señala que el Estado es propietario de las reservas de gas natural cuando se encuentran en el subsuelo; en cambio; cuando éstas son producidas o declaradas campos comerciales, la propiedad es de la empresa contratista. Además éste tiene derecho de construir e operar ductos para el transporte de su producción y la de terceros.” (Quiroga 2003, pag. 28).

Ademais, foi estabelecido neste período novas taxas de impostos pelo governo a fim de incentivar investimentos no setor e novos projetos de exploração. Os novos projetos deveriam pagar só 18% do valor bruto da produção. A cobrança de royalties, que antes era de 50%, foi drasticamente diminuída. Ademais foram introduzidas regras que garantiam a repatriação de lucros das empresas e aceitava-se as arbitragens internacionais.

Entre 1997 e 2005, investimentos diretos externos foram superiores a 4 bilhões de dólares. O investimento em exploração também cresceu substancialmente, elevando em 7 vezes o montante de reservas provadas em território boliviano. A produção, contudo, não cresceu o suficiente para comercializar este gás⁴⁴.

O gás produzido na Bolívia é quase que totalmente exportado, só 15% do gás boliviano é consumido no país. Em 2005, 70% da produção boliviana foi exportada para o Brasil. O valor recebido por estas exportações em 2005 representou 30% de toda a exportação boliviana. A outra parte da produção boliviana, cerca de 15%, foi exportada para Argentina.

A demanda boliviana está fortemente concentrada no setor elétrico, na própria indústria de gás e algumas refinarias que na tabela 3 está dentro da marca indústrias. Os outros usos do gás não são muito expressivos. O uso residencial, por exemplo, não é muito difundido, o que pode ser explicado pelo alto custo da infra-estrutura associada à baixa renda da sociedade. O uso do gás na Bolívia no setor de comércio e de transporte também não é

Art. 24 “ Quien celebren Contratos de Riesgo Compartido con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúan da libre comercialización de los mismos los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPBF con anterioridad a la vigencia de la presente Ley” ley n 1689, Quiroga 2003

⁴⁴ Logo, “the production capacity of natural gas in Bolivia is closed to full utilization and will therefore constrain increase in exports over the medium term, unless significant additional investments are carried out.” (FMI 2006, pag 30).

expressivo. Esta demanda de gás boliviano pode ser desenvolvida, tendo assim, um grande potencial de crescimento.

Tabela 3

Mercado doméstico boliviano, em milhares de metros cúbicos por ano		
Indústria	117	65%
GNV	52,2	29%
Comércio	5,4	3%
Doméstico	5,4	3%
Total	180	100,0%

Fonte: SIRESE 2007

A estrutura da industrial de gás que foi construída com a reforma do setor na década de 90 se erodiu nos anos 2000. Em 2004, foi feito um referendo nacional que deu suporte político à nacionalização dos hidrocarbonetos. A nova lei foi promulgada em 2005 aumentou os *royalties* e as taxas diretas sobre a produção de hidrocarbonetos para 50% novamente. Além de restaurar o papel da YPBF como empresa estatal de energia, tornou-a o agente mais importante do setor no país.

Em 2006, com a nova lei dos hidrocarbonetos as empresas de petróleo (Andina e Chaco) retornaram para o controle do governo assim como as ações antes cedidas ao Fundo de Pensão Boliviano. Como o governo necessitava ter a propriedade de mais de 50% das ações, as empresas privadas foram obrigadas a vender uma parte de suas ações de modo que o governo voltasse a ter 50% mais uma ação de todos os empreendimentos de hidrocarbonetos instalados na Bolívia.

Nesta mesma direção, 50% mais uma das ações das unidades de refinaria e transporte da indústria dos hidrocarbonetos foram vendidas, de forma compulsória, à YPBF. Logo, novos contratos começaram a ser negociados e deveriam logo entrar em vigor, uma vez que, enquanto não vigorassem taxas extras seriam cobradas.

2.2 Papel das empresas Petrobras e YPFB nos respectivos mercados:

A Petrobras e a YPFB são empresas estatais e centrais na indústria de gás de cada um dos participantes deste comércio de gás – Brasil e Bolívia. A Petrobras passou por mudanças no período estudado, contudo foi e continuou sendo a empresa mais importante do setor de gás no Brasil, não é mais monopolista de direito mas fato da oferta de gás no país, vale ainda ressaltar o processo de crescimento e de internacionalização da empresa tanto na produção e exploração de petróleo como de gás.

A YPFB, sofre mudanças no decorrer dos últimos dez anos, os direitos de propriedade, as suas funções e sua importância na Bolívia alteraram, contudo esta empresa foi e continua sendo a responsável da venda de gás à Petrobras sendo um agente central deste comércio de gás. Iremos, ainda descrever sucintamente a participação de outras empresas relevantes à indústria de gás na Bolívia, afim de dar um panorama mais completo dos agentes envolvidos no comércio de gás que estamos analisando.

2.2.1 Petrobras no mercado de gás brasileiro

A indústria de gás natural no Brasil foi constituída sob forma de monopólio público estatal, no qual a Petrobras, integrada horizontalmente e verticalmente⁴⁵, possuía todas as etapas da cadeia produtiva, excetuando-se a distribuição, que é atribuição dos Estados. Assim havia uma “clássica” integração vertical como forma de coordenação: devido à grande

⁴⁵ A Petrobrás era monopolista nas atividades de exploração, produção, comércio internacional, processamento e transporte de gás natural no Brasil.

especificidade dos ativos, os custos de transações eram atenuados. Esta indústria recebeu grande impulso na década de 90 e alguns fatores podem ajudar a explicar este fenômeno: a construção do Gasbol, o descobrimento de novas reservas no Brasil e as pressões de possível concorrência com o fim do monopólio estatal sobre a atividade.

A Petrobras foi constituída em 1953 para executar atividades de petróleo, gás natural e derivados em nome da União. A empresa foi estabelecida através da Lei n 2.004/53⁴⁶. As atividades desta indústria, com exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo, foram exercidas sobre o monopólio da empresa até 1997, quando as atividades foram abertas à iniciativa privada através da Lei n 9.478. A Petrobras, assim como qualquer outra empresa que queira operar no Brasil, foi obrigada a participar de leilões para a licitação dos campos de petróleo e gás que são feitos pela ANP.

A reforma de liberalização do setor às outras empresas apresentou alguns componentes importantes: dentre eles a promulgação da Lei n 8.987/95⁴⁷ e a Lei 9.874/97, que estabeleceu a base jurídica para a participação da iniciativa privada nos projetos energéticos e criou-se em 1998, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)⁴⁸. O controle estatal sobre a Petrobrás, porém, é mantido por lei, em que 50% mais uma das ações ordinárias, isto é, que dão direito de voto, pertencem à União. A

⁴⁶Lei 2004 de 1953

Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

Art. 2º A União exercerá, o monopólio estabelecido no artigo anterior:

I – por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;

II – por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução.

⁴⁷ - Lei de Concessões de Serviços Públicos

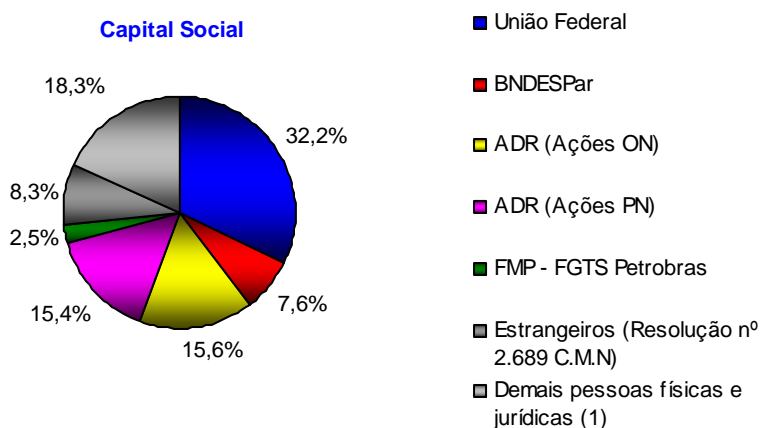
⁴⁸ A ANP é uma autarquia integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e do gás. A agência foi regulamentada pelo decreto n 2.455 em 1998.

empresa continuou assim vinculada ao Ministério de Minas e Energia, porém foi estabelecido que as atividades devem ser dirigidas em função das condições de mercado.

“As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.” (Lei n 9478, capítulo IX, artigo 61, parágrafo 1).

A composição de capital social da Petrobras hoje se divide entre BNDES (1,9%), ADR nível 3⁴⁹ (26,9 %) e União (55,7%), como observamos no gráfico 2. É relevante observarmos a evolução da participação da União no capital social da empresa e por fim a participação da União como proprietária das ações ordinárias. Com o processo de liberalização, embora o Estado continue tendo o controle da empresa, diminuiu sua participação no Capital Social e houve uma inclusão do capital estrangeiro depois de 1998. Desta forma, as ações da companhia ora obedecem a condições claras de mercado outras vezes, todavia, seus movimentos parecem ser orientados por objetivos distintos ou mesmo políticos.

Gráfico 2: Capital social da Petrobras em 2006



⁴⁹ ADR (AMERICAN DEPOSITARY RECEIPT) - Os ADRS são recibos emitidos por um banco depositário norte-americano e que representam ações de um emissor estrangeiro que se encontram depositadas e sob custódia deste banco. Os ADR's são cotados em dólares norte-americanos. ADR NÍVEL 3 - Trata-se de um dos tipos de ADR (America Depositary Receipt) cuja negociação pode ser feita em qualquer bolsa de âmbito nacional dos EUA, ou na Nasdaq.

Fonte: Petrobras - Informações aos acionistas 2006

Dentro da “holding Petrobras” temos várias subsidiárias que, apesar de ligadas à sede, possuem diretoria e uma administração própria.⁵⁰ A regulação brasileira impôs que fossem feitas subsidiárias com fins específicos, como a de transporte que está clara na Lei n 9478⁵¹. Um dos objetivos desta Lei era promover a separação entre a produção e o transporte, a fim de promover e facilitar a fiscalização do livre acesso aos dutos⁵². Tornou-se, assim, responsabilidade da ANP fiscalizar a possibilidade de acesso, de outras produtoras e/ou comercializadoras de gás, fora do grupo Petrobras.

Outro papel relevante, desempenhado pela Petrobras, é desenvolver ou participar de empreendimentos de “empresas âncoras”, isto é, de grandes consumidores. Vale destacar aqui as refinarias e as termoeletricas.

As termoeletricas ganharam mais espaço, no final dos anos 1990, dentro do setor de geração de energia elétrica a partir do PPT (Programa Prioritário de Termoeletricas). Dentro deste programa podemos destacar vários papéis desempenhados pelas empresas do grupo Petrobras: garantia de oferta de gás pela empresa às termoeletricas; participação direta de empreendimentos, possuindo assim, parte das ações; e ainda realizações de alguns contratos garantindo às geradoras termoeletricas, que compravam gás da empresa, uma rentabilidade mínima.

Estes contratos foram assinados com termoeletricas tipo “*merchant*” (Eletrobolt, Macaé Merchant e Termoceará), que objetivavam vender energia elétrica no mercado spot, nos

⁵⁰ Dentre elas vale destacar: Petrobrás Distribuidora S/A, Petrobras Energia S.A, Petrobras Química S. A, Petrobras Gás S.A, Petrobras Transporte S.A..

⁵¹ Como veremos mais adiante esta lei proibindo a verticalização tradicional de Petrobras, impulsionou a empresa a dotar mecanismos de coordenação complexos na tentativa de diminuir os custos de transação, em um setor onde os ativos específicos e a incerteza são altos, como analisamos no capítulo 1.

⁵² “O artigo 58 da Lei 9.478 introduziu no país o princípio do acesso de terceiros aos dutos e terminais marítimos destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural. No que se refere ao transporte de gás natural por dutos, este princípio esteve regulamentado pela Portaria ANP n° 169/98 durante o período de novembro de 1998 a abril de 2001.” ANP (www.anp.gov.br, 25/08/2007) A última resolução de regulação do livre acesso é a número 27, de 14 de agosto de 2005, afim de garantir o livre acesso.

momentos de pico de demanda. Assim, o instrumento contratual “Contribuição de contingência⁵³” cumpre a finalidade de, em caso de insuficiência de receita, garantir, durante cinco anos, o fluxo de caixa necessário para fazer frente aos custos fixos e variáveis da planta. Segundo Petrobras 2005, com o cenário de restrição energética na época da assinatura do contrato, acreditava-se que a necessidade de aporte seria pequena.

Os relatórios da Petrobrás apontam que estes contratos tinham como objetivo promover o aumento da demanda de gás. Todavia, o custo ex-post destes contratos para a Petrobrás foram muito grandes, de tal forma que a empresa resolveu assumir o controle de algumas destas termoeletricas, para poder encerrar estes contratos. Um exemplo foi o caso da Sociedade Fluminense de Energia (SFE) em que “juntamente com o fechamento da aquisição da SFE, a Petrobras assinou documentação de encerramento do Contrato de Consórcio” (Petrobras 2005).

Vale lembrar, contudo, que estes programas foram feitos depois da crise de suprimento de eletricidade de 2001 - “o apagão de eletricidade brasileiro” e se mantiveram na direção das diretrizes do governo no período. Alguns anos depois, conclui-se que parte dos contratos com relação às gerações termoeletricas, assinados pela Petrobras neste contexto, se tornaram-se extremamente custosos. Afim de atenuar as perdas advindas da má adaptação destes contratos a Petrobras internalizou algumas das firmas com as quais tinha realizado contratos com altas cláusulas contingenciais e que não foi capaz de renegociar. Neste sentido a Petrobras acabou absorvendo todo o custo, inclusive os de investimentos

Assim, a Petrobras incorreu em altos custos devido à má adaptação. Como vimos no capítulo 1, os contratos de longo prazo podem se tornar um problema se são demasiadamente rígidos devido a sua incapacidade de se adaptar a choques externos ou a revisão de expectativas em relação ao futuro. No nosso caso o contrato feito entre a Petrobras e as

⁵³ Segundo Petrobras (2005), as cláusulas de pagamentos contingenciais referiam-se a impostos, taxas e tarifas, custos de operação, manutenção e investimento (capacity). Em caso da usina não obter receitas suficientes para cobrir estes itens, a Petrobras o faria.

termoelétricas *marchants*, podem ser visto como um exemplo de má adaptação contratual pois as receitas relativas às vendas de eletricidade esperadas no mercado spot não se materializaram, o custo foi ressarcido pela Petrobras de acordo com as cláusulas contratuais. A fim de diminuir os riscos financeiros e de diminuir os custos dos pagamentos envolvidos nestes contratos, a empresa comprou as geradoras⁵⁴ que possuíam o instrumento contratual “Contribuição de Contigência”.

De fato a integração vertical, típica da Petrobras na indústria do gás, que vigorava antes do processo de liberalização, tornou-se um intrincado emaranhado de contratos entre empresas que pertencem à Petrobras, ou a uma de suas subsidiárias, ou que possuem participação importante da empresa no seu capital. Nem sempre estes contratos eram muito claros e formais, como ressalta Laureano (2005), por exemplo, os contratos entre as distribuidoras e a produção de gás eram muitas vezes estabelecidos internamente às empresas. É raro encontrar elos da indústria de gás no Brasil que não tenham uma participação importante da Petrobras⁵⁵. A estratégia de desenvolvimento da indústria de forma verticalizada é inclusive ressaltada nos últimos relatórios da empresa aos investidores.

“Nossas principais estratégias no setor de gás natural e eletricidade são:

- Desenvolver a indústria de gás natural de forma integrada com as outras áreas da empresa, no Brasil e nos outros países da América do Sul;
- Aproveitar o crescimento de oportunidades na indústria de eletricidade de maneira integrada ao mercado de gás natural, setor que a nossa empresa já opera ...” (Anuário Petrobras 2005 pág. 62.)

2.2.2 YPFB na indústria de gás boliviana:

Na Bolívia já ocorreram três processos de nacionalização do setor de hidrocarbonetos. Primeiro foi em 1937, onde nacionalizou-se os ativos da Standard Oil, seguido pelo processo

⁵⁴ Até dezembro/2004, já foram pagos 1,9 bilhão à Macaé Merchant e 370 milhões à Termoeará, sendo que os valores pagos já superam os preços das plantas novas de mesma capacidade.

⁵⁵ Uma importante questão que surgiu aqui, e está sendo desenvolvida em outro trabalho, é o aumento do custo de transação e as vantagens que podem ser observados com este novo formato observado, como veremos houve vários contratos estabelecidos pela Petrobras que foram seguidos por integração vertical devido em alguns momentos a má adaptação dos contratos.

de 1969 no qual foram nacionalizados os ativos da Gulf; e estas empresas, indenizadas anos mais tarde. O mais recente foi em 2006, em que empresas externas como Petrobras, Repsol YPF, BG foram afetadas.

“Antes de ser capitalizada, a empresa estatal de energia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), produzia 66% do gás e 85% do petróleo e condensados do país e refinava 100% dos produtos. Além disso, a YPFB realizava 100% das exportações de gás boliviano para a Argentina.” (ANP 2004).

Com o processo de capitalização, a YPFB ficou com os seguintes papéis, de cunho residual:

- Encarregada da subscrição de contratos de riscos compartilhados em representação do Estado, participando assim no processo de licitação das áreas de exploração e subscrevendo contratos de riscos compartilhados para a prospecção, exploração e comercialização.
- Administradora dos contratos de riscos compartilhados, “para realizar qualquer cessão, transferência ou sub-rogação dos contratos é necessário a aprovação prévia da YPFB.” (ANP 2004 pág. 16).
- Agregadora e carregadora do gás boliviano exportado para o Brasil, isto é, a empresa aloca quotas das empresas produtoras correspondentes à exportação e ao consumo interno, sendo a gestora do contrato de gás Brasil-Bolivia.
- Encarregada de certificar as reservas.
- Supervisionar tecnicamente a exploração dos hidrocarbonetos.
- Realizar atividade de distribuição em algumas regiões.

Em 2006, a YPBF tornou-se o agente mais importante da indústria de hidrocarbonetos boliviana, devido ao decreto presidencial supremo 28071. A empresa atualmente controla a comercialização de todo o gás boliviano.

“A partir del 1 de maio del 2006, las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, toda la producción de hidrocarburos.

YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo les condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización” (Artigo 2, Decreto Supremo 28071).

O decreto ainda determina que as empresas teriam 180 dias para adaptar seus contratos à nova legislação. Caso não o fizessem, estariam proibidas de operar no país e suas plantas, então, seriam operadas em seguida pela YPFB.

Os contratos de exploração de hidrocarbonetos estabelecidos pela YPFB, por sua vez, devem ser diretamente submetidos ao Poder Legislativo, isto é, os projetos devem ser individualmente autorizados e aprovados pelo Congresso.

Para o período de transição onde os novos contratos estão sendo acordados, foram estabelecidos os seguintes critérios:

- Para os campos em que a produção certificada média de gás natural, em 2005, tenha sido menor que 100 milhões de pés cúbicos diários, se manteriam a distribuição de valor da produção de hidrocarbonetos.
- Para os campos em que a produção certificada média de gás (2005) tenha sido superior a 100 milhões de pés cúbicos diários, o valor da produção distribuiria-se da seguinte forma: 82% para o Estado (18% de direitos e participações, 32% de impostos diretos e 32% para uma participação adicional para YPFB); 18% ficariam para as empresas privadas cobrirem seus custos operacionais.

Através deste decreto o Estado toma o controle e a direção de toda a cadeia de produção dos hidrocarbonetos: produção, transporte, refino, armazenagem, comercialização e industrialização do produto. O Estado torna-se também diretamente o agente regulador do sistema através do “Ministerio de Hidrocarburos y Energía”.

Para que o controle da direção das empresas fosse passado às mãos do Estado através da YPFB, foram transferidas gratuitamente as ações dos cidadãos bolivianos que participavam

do “Fondo de Capitalización Colectiva” das empresas capitalizadas Chaco S.A., Andina S. A. e Transredes S.A.. No entanto, o governo garantirá o pagamento dos dividendos aos ex proprietários das ações. Ademais, a fim de recuperar a plena participação da YPFB em toda cadeia produtiva do setor de hidrocarbonetos, o artigo 7 do decreto nacionaliza as ações necessárias para que a YPFB controle no mínimo 50% mais uma das ações das empresas Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., Petrobrás Bolívia Refinación S.A. e Compañía Logística de Hidrocarburos S.A.

Como consequência a este decreto, a YPFB torna-se a empresa mais importante em todos os elos da cadeia produtiva, recebendo, por lei, 50% mais uma das ações das empresas envolvidas no setor de hidrocarbonetos, concedendo-lhe, então, o poder de decisão em toda a cadeia produtiva, percebendo-se claramente um processo de reverticalização coordenado pela empresa estatal.

2.2.3 Participação das empresas estrangeiras na indústria de gás na Bolívia no período imediatamente anterior a aplicação da lei de renacionalização de 2006:

A principal empresa estrangeira que operava na Bolívia era a Petrobras, que controlava 20% da produção de gás e dispunha de uma participação de 15% no gasoduto de exportação do gás para o Brasil, controlava os blocos de San Alberto e San Antonio no departamento de Tarija, onde além de sócia era operadora, era distribuidora de combustíveis e detinha, ainda, a propriedade das duas refinarias do país. A Petrobras Bolívia incluía 6 empresas⁵⁶, cada uma constituindo uma sociedade anônima distinta..

⁵⁶A Petrobras Bolívia Inversiones y servicios S. A. (PEBIS) é a holding que concentra as participações acionárias, controle e serviços das demais empresas. Petrobras Bolivia S.A. (PEB) é responsável pelas operações de exploração, produção e comercialização de hidrocarbonetos, Petrobras Bolivia Refinación S. A. (PBR) é responsável pelo refino, comercialização e transporte de produtos, derivados e outros hidrocarbonetos que resultem de suas operações.

As outras três empresas mais importantes que exploravam os recursos na Bolívia eram Repsol-YPF, Total e British Gas (BG). A Repsol YPF era a segunda maior produtora corporativa da Bolívia, atrás apenas da Petrobras, e explorava o grande campo de Margarita e outros menores. Em seguida estava a empresa francesa Total, que explorava o campo de Itaú, ao lado de San Alberto, no qual atuava como sócia, sob a gestão da Petrobras. Ainda havia a BG, que explorava o campo de La Vertiente, Escondido, e Los Suris e era sócia em Marguerita e Itaú.

Com o processo de renacionalização a empresa mais importante no setor de hidrocarbonetos voltou a ser a YPFB e houve uma diminuição do papel das empresas internacionais. Como veremos na seção seguinte, foi alterada, então, a estrutura da IGN boliviana.

2.3 Características gerais do contrato entre a YPFB e a Petrobras

A idéia de construir um gasoduto entre Bolívia e Brasil foi considerada em várias ocasiões, tendo sido objeto de discussão por mais de meio século. Entretanto, por várias razões os diversos projetos não se apresentaram viáveis no passado.

Durante este período de negociações frustradas com o Brasil, a Bolívia passou a exportar gás para a Argentina. Entretanto, com o aumento significativo das reservas de gás natural, ocorrido a partir do final dos anos 70, a Argentina tornou-se auto-suficiente em gás,

Petrobras Bolivia Distribución S. A. (PBD) se dedica a comercialização, importação, exportação de hidrocarbonetos e derivados, proprietária dos postos de combustíveis em Santa Cruz e La Paz.

Petrobrás Bolivia Transporte S A (PBT) é a proprietária e operadora do gasoduto GASAM que estende do Gasbol até a linha de fronteira entre os países.

Petrobras Gás Bolivia (Petrogasbol) foi constituída em 1997 devido a necessidade de ter uma empresa para administrar e fiscalizar a construção e montagem do gasoduto do lado boliviano. Participou de implementação do projeto Gasoduto Yacuiba – Río Grande (Gasyrg) como contratante de Transierra.

podendo prescindir do gás boliviano⁵⁷. As negociações entre Brasil e Bolívia começaram a tomar novo rumo com o final do antigo contrato de importação de gás boliviano por parte da Argentina, em 1992. A balança de pagamentos da Bolívia é fortemente dependente da exportação de gás natural e, neste período com a Argentina auto-suficiente, o Brasil apareceu como o principal mercado consumidor para o gás boliviano.

No final da década de 80, a importação de gás natural passou a ser uma demanda da sociedade, particularmente nas regiões Sul e Sudeste, onde a disponibilidade de gás nacional era, e ainda é, inferior ao potencial do mercado.

Como destaca Passos 1998, houve iniciativas do setor privado nos estados do Sul do país, que promoveram estudos para analisar a viabilidade de importação de gás da Argentina e da Bolívia antes da proposta de construção do Gasbol. Em São Paulo também se observou associações e movimentos políticos em prol da importação de gás dos países vizinhos, assim como um estudo sobre as possibilidades e custos.

No início da década de 90, em resposta às demandas de diversos setores da sociedade, o governo brasileiro fez um relatório o "Reexame da Matriz Energética Nacional", em que analisava-se a matriz energética nacional e as necessidades do mercado brasileiro de energia, recomendando-se neste documento a elevação da participação do gás natural na matriz energética dos 2% em 1990, para no mínimo 4,5% em 2000 e 6 % em 2010.

Foi, assim, criada pelo então presidente da república Itamar Franco, como decreto de 18 de julho de 1991, a Comissão do Gás, com objetivo de “propor diretrizes e indicar as ações a serem adotadas para viabilizar o aproveitamento do gás natural, visando contribuir para o desenvolvimento do País e de suas regiões”. (Art.1)

⁵⁷ Vale ressaltar, contudo, que após a crise energética Argentina no início da década de 2000 há uma retomada na exportação do gás boliviano para os argentinos. Ademais foi assinado em outubro de 2006 um contrato de venda de gás entre a YPFB e a Enarsa de 20 anos, variando de 7,7 MMBTU/dia em 2007 até 27,7 MMBTU/dia em 2010, assim em três anos espera-se aumentar a exportação em 20 MMBTU/dia.

Como descreve Passos (1998) esta comissão recomendou que a Secretaria Nacional de Energia deveria, entre outras ações, "promover as ações necessárias no sentido de viabilizar, técnica e economicamente, no menor prazo possível, a importação de gás natural da Bolívia, para o atendimento dos mercados dos Estados da Região Sudeste, da Região Sul e do Estado do Mato Grosso do Sul" e, também, que "a Petrobras deveria retomar os estudos para importação de gás da Argentina, via gasoduto, e de outras fontes sob a forma de gás natural liquefeito (GNL), visando a complementação da oferta nacional". (Passos 1998, pág. 2). Este relatório foi aprovado pelo Presidente da República em março de 1993.

Segundo análises da Comissão de Gás a importação de gás da Bolívia apresentou-se como a melhor alternativa, entre as opções consideradas, para aumentar a oferta de gás no País, considerando-se, também, aspectos de política externa do Brasil e a possibilidade de uma integração futura com os campos produtores de gás da Argentina e o de Camisea, no Peru.

Em novembro de 1991 foi assinada, entre a YPFB e a Petrobras, uma Carta de intenções sobre o Processo de Integração Energética entre Bolívia e Brasil. Esta carta teve a participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, onde houve a manifestação dos participantes na intenção de um acordo para a compra e venda de gás natural boliviano, com um volume inicial de 8 milhões de m³/dia, e previsão para dobrar o volume na proporção do crescimento do mercado brasileiro e das reservas bolivianas.

“Em 1993 a Petrobras e a YPFB assinam o Contrato de Compra e Venda, contudo, condicionam sua eficácia à obtenção de financiamentos. Havia a necessidade de um grande volume de financiamento para a construção do gasoduto entre os pontos de oferta de Bolívia e os centros consumidores brasileiro. No decorrer das negociações e devido as mudanças de projeção de demanda o contrato teve seus volumes e prazos alterados diversas vezes. Em 1997, já com a questão do financiamento resolvida foram iniciadas as obras de construção do gasoduto.” BNDES (2005)

Com o objetivo de equacionar o problema relacionado às fontes de financiamento para a construção do gasoduto foi adicionado em 1996 ao contrato de compra e venda de 1993, entre a YPFB e a Petrobras, a cláusula de “*take or pay*”. Pelo modelo de 1996 do contrato a

exportação da Bolívia para o Brasil começaria com 8 milhões de m³ por dia, atingindo 16 milhões de m³/dia no oitavo ano e permanecendo neste patamar até o vigésimo ano. Segundo Passos (1998), ainda em 1996 foi adicionada a cláusula em que se concedia a Petrobras uma opção de compra, com preferência sobre terceiros, de quantidades adicionais de gás, provenientes ou não de novas descobertas bolivianas até o limite de 30 milhões de m³/dia, desde que tais quantidades estejam disponíveis e não sejam necessárias para atender à demanda do mercado doméstico da Bolívia.

Afim de financiar o transporte, foram assinadas cláusulas de *ship or pay*, para a compra de capacidade de transporte, beneficiando principalmente a construção do gasoduto. Para tanto foram criadas quatro modalidades de venda de capacidade de transporte tratadas a seguir.

2.4 Principais cláusulas contratuais de volume e preço:

A venda de gás entre Brasil e Bolívia é, segundo BNDES (2000), regida por condições estipuladas em dois tipos de contratos, os que se referem à compra e venda da *commodity* e os referentes ao transporte da *commodity* até os *city gates* no Brasil. Os contratos de venda de gás e os de capacidade de transporte⁵⁸ estão diretamente relacionados, pois foram firmados por blocos de capacidade, como destaca Soares (2004) “A comercialização do gás natural de origem boliviana é regida por contratos firmados por blocos de capacidade de transporte, prevendo-se o preenchimento paulatino de sua capacidade nominal de 30 MMBTU/dia” (Soares, 2004 pág 147).

⁵⁸ “Contratos de Transporte de gás natural são instrumentos legais celebrados entre Transportadores (operadores de gasodutos) e Carregadores (contratantes de capacidade de transporte) para a formalização da prestação de Serviço de Transporte.” ANP 2004 , pág. 6.

2.4.1 Contrato de compra e venda de gás:

O contrato de compra e venda de gás possui uma cláusula de “*take or pay*” de 24 milhões de metros cúbicos por dia e também uma cláusula do tipo “*make up*”, que permite à Petrobras acumular os direitos de reaver a diferença num período futuro em que ambas as partes estejam de acordo, isto é, se em um mês se paga o valor mínimo estipulado pela cláusula de “*take or pay*”, mas não se utiliza todo o gás que foi pago, nos outros meses do ano, a Petrobras pode pedir para receber a quantidade de gás paga, mas não utilizada.

Como é comum no comércio de gás, pelos motivos desenvolvidos no capítulo I, assim como o volume, os ajustes periódicos de preços, foram pré-acordados. A variação de preço está baseada numa cesta de combustíveis alternativos e o preço inicial do gás foi calculado segundo o mecanismo de “*netback*”.

O contrato de venda de gás entre Petrobras (Brasil) e YPFB (Bolívia) foi firmado não só para atender a demanda interna, mas também para desenvolvê-la, uma vez que, como veremos mais adiante neste capítulo, o gás só representava cerca de 2% da matriz energética do país. Para o Brasil se por um lado aumentou a importância do gás na indústria, por outro permitiu a utilização do gás como fonte de eletricidade, o que estava de acordo com o novo modelo elétrico. Para as empresas que estavam na Bolívia foi uma forma de monetizar as reservas de gás e recuperar um investimento que o mercado interno não permitiria.

A Petrobras, empresa mais importante do setor no Brasil, incorreu nos riscos e vantagens do pioneirismo; a YPFB, por sua vez, através deste contrato assumiu o papel de atacadista mais importante da Bolívia.

O contrato garantia uma quantidade alta de gás para o Brasil, muito acima da demanda existente no período da assinatura e com o preço abaixo da média do mercado spot

internacional (NYMEX HENRY- Hub Natural Gas USA, ECO - Natural Gas Exchange in Canadá – e Heren Index (British National Balancing Point) e próximo do regional, como o Argentino.

O preço inicial, na assinatura do contrato foi calculado utilizando-se o mecanismo de “*netback price*”, com o objetivo de aumentar a participação do gás na matriz energética brasileira. Como destaca Chevalier este mecanismo é amplamente utilizado quando não se têm ainda demanda cativa de gás, foi amplamente utilizada nos contratos feitos da Argélia com a França e com a Espanha, por exemplo .

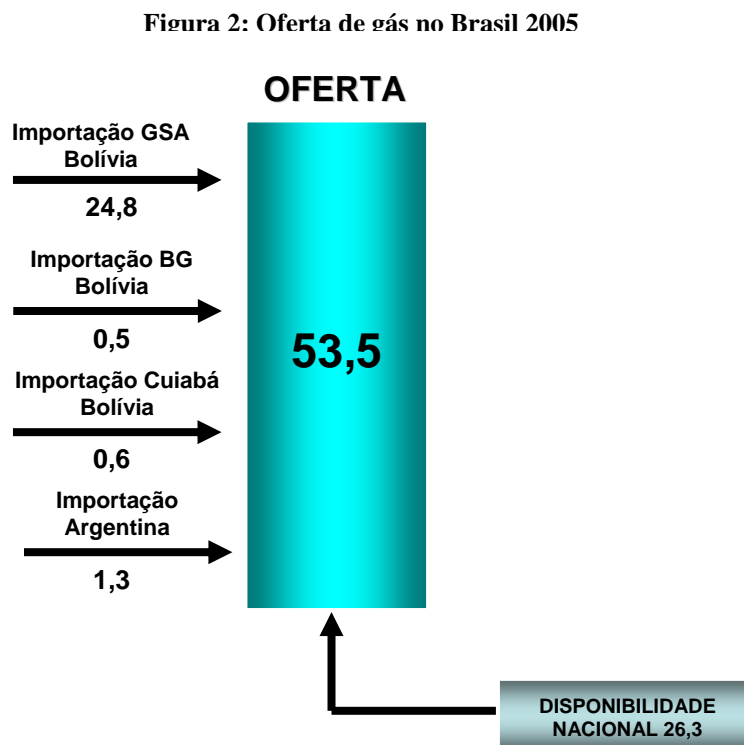
Assim, o preço do gás, na Bolívia seria igual ao preço competitivo no mercado final brasileiro menos os custos de transporte e de distribuição envolvidos. O contrato garantiu, assim, uma oferta abundante do insumo energético a um preço relativamente baixo, comparando com seus substitutos e com os preços internacionais negociados.

Este contrato de venda de gás aumentou efetivamente a oferta de gás boliviano e a demanda brasileira. Tal comércio permitiu o desenvolvimento de reservas, que até então, não tinham como ser monetizadas uma vez que o contrato se tornou uma garantia de retorno à exploração do gás. Do lado da demanda, o contrato incentivou o investimento em tecnologia para que se utilizasse este insumo, pois garantiu o preço competitivo se comparado com seus substitutos derivados do petróleo.

De acordo com a teoria, a cláusula de *take or pay* atenua o risco de preço para o demandante e o risco de volume para o ofertante. Ao contrário do que prevê a teoria, contudo, neste caso entre Brasil e Bolívia a pressão da concorrência entre outros ofertantes e demandantes teve um papel reduzido na escolha do modelo do contrato. Este modelo pode ser melhor entendido se focarmos nos incentivos para a criação de um mercado até então ínfimo, onde coube à demanda incorrer na maior parte dos riscos de investimentos no transporte e que

o montante pago devido a cláusula de *take or pay* foi estabelecido para que se incentivasse o desenvolvimento das reservas bolivianas.

O contrato entre as empresas foi feito num momento em que as respectivas estatais foram influenciadas por forças políticas que se alteraram na década de 2000. A mudança de papel destas indústrias, no setor de energia dos respectivos países, fez com o contrato entre as empresas sofresse pressões para ser alterado, contudo, desde o início do suprimento de gás o tal não ocorreu a oferta boliviana de gás responde atualmente por quase 50% da demanda nacional, como podemos observar na figura 2.



Fonte: Elaboração própria. Dados ANP, Abegas.

2.4.2 Contrato de Transporte

O pagamento do transporte de gás foi dividido em duas partes, a contrato de capacidade e contrato de utilização do gasoduto. A primeira parte é destinada ao pagamento dos custos fixos e o segundo ao pagamento dos custos variáveis. A capacidade foi vendida ex ante segundo os contratos que analisaremos em seguida e o valor da tarifa de utilização do transporte é regulada segundo regras pré-estabelecidas baseada no índice de inflação, no caso brasileiro é responsabilidade da ANP e na parte boliviana do Ministério de Hidrocarbonetos.

As modalidades de venda de capacidade de transporte são segundo Soares 2004, Passos 1998, BNDES 2000, ANP (2004)⁵⁹:

- *Transportation Capacity Quantity (TCQ)*, que corresponde ao volume de gás efetivamente contratado pela Petrobrás, quando assinou o contrato com a YPFB em 1993. “ Neste contrato a empresa boliviana se compromete a vender e a Petrobras a comprar em regime de *take or pay* e *deliver or pay*, quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 milhões de m³/dia, chegando a 18 milhões de m³/dia no oitavo ano e permanecendo até o vigésimo” (BNDES 2000 Pág.3)
- *Transportation Capacity Option –TCO*: foi uma disposição que se encontrava no contrato entre a YPFB e a Petrobras, em que esta última teria o direito de comprar quantidades adicionais de gás até 12 milhões de metros cúbicos/dia, que foi paga de forma adiantada pela Petrobras uma vez que segundo as negociações do período, a compra deste gás estaria associada a uma capacidade de transporte de gás de 6 milhões de metros cúbicos por dia.

⁵⁹ Os Contratos de Transporte TCQ, TCO e TCX Brasil foram celebrados em 25 de fevereiro de 1999, com vigência de 20 anos, contados após 1º de janeiro de 2000.

Isto é, a TCO foi um arranjo contratual que dava ao comprador, que comprasse antecipadamente o direito de transportar o gás, a opção de transportar até 6 milhões de metros cúbicos por dia a mais do que o estabelecido no contrato, arcando apenas com os custos operacionais variáveis do transporte, incluindo os custos de capital correspondentes aos investimentos em compressores adicionais para movimentar tal volume. “Esta opção ficou disponível para todos os sócios do empreendimento até o começo da obra, quando então foi exercida pela Petrobras.” Passos (1998, pág 3).

A Eletrobrás⁶⁰ e o BNDES foram agentes envolvidos na negociação do TCO. O BNDES foi o agente financiador da Petrobras para as compras antecipadas da opção de capacidade de transporte, que permitia à Petrobras adquirir um volume adicional de 12MMBTU/dia, desde que não conflitasse com o abastecimento interno da Bolívia. Ficou acordado que este volume de 6 milhões de metro cúbicos diário seria utilizado para as térmicas em São Paulo e Mato Grosso, uma vez que estas eram consideradas prioritárias para o sistema elétrico e com este contrato a Petrobras reduziu a tarifa de transporte deste gás.

- Transportation Capacity Extra (TCX): é capacidade remanescente do gasoduto, isto é, a capacidade do gasoduto de 30 milhões de metros cúbicos/dia menos a capacidade vendida no TCQ (18 milhões de metros cúbicos/dia), menos a capacidade negociada no TCO (6 milhões de metros cúbicos /dia).

Sobre a TCX , como ressalta ainda Passos (1998), que não foi contabilizada inicialmente na avaliação econômica-financeira do projeto, “entretanto, a crescente demanda de gás natural motivou a contratação desta capacidade pela Petrobras”. (Passos, 1998, p. 3).

⁶⁰ O Plano Decenal de Expansão 1998/2007 da Eletrobras apontou um consumo de 4 milhões m³/dia de gás desta opção em São Paulo, e no Mato Grosso do Sul espera-se um consumo cerca de 2 milhões de m³/dia em duas usinas termelétricas, em Corumbá e Campo Grande. Segundo Passos 2008 pág. 4 “o significativo aumento da demanda de gás pelo setor elétrico foi a motivação do financiamento do valor do TCO pelo BNDES”.

A capacidade adicional, isto é, a capacidade além dos 30 milhões de média, que poderá ser obtida com novos investimentos em estações de compreensão e *loops*⁶¹ poderá ser vendida em contatos futuramente, mas ainda não foi negociada. A contratação desta capacidade estaria aberta à negociação a todos os agentes que tivessem interesse, contudo, segundo ANP (2004) este contrato ainda não foi utilizado.

A capacidade contratada de transporte do Gasbol pela PETROBRAS, totaliza 30,08 milhões de metros cúbicos/dia, isto é, a Petrobras contratou toda a disponibilidade atual do gasoduto através das três modalidades TCQ, TCO e TCX. Deste montante, 650 mil m³/dia de capacidade TCX foram cedidos à BG⁶², no período compreendido entre 1º julho de 2003 e 30 de maio de 2011.

2.4.3 Formação do preço de venda do gás:

O valor das tarifas de transporte é um tema controvertido e de grande importância uma vez que, como já vimos no capítulo anterior, o transporte necessita de alto investimento em ativos específicos representando, segundo Tolmasquim 2000, cerca de 50% do custo fixo da IGN. E sendo as infra-estruturas de transportes ativos extremamente específicos. Afim de diminuir os riscos de “*hold up*” foram estabelecidas regras de “tarificação” antes mesmo da construção da infra-estrutura.

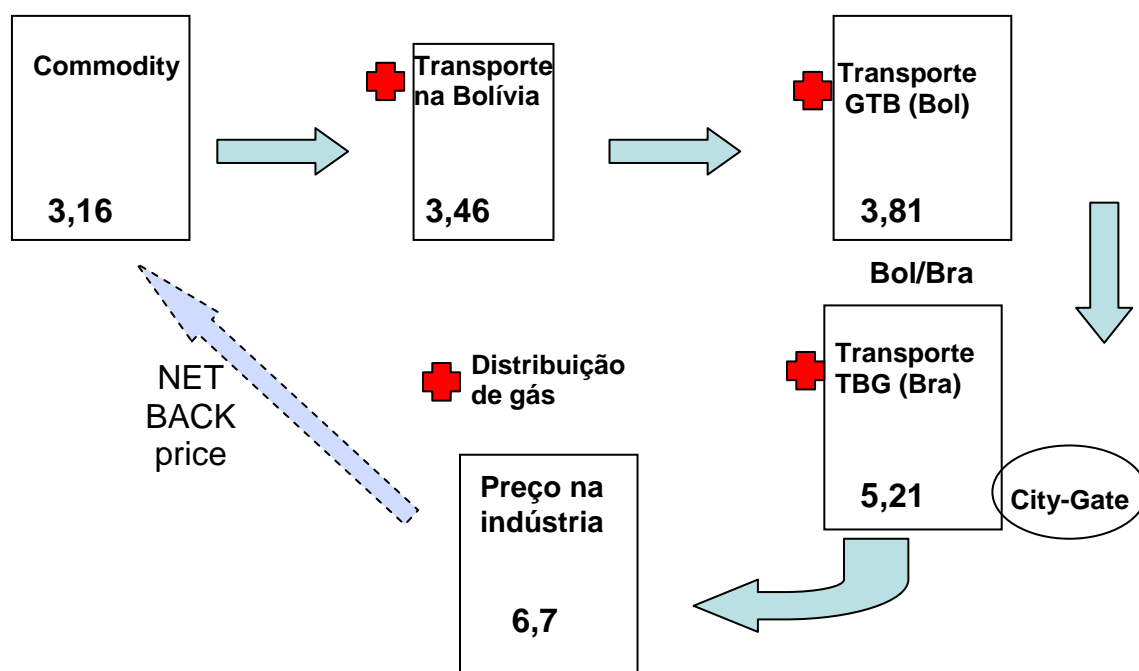
⁶¹ “A capacidade nominal do gasoduto é de 30 MMBTU/dia podendo se expandida para até 72MMBTU/dia, através de investimentos de caráter marginal em compressores e loops, ou seja, através de duplicação por percursos limitados do duto original.” (Soares, 2004, Pág. 104)

⁶² Como ressalta ANP 2004 O Contrato de STF-TCX celebrado entre a TBG e a BG é derivado do Acordo de Cessão e Capacidade TCX, firmado entre a PETROBRAS e a BG, em 11 de novembro de 2002. contudo segundo ANP 2001, esta negociação foi conflituosa até chegarem a esta solução e necessitou da interferência da ANP afim, a BG solicitou a ANP instalação de um processo para a resolução de conflito em desfavor da TBG referente à prestação de serviço de transporte firme e curto prazo.

Como ressalta Almeida 2007 cabe ressaltar que segundo a legislação em vigor no período pelo regime de autorização pelo qual foi construído o gasoduto Gasbol, cabe aos agentes econômicos negociarem os preços dos serviços, contudo na presença de conflito entre as partes a ANP deve interferir.

Assim, o preço do gás natural entregue no *city gate*, segundo BNDDES (2006), sem impostos, a ser pago pelas distribuidoras à Petrobras divide-se em duas parcelas: preço da *commodity* e a tarifa de transporte (capacidade e tarifa de utilização), com cláusulas de reajuste mensal e anual respectivamente. Vale ressaltar que estas tarifas são calculadas em dólar, assim a variação cambial altera o preço de compra do gás na moeda nacional.

Figura: 3 Formação do preço do gás em 2006 (Entre maio e junho)



Fonte: Gas Energy

O preço do gás exportado para o Brasil é atualizado de três em três meses de acordo com uma fórmula que liga seu preço ao de três outros combustíveis derivados do petróleo. Assim, o preço do gás vendido pela YPFB a Petrobras está relacionado com o preço definido no momento do contrato, isto é, no momento T0, e na variação do índice pré acordado que, por sua vez, se baseia na variação de preço do outros combustíveis substitutos.

A fórmula que se definiu o preço do gás no período T0, segundo Almeida (2005) e Pereira (2004) foi baseado no mecanismo de *netback price*, que conforme apresentamos no capítulo 1, é um método usual, principalmente para IGN em desenvolvimento. Atrelar a variação do preço do gás à de outros combustíveis substitutos, também, é um mecanismo difundido nas IGNs devido a substituibilidade do gás. Contudo, no caso brasileiro, devido a importante participação das termoeletricas entre os consumidores e da hidroeletricidade na matriz elétrica, neste mercado sendo a água o substituto do gás, este fator não é incluído na variação do preço do gás, trazendo “risco de preço” para as termoeletricas, como veremos mais a frente.

2.4.4 Regra de variação dos preços de venda do gás:

O preço da *commodity* (P(t)) em US\$ por milhão de BTU varia em cada trimestre e é definido segundo o preço do trimestre anterior P(t-1) e o preço de referência P_{ref}, que, por sua vez é um índice composto por preços de outros três produtos energéticos.

$$P(t)=0,5*P(t-1)+ 0,5* P_{ref}(t)$$

O P_{ref} é calculado segundo os preços de três commodities: ‘3,5 percent sulphur Medium Basis Italy’ (FO₁), ‘1 percent sulphur Gulf Coast Waterborne’ (FO₂) e ‘1 percent sulphur Norwegian’ (FO₃). Os preços bases destes índices foram calculados através da média dos preços spot dos períodos 01/1990 à 07/1990 e 02/1992 à 06/1992. Segue a fórmula utilizada para o calculo do P_{ref}:

$$P_{\text{ref}}(t) = P(y) * (0.5 \text{ FO}_1(t-1) / \text{FO}_1(0) + 0,25 \text{ FO}_2(t-1) / \text{FO}_2(0) + 0,25 \text{ FO}_3(t-1) / \text{FO}_3(0))$$

$P(y)$ é um coeficiente que crescerá em torno de 1% a cada dois anos, começaria em 0,95 em 1999, crescendo até 1,06 em 2018. Então, podemos dizer que as variações de preço do gás boliviano têm duas fontes: a variação dos preços dos combustíveis, e o crescimento do coeficiente.

O preço do transporte é uniforme em toda a extensão do gasoduto. As tarifas dividem-se em tarifa de capacidade (TC) e tarifa de movimentação (TM).

$$\text{TT}_i = \text{TC}_i + \text{TM}_i$$

O transporte, a cargo da TBG e TGB são corrigidos anualmente através de índice que me a inflação dos Estados Unidos. A TC, é atualizada anualmente, na proporção 40% da inflação do dólar americano⁶³, depois de 2007, será na proporção de 15%, assegurando-se também uma correção anual mínima de 0,5% a.a. por todo o período. A TM, será também atualizada anualmente, todavia, na proporção de 100% da inflação norte americana e assegurando uma correção mínima de 3,5% a.a. por todo o período

2.5 O contrato como mecanismo de desenvolvimento do comércio

No Brasil havia uma demanda potencial de gás não suprida pela oferta interna do produto e na Bolívia um potencial de produção de gás muito superior a sua própria capacidade de consumo, neste sentido este dois mercados de gás natural se pareciam complementares.

Antes da assinatura do contrato e da efetiva comercialização do gás está complementaridade era, contudo, apenas potencial. Afim de diminuir os riscos dos agentes frente ao alto custo da infra-estrutura necessária para o desenvolvimento do comércio de gás se desenvolveu estrutura contratual.

O contrato de gás ao utilizar as cláusulas de volume, principalmente o “*take or pay*”, o mecanismo de preço “*netback price*” e a fórmula de ajuste indexada aos derivados do

⁶³ The inflation will be measured by the Consumer Price Index (CPI).

petróleo, ele dividiu o risco entre os agentes. O risco de volume ficou para o demandante, a Petrobras, e o de preço para o ofertante, YPFB.

Teoricamente, o gás iria substituir os derivados de petróleo assim que através do mecanismo de preço se garantiu que o preço do gás seria competitivo com o preço de seus substitutos. Assim, na teoria seria a YPFB que suportaria os riscos de variações de preço que poderiam ser inferior ao do custo de produção e o custo de oportunidade de vender o gás.

Este mecanismo de repartição de risco tem uma lógica econômica interessante, uma vez que permite divide o risco entre os agentes de maneira que cada um suporte aquele risco do qual tenha mais conhecimento e capacidade de resposta aos incentivos.

Na prática dois fatos alteram o previsto, diminuindo racionalidade contratual existente ex ante: a pouca competitividade da termoeletricidade a gás com hidroeletricidade e o choque e preços do petróleo no mercado internacional.

Esperava-se um maior desenvolvimento de termoelétricas, e que estas entrariam base do despacho elétrico, se realmente as termoelétricas ocupassem este papel esperado, elas teriam como combustível o gás ou derivados do petróleo o que estaria de acordo com arranjo contratual.

O modelo elétrico que prioriza os meios de produção menos custosos despacha as termoelétricas raramente pois seu custo de produção, se comparado com o das hidroelétricas é maior. Assim, o gás não encontrou somente como substituto os derivados de petróleo, mas também a hidroeletricidade, no mercado elétrico brasileiro. O que se tornou um problema no que tange a expansão do uso do gás neste setor, pois sendo um combustível utilizado para produção elétrica de ponta, não sendo utilizados frequentemente se torna incompatível com os contratos de longo prazo do tipo “*take or pay*”. Ademais a manutenção do preço do gás ligado ao petróleo se tornou um problema porque o substituto energético no mercado não tem seu preço ligado ao petróleo, nesta situação o risco de preço se torna também um risco do

demandante, que na ótica da Petrobras foi visto como um crescimento de demanda mais lento do que esperado.

Vale acrescentar o grande aumento de preços do petróleo no mercado internacional agravou o descompasso entre as expectativas *ex ante*, que foram incorporadas as cláusulas contratuais, e o observado *ex post*.

Acrescido a estes fatores vale destacar as modificações macroeconômicas, como a desvalorização do real, frente ao dólar, visto que o preço do gás era contabilizado em dólar, o gás se tornou mais caro que o esperado devido a fatores externos ao mercado de gás do Brasil e da Bolívia, o que aumentou ainda mais os riscos suportados pela Petrobras.

Em contrapartida, de fato parte dos riscos de volume foram mitigado pela Petrobras devido um programa massivo de difusão do uso do gás e de verticalização de demanda final de gás. Em 2005, o volume mínimo já tinha sido atingido e em 2006, a Petrobras já necessita de fazer novos investimentos para de importar mais gás.

Logo, o contrato serviu para mitigar risco, diminuir custo de transação e alinhar as expectativas dos agentes *ex ante*, atingindo seus objetivos descritos pela teoria, mesmo se mostrando inflexível a mudanças importantes na indústria como vimos no decorrer deste capítulo.

Conclusão do capítulo:

Como vimos, este contrato foi feito entre empresas de dois países onde a indústria de gás natural é nascente. O volume de investimento feito foi de grande importância e de fato se observou um grande desenvolvimento tanto do *upstream* quanto do *downstream*. Neste sentido, como descrevemos no decorrer deste capítulo, o contrato foi o centro da coordenação pois alinou as expectativas *ex ante* dos agentes e dividiu os riscos.

O contrato, contudo, só foi capaz de desenvolver esta função pois os agentes acreditavam que seria cumprido. Ademais é um contrato de longo prazo feito num contexto de incerteza sobre o desenvolvimento da indústria nos dois países, o que lhe faz ser incompleto necessariamente. Então a questão que se segue, e que será discutida no próximo capítulo é o que fez deste contrato crível e como são resolvidos os conflitos imprevistos que surgem, ou em outras palavras quem ou o que adapta o contrato frente a suas incompletudes.

Quando se faz um contrato dentro de um país são as regras nacionais que regem o contrato, sendo o papel do judiciário garantir a aplicação das regras. Isto é a institucionalidade nacional que tem um papel central na garantia e adaptação dos contratos. Quando é um contrato entre dois países este mecanismo de garantia se torna mais complexo, pois envolve duas soberanias nacionais e dois conjuntos de instituições independentes.

A teoria de contratos, no que concerne o estabelecimento de engajamentos bilaterais de longo prazo, apresentada no primeiro capítulo, tenta buscar o melhor desenho para o contrato, contudo supõe que será realmente aplicado. No capítulo que se segue será explicado como o contrato foi garantido em três diferentes momentos cujos incentivos dos agentes são distintos. Os mecanismos de garantia do contrato serão chamados de “auxiliares”.

Capítulo 3: Mecanismos de governança auxiliares

Neste capítulo iremos descrever as mudanças durante os 10 anos de contrato 1996-2006, as mudanças dos incentivos dos agentes no decorrer do contrato, e os mecanismos de resolução de conflitos aplicados, que estão fora da órbita do contrato mas que são essenciais, para a garantia do comércio e mesmo do próprio contrato.

No primeiro capítulo apresentamos a teoria na qual nos baseamos para analisar o comércio de gás entre Brasil e Bolívia. A necessidade de mecanismos híbridos de coordenação devido as especificidades dos ativos desta indústria, seguindo os trabalhos desenvolvidos por Williamson (1975, 2002a, 2002b) Mastern and Crocker (1985,1988), Chevalier (2004), Goldberg (1987). No segundo capítulo nos focamos no estudo de caso estudando as indústrias de gás, os principais agentes e o contrato, estrutura formal do comércio de gás entre Petrobras e YPFB. Assim, neste capítulo apresentamos dois novos elementos essenciais na compreensão do mecanismo de governança e resolução de conflitos entre Brasil e Bolívia em relação ao comércio de gás.

3.1 As modificações do regime de incentivos na primeira década de contrato

Os 10 anos do contrato podem ser divididos em três fases: na primeira a indústria nos dois países eram monopolistas estatais, período em que foi feito o contrato; na segunda houve o processo de liberalização dos mercados de hidrocarbonetos, com a entrada de vários agentes no “*upstream*” de ambos os países.; e na terceira houve o movimento de reestatização pelo lado do lado boliviano e o movimento de reverticalização do lado brasileiro

Nos anos de negociação e de assinatura do contrato as indústrias dos países se baseavam nas suas respectivas empresas estatais, que tinham seu direito de monopólio garantido por lei. As estratégias das empresas estavam estreitamente relacionadas com os interesses dos governos e com a sua política energética. Este contrato foi, assim, uma outra faceta da concretização dos interesses dos respectivos governos. Historicamente, tal qual comentado no segundo capítulo, observou-se diversas vezes a intenção dos dois países de possibilitar este comércio de gás. Foi, no entanto, na década de 90, através do contrato descrito no capítulo 2, que se conseguiu viabilizar o projeto.

Ambos os países estavam no processo de adoção de políticas de abertura do setor aos investidores privados e/ou estrangeiro. Acreditava-se na importância da associação com o capital privado para o desenvolvimento e o financiamento da indústria. O modelo pelo qual se desenvolveu o contrato tentou atrair a participação de outras empresas, sem contudo perder o controle das operações.

Com o processo de liberalização, nos dois países, houve maior difusão da lógica privada na indústria. Na Bolívia, a YPFB se tornou, na prática, apenas uma atacadista de gás,⁶⁴ que comprava o gás das exploradoras e revendia. Grande parte do seu papel foi

⁶⁴ Vide capítulo 2.

assegurado pelo contrato com a Petrobras, uma vez que não era obrigatória a venda de gás para YPF, poderia ser feita diretamente dentro ou fora do país.

A liberalização no Brasil acabou tendo um efeito distinto e aumentou o poder da Petrobras no setor. Houve também crescimento e aumento dos lucros da empresa. Como foi descrito também no capítulo 2, a Petrobras passou por um processo de aumento concorrência pela exploração de hidrocarbonetos no território nacional, aumento da participação privada no seu capital aumento da internacionalização de seus negócios. Esse processo, na prática, fez com que as decisões da Petrobras se pautassem mais na lógica privada, pois a empresa passou a ter que prestar contas aos acionistas e sua valorização passou a ter relação com a percepção do mercado.

Os leilões dos campos para exploração de hidrocarbonetos continuaram a ter a Petrobras como participante mais importante. Isto pode ser explicado pelo conhecimento da empresa tanto da produção quanto da demanda no Brasil, depois de mais de 40 anos (entre 1953 e 1997) de monopólio. Depois de 1997, a empresa expandiu seus lucros de US\$ 1,373 bilhão para quase US\$ 12 bilhões em 2005. A estratégia de grande parte das empresas que querem entrar no mercado brasileiro de petróleo é a associação com a Petrobras nos leilões.

Duas conseqüências importantes para a nossa análise são derivadas da interação das mudanças regulatórias e da participação da Petrobras: a inserção dos incentivos de mercado nas estratégias da Petrobras e a liberação de capital da empresa para novos investimentos devido à parceria das empresas privadas na exploração de campos no Brasil e no exterior.

No terceiro momento do contrato, ocorreu a reestatização na Bolívia do setor de hidrocarbonetos e um aumento da verticalização no Brasil - incluindo a compra de refinarias e termoelétricas. Os investimentos da Petrobras que antes se concentrava na exploração, com o advento da parceria de outras empresas privadas, puderam ser aplicados em outras partes da cadeia produtiva. E a verticalização, principalmente no setor de gás, passou a ser a estratégia

da empresa. A tabela 4 resume os três momentos então descritos do contrato de gás entre a Petrobras e a YPFB.

Tabela 4: Esquematização das mudanças institucionais e de estratégia da YPFB, da Petrobras

	Período I - Pré 1996: monopólio estatal da produção de gás e petróleo.	Período II – 1996 – 2006 : liberalização e desverticalização do setor	Período III pós 2006: Reverticalização do setor
Petrobras	As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram monopólio conduzido pela Petrobras de 1954 a 1997.	Mudança na legislação brasileira. Abriu se as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada. Com isso, a Petrobras perdeu a exclusividade e foi legalmente obrigada a participar dos leilões promovidos pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, para obter áreas de exploração.	Adoção de uma estratégia de reverticalização do setor através de aumento da participação na parte final da cadeia dos hidrocarbonetos: o consumo. Assim houve aumento do investimento em setores demandantes de hidrocarbonetos como termoelétricas e petroquímicas.
YPFB	Participação majoritária da YPFB no setor e minoritária de empresas privadas em “ <i>joint ventures</i> ” na exploração e produção de hidrocarbonetos.	Mudança na legislação boliviana. Participação majoritária e controle de empresas estrangeiras no setor de hidrocarbonetos, tanto na exploração, produção, como transporte e distribuição.	Mudança na legislação boliviana. Reestatização do setor, compra das ações necessárias para a obtenção de controle das empresas integrantes da cadeia produtiva do setor de hidrocarbonetos e compra de refinarias. Renegociação

			de todos os contratos que não tivessem sido feitos entre empresas de controle privado.
Impactos no contrato YPFB-Petrobras	O contrato foi assinado, interesse de ambas as partes no comércio.	Tentativa de alterar a cláusula de volume pela Petrobras.	Tentativa de alterar a cláusula de preço pela YPFB.

3.2 Os “auxiliares” na manutenção do comércio de gás entre Brasil e Bolívia

Como vimos no capítulo 2 o contrato é o centro da coordenação do comércio de gás, contudo ele só é capaz de cumprir sua função de coordenar expectativas e diminuir custos de transação se é crível. Para tanto os agentes precisam acreditar que alguma coisa ou alguém fará os agentes cumprir o contrato e resolverá conflitos inesperados, caso surjam.

O fato de estarmos tratando de dois países independentes impede que os órgãos reguladores e/ ou o judiciário nacional atue. No caso da Bolívia e do Brasil não existe um regulador ou um judiciários supranacional que possa atuar em casos de conflito. Quando se trata de um acordo entre Brasil-Bolivia, dois países independentes, somente organismos multilaterais como a Organização Mundial do Comércio (OMC) tem algum poder sanção. Contudo o custo e o tempo necessário para o julgamento de conflitos nesta instância faz com que recorre-la seja realmente o último caso. Esta instância, por exemplo, não é um órgão indicado, por exemplo a agir sobre a incompletude contratual presente no nosso caso de estudo. Assim, mesmo reconhecendo a existência deste órgão, afim de simplificar o nosso estudo de caso, analisará os agentes que realmente atuaram na resolução de conflitos de interesse que surgiram no período II e III, na primeira parte deste capítulo.

Primeiro trataremos de um mecanismo que torna o contrato *ex post* crível, que se trata do investimento e da propriedade cruzada dos investimentos, que age como mecanismo de

“*self enforcement*” que veremos na secção seguinte. O outro mecanismo de ajuste de interesses são as negociações e ações governamentais dos dois países que acabam agindo como juízes interessados na resolução de conflitos.

3.2.1 Os investimentos em ativos específicos

Na indústria de gás os ativos físicos têm uma grande importância visto as suas especificidades, como analisamos no capítulo 1. Quando uma empresa faz um grande investimento em ativos específicos em certa indústria significa que ela está se comprometendo com o funcionamento desta, visto que só recuperará os seus investimentos se a indústria se desenvolver.

Como enfatiza Williamson (1996), os ativos específicos podem ser vistos como “credible commitments” ou “credible threats”. Visto que o comércio de gás, só é possível com substancial investimento em ativos específicos, se “ex ante” isto é um problema para os investidores por terem medo do comportamento oportunista dos agentes, “ex post” pode se tornar um facilitador do comércio e uma segurança se os investimentos tiverem sido feitos bilateralmente, isto é se os agentes envolvidos tiverem “muito” a perder com o fim do comércio.

Como foi analisado no capítulo 2, a Petrobras investiu em toda a cadeia da indústria, a YPFB tem investimentos na produção de gás e no transporte dos dois lados do gasoduto, a Total e a BG tem investimentos na produção e no gasoduto, assim como outras empresas privadas. Depois que o investimento foi feito, todos os agentes envolvidos são interdependentes, visto que só irão realizar seus investimentos se o comércio de gás entre os países for bem sucedido. Esta interdependência ocorre principalmente porque não tem alternativa de consumo de gás boliviano nem suprimento de gás para o Brasil, na magnitude

necessária no curto prazo. E ademais o gasoduto só recupera seu investimento se for utilizado, o que o torna seu retorno ainda mais dependente do comércio entre os países.

O gasoduto de transporte é o ativo mais específico deste comércio e os dois agentes responsáveis pelo comércio de gás Petrobras e YPFB são também acionários das controladoras dos gasodutos. Assim, as decisões relativas ao comércio de gás consideram os custos dos investimentos em transporte do gás. Isto não garante que o comércio não será interrompido, contudo este é um importante custo de oportunidade que é considerado tanto pelo vendedor, YPFB, quanto pelo demandante, Petrobras, nas decisões de não se utilizar o gasoduto Gasbol como mecanismo de transporte de gás.

Assim o gasoduto de transporte é no sentido de Oliver Williamson (1996) uma forma de “*hostages supporting trade*”, isto é, “Hostages are self-enforcing agreements in transaction costs terms and can have effects ex ante (screening) and ex post (bonding).” (Williamson 1996, pag. 105). Como os agentes estão “presos” uns aos outros de forma bilateral têm interesse em negociar e fazer com que o comércio se desenvolva.

Para melhor definir o grau de dependência entre as partes, o comércio de gás pode ser dividido em três partes como assinalamos na seção 3.1. No primeiro período, antes de começar o comércio propriamente, grande parte de capital foi gasto para construir a infra-estrutura necessária ao transporte, produção e utilização do gás. Em um segundo momento, o comércio se inicia efetivamente. Contudo há uma grande capacidade de instalada não utilizada, e a demanda começa a ser criada e a crescer, o que não consegue cobrir todo o custo fixo financiado na primeira fase. Num terceiro momento, quando a capacidade instalada já está sendo quase toda utilizada, uma fase que podemos chamar de maturidade do projeto.

Não é possível se avaliar precisamente qual dos dois países, Brasil ou Bolívia, era mais dependente do comércio de gás antes que o investimento da realização do investimento no gasoduto. Contudo se considerarmos o peso da indústria do gás na economia de cada país

observa-se claramente que a maior dependência da economia boliviana em relação a esta indústria devido a menor diversificação da estrutura produtiva, em 2006 cerca de 20% do PIB boliviano veio do setor de hidrocarbonetos, sendo que deste setor mais de 80% é representada pela indústria do gás. No Brasil o gás natural responde, segundo BEN 2007, 7,2% da energia consumida no país, em que quase 60% é produzido internamente.

Ademais, o gás entrou no mercado brasileiro, em grande parte substituindo outros combustíveis, neste sentido, o mercado de gás brasileiro precisou ser desenvolvido e precisou de receber importantes incentivos da Petrobras (como os contratos de preço fixo estabelecidos com muitos de seus demandantes) para que crescesse na rapidez que foi observada.

Se no primeiro momento, apesar dos fatos ressaltados acima, havia uma dependência clara da demanda e oferta potenciais para desenvolver o projeto, no segundo momento a dependência boliviana parece maior que brasileira em relação ao projeto, visto que os investimentos em produção foram feitos e há necessidade de desenvolvimento da demanda para absorver esta oferta. No terceiro momento, em que a demanda já é cativa, os agentes mudam de posição, visto que cortes de oferta de gás podem trazer altos custos para a demanda brasileira, devido à alta dos preços do gás e do petróleo internacional e a expansão da demanda internacional, inclusive de outros países sul americanos.

Como se pode observar a balança de dependência entre os agentes muda conforme o comércio e a indústria se desenvolvem, e conforme as outras possibilidades de demanda e de oferta se alteram também.

Se a YPFB resolver romper o contrato com o Brasil para vender para outro possível consumidor terá que contabilizar os importantes “*shifting cost*”, representados pelos custos afundados do gasoduto Gasbol, cujo YPFB é acionária e provavelmente a penalidades associadas ao descumprimento do contrato com o Brasil.

A Petrobras, também, caso resolva trocar de fornecedor de gás terá os mesmos tipos de “*shifting cost*”, aqueles associados ao investimento no gasoduto de transporte e possíveis penalidades. Vale ressaltar que no caso da Petrobras a empresa há interesse também na monetização das reservas de gás boliviana, visto seu investimento no “*upstream*”.

A alocação dos ativos pode ser vista neste caso como mais uma forma, além do contrato que tratamos no capítulo 2, de alinhar riscos e incentivos entre os agentes situados em diferentes países sujeitos as diferentes regras e interesses políticos. A propriedade de ativos de forma “cruzada” cria salvaguardas e confere mais credibilidade ao contrato. Não obstante, isto não exclui os conflitos de interesse entre os agentes, que, em diferentes momentos tentaram para mudar as regras do contrato, tal como vimos na primeira parte deste capítulo.

Quando a racionalidade embutida na alocação dos ativos não é suficiente para realinhar os agentes econômicos envolvidos no comércio internacional bilateral de gás, resulta praticamente inevitável a entrada então de mais dois atores centrais: os governos.

3.2.2 A participação dos governos:

Os governos do Brasil e da Bolívia são importantes atores neste comércio porque eles são os principais acionistas e controladores das duas empresas que assinaram o contrato de comércio de gás: YPFB e Petrobras. Além do mais, a ação deles em relação ao comércio de gás é vista como legítima na defesa dos respectivos interesses nacionais, buscando o desenvolvimento da indústria de gás nos dois países. Por fim, um terceiro papel é destinado aos governos, o de “tribunal”, não porque sejam imparciais, mas porque têm o poder de garantir que as respectivas empresas cumpram o acordo, de sancionar caso não cumpram e de

negociá-lo e adapta-lo principalmente no que tange decisões de direitos de propriedade dos ativos.

A) Os governos como principais acionistas:

Os governos da Bolívia e do Brasil são os mais importantes proprietários dos ativos essenciais ao comércio de gás, através do controle sobre a Petrobras e YPFB, empresas estas que juntas são responsáveis pelo contrato no qual se baseia o comércio. Assim, se pode dizer que os governos estão na linha de frente deste comércio, visto que agem diretamente autorizando ou impedindo ações ou implicitamente dando suporte aos movimentos estratégicos das empresas estatais.

Neste sentido, antes da assinatura do contrato entre as estatais detalhando as especificidades em 1993, os respectivos governos assinaram um documento atestando o mutuo interesse no comércio de gás. Desta forma, os governos participam tanto da alocação dos ativos como também do arranjo do comércio, pode se confirmar estas participações observando o financiamento do gasoduto na tabela 5, em grande do orçamento foi financiado pelas empresas estatais, bancos estatais e organismos multilaterais, mecanismos estes onde a interferência governamental geralmente é relevante direta ou indiretamente.

Tabela 5: Financiamento do Gasbol

	US\$ milhões	%
BNDES/FINAME	245	16%
Corporación Andina	80	5%
Anticipated sales	302	20%
Shareholders capital	310	20%
International agencies	159	10%
European Investment bank	60	4%
Bird	130	9%

BID	240	16%
Total	1526	100%

Source: TBG

No lado brasileiro, como vimos no capítulo 2, os governos locais têm importantes participações nas redes de distribuição e, ademais, a Petrobras participa em toda a cadeia de gás natural no Brasil desde o desenvolvimento dos campos de exploração e exportação até o consumo final do gás. Na Bolívia, YPFB é um agente central na indústria de gás, mesmo com todas as modificações sofridas em suas funções e propriedade na última década, como foi descrito também no capítulo anterior.

As duas estatais tiveram um papel central investindo nos ativos específicos e suportando os correspondentes riscos. As empresas privadas são proprietárias menos importantes assim como suportaram menor parte do risco no momento que investimento foi efetivado e, provavelmente, um dos motivos que facilitou a entrada das mesmas como participantes, foi o comprometimento dos governos, representado pela grande magnitude da participação das respectivas estatais .

De tal modo, a participação de empresas estatais atenuou os riscos por três principais motivos:

- 1) Diminui o risco de “hold up” de uma parte em relação a outra, porque ambas as partes tem apoio de seus governos e ferramentas diplomáticas são utilizadas;
- 2) “Hold up” do governo sobre os ativos dentro do seu país teria um custo para o próprio Estado, visto a sua própria participação na propriedade dos ativos⁶⁵;
- 3) O investimento em ativos dedicados ao comércio de gás pelas estatais compromete os governos com políticas para sustentar o comércio de gás, visto seus próprios interesses, que são sustentados, ademais, pela participação dos investimentos estatais

⁶⁵ However its hold up possibility was not eliminated, since it happened many times in Brazil, specially in the 80's, the State enterprise did not recuperate its investment because the government specified low service tariffs.

em toda a cadeia da indústria de gás e da grande parte do financiamento veio também de entes estatais.

Mudanças na cena política podem alterar as políticas públicas, principalmente em sistemas presidenciais como no Brasil e na Bolívia. Todavia, os ativos envolvidos neste comércio têm uma expectativa de duração de várias décadas e não podem ser modificados com as modificações no cenário político e com o resultado das eleições. Depois dos investimentos terem sido realizados pelas empresas estatais, os governos tendem a considerar os custos afundados destes investimentos em suas estratégias. Estes custos se traduzem em custos econômicos e políticos de perder estes investimentos e das respectivas rendas.

Então, resumindo, no período “ex ante” investimentos em ativos específicos por empresas estatais oferecem garantias ao empreendimento, uma vez que sinaliza ao mercado seu comprometimento com o desenvolvimento da indústria e diminui os riscos do investimento em infra-estrutura dedicada. Isto é, visto que os altos investimentos das estatais em dedicadas infra-estruturas foram o primeiro passo real dos governos, há uma sinalização que nestas de relação de longo prazo a intenção, pelo menos inicial, é de cooperação e implementação dos contratos.

B) Os governos como agentes que defendem os “interesses nacionais” no comércio de gás

No que tange as decisões das estatais um custo, talvez mais relevante que o próprio custo dos ativos, para a decisão de uma estatal, como é o caso da YPF, é o custo político que teria o governo. De toda a produção de gás boliviana, cerca de 75% é exportada para o Brasil. Se o comércio com o Brasil fosse interrompido a arrecadação de impostos⁶⁶ e a exportação

⁶⁶ Em 2006, cerca de 30% da arrecadação boliviana vem da produção de gás.

boliviana cairiam muito, o que acarretaria problemas a administração pública com seus custos correntes e investimentos e à balança de pagamentos externa, visto que dívida externa, que só deixou de ser um problema para economia boliviana depois do crescimento das exportações de gás, como vimos no capítulo 2.

Destaca-se na tabela 6 a importância do Brasil como parceiro comercial para a Bolívia, sendo sua maior fonte de recursos externos e também seu maior fornecedor de artigos externos. Se observarmos, no que tange as finanças públicas, na tabela 7 percebemos que atualmente mais de 20% da arrecadação boliviana vem dos hidrocarbonetos, e que representa uma parcela importante de seu PIB. Assim a forte relação comercial com o Brasil e a forte dependência econômica da Bolívia em relação ao setor de hidrocarbonetos mantém forte o interesse pelo comércio de gás.

Tabela 6: Comércio internacional boliviano

	Exportação boliviana	Importação boliviana:
	% total (2006)	% total (2006)
Brasil	37,8%	25,0%
USA	9,6%	15,1%
Argentina	9,3%	19,8%

Fonte: Banco Central Boliviano

Tabela 7 : Receitas governamentais arrecadadas sobre hidrocarbonetos na Bolívia

	Receitas arrecadadas com Impostos sobre hidrocarbonos (billones de bolivianos)	Receitas arrecadadas com Impostos sobre hidrocarbonos (% total de receitas arrecadadas)	Receitas arrecadadas com Impostos sobre hidrocarbonos (% PIB)
2003	2,83	16,0%	
2004	2,37	18,0%	3,4%
2005	4,24	28%	5,4%
2006	5,26	33%	6,7%
2007	2,89		6,3%

Fonte: Banco Central Boliviano, previsão de 2007 FMI.

No lado brasileiro, a indústria de gás foi impulsionada pois se acreditava que o gás seria um combustível mais barato e limpo. Hoje, como vimos no capítulo 2, mais de 40% da demanda de gás é suprida pelo gás boliviano, parte da eletricidade brasileira depende do gás principalmente nos período de pico. O interesse governamental neste comércio se torna claro, a garantia de suprimento de gás a um preço inferior ao do mercado spot de GNL internacional para a indústria e garantia de suprimento de eletricidade. Assim, há um custo político importante envolvido na quebra do contrato também para o Brasil.

No curto prazo, o Brasil assim como a Bolívia não têm outras parcerias comerciais disponíveis. Contudo no médio e no longo prazo o Brasil pode importar GNL, desenvolver suas próprias reservas ou construir novos gasodutos com outros vizinhos sul americanos, como por exemplo o projeto com a Venezuela, o país que possui a maior reserva de gás da América do Sul. E a Bolívia pode desenvolver o comércio com a Argentina, GNL ou outros parceiros comerciais.

Na prática, todavia, devido aos incentivos de curto prazo que detalhamos, as alternativas de oferta e de demanda de gás se tornam armas de negociação de preço, isto é, de barganha pela apropriação da quase-renda gerada.

C) A ação dos governos na resolução de conflitos:

Como foi descrito no capítulo 2 e nas partes anteriores deste mesmo capítulo os dois governos tem “especiais” interesses, tanto como acionários e como “defensores dos interesses nacionais”. Ademais, devido à inexistência de regras comuns entre os dois países há uma questão importante referente que se coloca a este comércio quem ou o que garantirá que o contrato de longo prazo assinado pelas partes será aplicado? O contrato é o parâmetro formal

e central deste comércio de gás e, como destacamos fortemente neste trabalho, só é eficaz se for crível.

Pelas diversas razões apontadas durante este trabalho, a relação comercial entre YPF e Petrobras não pode ser dissociada das relações diplomáticas entre Brasil e Bolívia, que por horas se confundem na prática em razão da importância do componente geopolítico e de política externa do comércio internacional de gás natural. Neste sentido, os processos de negociação e renegociação entre as empresas têm na verdade uma forte dinâmica diplomática por trás.

Ademais, não há uma terceira parte independente que possa resolver os conflitos que surgiram e podem surgir ao longo do tempo de vigência do contrato. Eventualmente, os dois países poderiam levar os conflitos à Organização Mundial do Comércio, contudo este mecanismo envolve altos custos, geralmente é lento e não é capaz de entrar nos detalhes da implementação dos contratos privados.

Como o contrato foi assinado por empresas que se localizam em dois países diferentes não há sistema judiciário independente, ou regulador independente que possa resolver os conflitos entre as duas empresas estatais. Neste caso, são os dois governos as instituições capazes de tratar e decidir sobre tipo de problema e/ou disputa. Os governos, através do artefato diplomático, constituem, legitimamente, os espaços de autoridade que podem tratar dos problemas como as pendências com relação às cláusulas contratuais que nem o alinhamento de interesses através dos investimentos cruzados foram capazes de resolver. Quando a diplomacia boliviana e brasileira entra em cena há uma mudança de interlocutores. O eixo de negociação sai do espaço empresarial para ser conduzido diretamente pelos governos.

Neste sentido, podemos dizer que os governos acabam tendo dois papéis, de negociador dos conflitos de interesses e de “juiz”. Os governos são responsáveis chegar em um acordo

entre eles e fazer ser cumprida as decisões acordadas dentro de cada país respectivamente. A decisão tomada no âmbito diplomático pelos representantes dos governos, considerando diversos ângulos do problema, é seguida pelas empresas. Portanto, os dois governos têm três papéis importantes neste comércio de gás: como acionistas dos ativos da indústria de gás, como de “defesa dos interesses nacionais” e o de “juiz”.

Podemos ainda destacar os governos como principais propulsores do comércio colocando as duas estatais como principais agentes do comércio de gás entre os dois países, isto é, como principais investidores. Ademais, foram as empresas estatais que desenharam e assinaram os contratos que dividiam os riscos que assumiram, não obstante o aval acordado por ambos os governos.

3.3 Conflitos de interesse gerados no período II e III

Descrevemos no decorrer do trabalho as especificidades da indústria de gás em geral e a necessidade de se desenvolver mecanismos de governança também especiais para suportar os riscos advindo dos investimentos necessários.

O caso de estudo do capítulo 2 seguem corroborando a teoria apresentada no capítulo I, indústrias de gás nascente, construção de ativos específicos e contrato de longo desenvolvido para divisão de riscos. Então este terceiro capítulo foi focado nos incentivos divergentes dos agentes ao longo destes 8 anos de comércio que não poderia ser resolvido simplesmente pelo contrato devido a sua incompletude e a escassez de “*enforcement*” institucional devido ao caráter binacional do contrato. Assim o último passo na compreensão deste comércio foi análise de dois suportes que nos permitem compreender como os conflitos de interesse que surgiram tanto no período II e III foram solucionados.

3.3.1 Período II

Como vimos no capítulo 2, a Petrobras sofreu importantes perdas nos primeiros anos do comércio, pois a demanda foi inferior ao mínimo fixado pela cláusula de “*take or pay*” e “*ship or pay*”. Com objetivo de diminuir as perdas advindas deste “erro” de expectativa da demanda, a Petrobras tentou renegociar com YPFB uma redução do mínimo exigido, em 2004 foram feitas tentativas de negociação, contudo o contrato foi mantido. O alto investimento em ativos específicos pela Petrobras, em toda cadeia de gás inibia a empresa a quebrar o contrato. E o custo, políticos e econômicos, de uma renegociação pelos governos, foram vistos como superiores que o custo do prejuízo que a Petrobras conseguir amortecer pelo enorme desenvolvimento da empresa na década de 1990 e 2000 e os lucros com a alta do petróleo nos últimos anos.

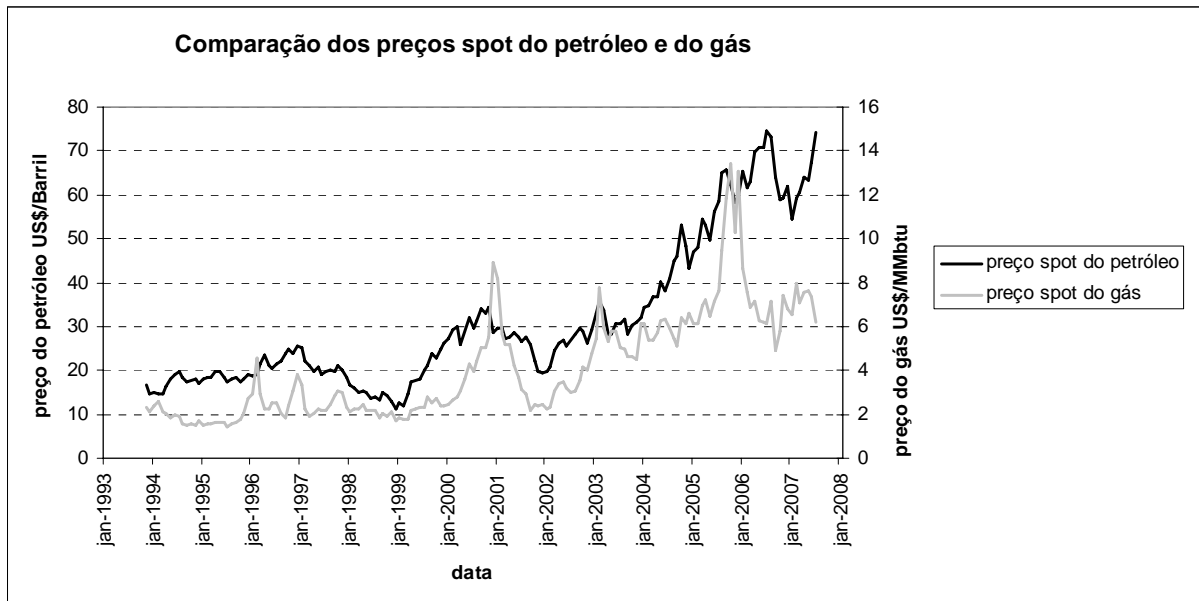
Como resultado deste conflito vale ressaltar que o fato de a empresa ter altos investimentos em infra-estrutura dedicada manteve o comércio sem alterações nas cláusulas, contudo a empresa respondeu a este excesso de oferta através de integrações vertical de demanda final de gás e programa de impulsão da demanda.

3.3.3 Período III

O segundo conflito começou em 2006 e foi consequência do choque de preços internacionais de gás e de petróleo, como vemos no gráfico 3, como vimos no capítulo 2, pela forma de reajuste de preço de gás, só 50% do preço do gás é reajustado pelo preço internacional do petróleo, assim o ganho da Bolívia com o aumento dos preços internacionais foram limitados.

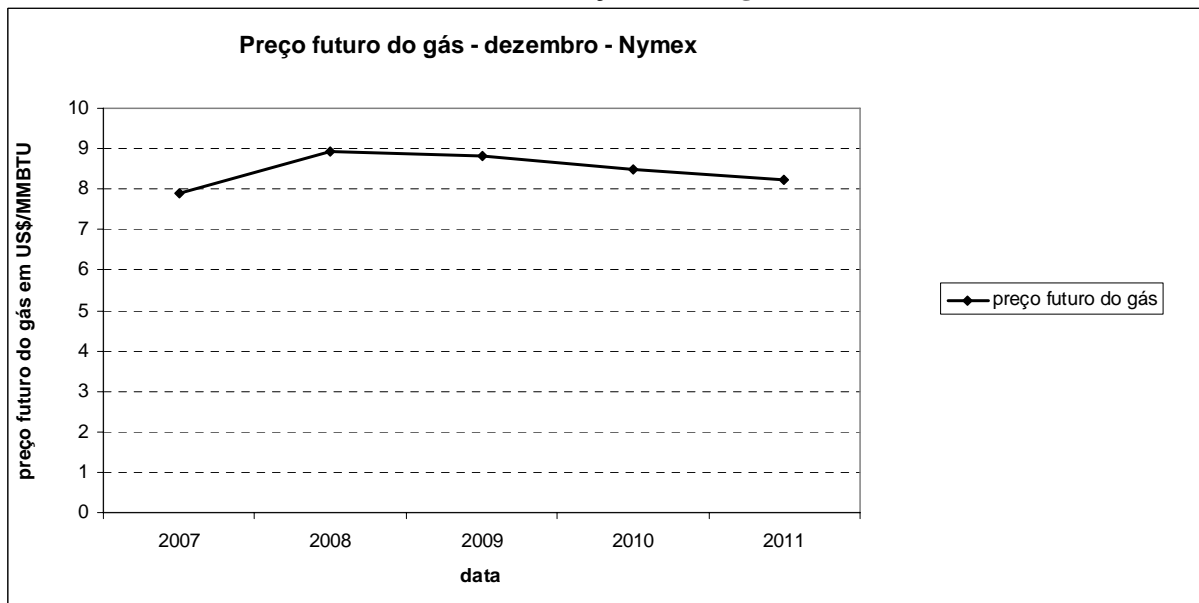
Além do mais, dois outros fatores agravaram o conflito de interesse entre os agentes: o aumento da demanda de gás na América do Sul em especial pela Argentina e a mudança nas leis que regem os hidrocarbonetos na Bolívia que detalhamos no capítulo 2. Estes três fatores incentivaram a Bolívia a buscar a renegociação dos preços com o objetivo de aumentar seus ganhos frente a um cenário internacional favorável.

Gráfico 3: Comparação dos preços spot do gás e do Petróleo



Fonte : EIA

Gráfico 4. Preço futuro do gás



Fonte:Nymex

Neste contexto YPFB se esforçou em aumentar o preço, visava atingir o preço que a Argentina ofereceu pelo gás boliviano. Se o comércio de gás entre as duas empresas não tivessem os dois auxiliares mencionados, e o cálculo de YPFB fosse de otimização de seus

lucros, ela calcularia o valor presente a partir do preço que a Argentina estaria disposta a pagar pelo gás e compararia com o preço oferecido pelo Brasil e decidiria em manter ou não o contrato.

Com os investimentos em ativos específicos, a empresa incluiria no seu cálculo os custos de rompimento do contrato (custos afundados e penalidades contratuais). Assim saberia qual seria o seu poder de barganha real para negociar com a Petrobras. Isto é, o preço que a Argentina (P_{arg}) está disposta a pagar pelo mesmo gás, descontado pelo custo de capital (i) tempo entre a exportação atual e futura, descontado, ademais, os “*shifting cost*” (Sc). A Petrobras, por outro lado estaria disposta a pagar pelo gás boliviano o valor que custaria importar o GNL no mercado *spot* (P_{gnl}), mais uma quantidade referente as perdas em “*sunk costs*” (P_{sk}) mais as perdas referentes a um interrompimento de suprimento de gás (P_i) menos a penalidade contratual que receberia da YPFB (P_{pn}).

P_{petro} = preço máximo que a Petrobras estaria disposta a pagar

P_{ypfb} = preço mínimo, acima do qual a YPFB preferiria vender a Petrobras

$$P_{petro} = P_{gnl} + P_{sk} + P_i - P_{pn}$$

$$P_{ypfb} = P_{arg} / (1 - i)^n - Sc$$

Seguindo esta lógica, devido a alta dos preços de GNL, a YPFB teria espaço para pressionar um aumento de preço do gás. A YPFB percebendo a possibilidade de aumentar sua participação na quase-renda pressionou neste sentido. A variação no preço do gás, foi visto como um assunto de interesse público, devido as características de descrevemos acima. E o conflito foi resolvido pelo terceiro nível de governança, a intervenção direta dos governos através da diplomacia.

Quando a negociação se torna diplomática entre os governos, outros interesses dos países são envolvidos, e o poder de barganha brasileiro se grande em comparação com o boliviano visto sua importância econômica na América do Sul. A dependência econômica da Bolívia em relação ao Brasil é grande como podemos ver na tabela 6, 37,8% de todas as exportações da Bolívia é para o Brasil e 25% de todas as importações bolivianas vem do Brasil, neste sentido o poder de barganha brasileiro se torna superior ao boliviano.

Logo, depois de negociações entre os governos e as empresas, foi adicionado ao contrato uma cláusula de qualidade, que diz que se o gás exportado pela YPFB para a Petrobras for superior a 8.900 Kilocalorias por metro cúbico (que é média do gás “standard” no mercado mundial). Petrobras pagará um valor adicional proporcional. Segundo o Ministério de Minas e Energia isto deve representar um acréscimo de 6% no preço do gás na média de preço anual em 2007. O valor pago pelo gás boliviano ainda é inferior ao valor acordado com a Argentina e menor que o preço do GNL spot internacional.

Este é um caso onde os governos entraram agindo na resolução de conflito entre as duas empresas, como o governo tem interesse em manter o comércio de gás, ele desempenha um papel importante, mesmo que por vezes contraditórios, visto seus inúmeros interesses, na busca de solução dos conflitos de interesses entre as partes e manutenção do contrato.

Conclusão do capítulo:

O contrato apesar de desenvolver um papel importante na governança do comércio de gás, não seria capaz de fazê-lo sozinho, pois é necessariamente incompleto e é incapaz de se “auto-garantir”. Vimos que muitas das condições iniciais, quando o contrato foi assinado se alteraram no decorrer dos anos: as estruturas das indústrias, as condições de oferta e de demanda. Muitas destas mudanças foram inesperadas, o que alterou os incentivos dos agentes que implicaram em conflitos de interesses.

O contrato contou com o suporte de dois auxiliares para manter o alinhamento de interesses dos agentes, primeiro o interesse em rentabilizar os investimentos feitos nos ativos específicos ex ante e segundo a ação direta do governo nas negociando, resolvendo conflitos e aplicando as resoluções diplomáticas em âmbito nacional.

Dentro da nossa divisão de períodos, podemos dizer que no primeiro momento havia interesse de ambas as partes no negócio o que propiciou os investimentos. No período II tivemos um erro de expectativa, uma tentativa de renegociação contratual afim de altera o volume mínimo a ser pago. Este conflito foi resolvido entre os agentes segundo seus cálculos

de ganhos e perdas, destacam-se principalmente os custos investidos em ativos específicos. No período III temos um segundo conflito, a YPFB foi incentivada a aumentar seus preços devido às mudanças na estrutura industrial boliviana e na estrutura de oferta e demanda. Neste momento as negociações tiveram um caráter político resolvido pela diplomacia dos dois países.

Conclusão : Governança do comércio de gás entre Brasil e Bolívia

O mecanismo de coordenação do comércio de gás entre Brasil e Bolívia, como vimos, não é dirigido pelo preço, como nos mecanismos de mercado *spot* tradicional. Na coordenação dos distintos interesses dos agentes destacamos três peças fundamentais: os contratos de longo prazo, o formato da propriedade dos ativos e a ação direta dos governos na resolução de conflitos.

No primeiro capítulo fizemos uma sucinta revisão bibliográfica afim de explicitar alguns conceitos essenciais na compreensão das coordenações comerciais através de contratos de longo prazo. Destacamos como este aporte pode ser útil na compreensão do comércio de gás natural, indústria cuja especificidade de ativos tem um papel muito importante e os riscos provenientes tendem a dificultar o comércio. Ainda neste capítulo apresentamos os mecanismos gerais adotados para atenuar os riscos adotados por diferentes países. Desta maneira apresentamos o quadro geral onde se localiza teoricamente o problema que tratamos neste trabalho.

No segundo capítulo, entramos no estudo de caso, então apresentamos realmente a nossa problemática de forma específica, isto é, tratamos do comércio de gás natural entre o Brasil e a Bolívia, para tanto descrevemos a indústria nestes dois países, descrevemos os dois

principais agentes envolvidos, Petrobras e YPFB, comprador e vendedor de gás. E o contrato assinado pelas partes.

Vimos que grande parte das cláusulas adotadas no contrato já foram amplamente utilizadas e não se afasta muito das proposições teóricas vistas no primeiro capítulo. Afim de compreender, o real mecanismo de coordenação do comércio de gás, a questão seguinte a descrição do contrato, que foi tratada no segundo capítulo, se refere a credibilidade do mesmo, isto é, quando os dois agentes têm seus interesse alinhados o contrato está assegurado, mas se há conflito de interesses como resolve-los.

Esta questão é de vital importância pois um contrato só é capaz de dar os incentivos pretendidos se é crível, isto é, toda a estrutura que foi vista no capítulo 2, só foi útil porque os agentes acreditaram que todos os agentes cumpririam o seu papel pré-definido pelo acordo.

Neste sentido, seguiu terceiro capítulo em que analisamos quais foram os mecanismos que deram credibilidade ao seguimento do contrato. Neste intuito analisamos os dois momentos de conflito de interesse que se tornou um assunto público e debatido nestes 8 anos de comércio: a tentativa de mudar o volume por parte da Petrobras, seguido pela tentativa da YPFB de mudar o preço, num segundo momento. Quando se assina um contrato, a capacidade de uma “terceira parte” fazer cumprir o acordo é central para lhe dar devida credibilidade.

Assim, chegamos em mecanismo de governança em três níveis, o primeiro é o contrato em que há a coordenação dos agentes e as cláusulas onde se dividem os riscos esperados de maneira que cada parte assuma o risco que tem mais informação e maior capacidade de ação sobre. O demandante ficou com o risco de volume e ofertante com o risco de preço, esta divisão de risco foi feita através da utilização de cláusulas contratuais amplamente utilizadas em cenários semelhantes: a cláusula do tipo “*take or pay*” e o mecanismo de preço do tipo “*netback*”. Este mecanismo de coordenação é essencial por diminuir os custos de transação e por alinhar as expectativas e age no diariamente permitindo o fluxo contínuo de gás.

Na existência de conflitos de interesse descrevemos dois auxiliares: a propriedade cruzada dos ativos específicos e a ação direta dos dois governos através de instrumentos diplomáticos.

A propriedade cruzada dos ativos têm um papel importante pois garante o interesse das partes no comércio. O que seria um mecanismo de “*self-enforcement*” devido a importância das expectativas de benefícios futuros que pode compensar as perdas presentes e devido a necessidade as “*hostages*” bilaterais, isto é depois do investimento feito para recupera-lo se necessita indubitavelmente da outra parte. Assim, em casos de pequenos

conflitos, os próprios agentes têm interesse em negociar entre eles, sendo o segundo mecanismo de governança. Em outras palavras, existe interesse próprio dos agentes em realizar o comércio devido os investimentos específicos que realizaram em diversas partes da cadeia. Deixar de utilizar os investimentos em *upstream* boliviano e no gasoduto de transporte traz perdas importantes tanto para a Petrobras quanto para YPFB, as empresas têm interesses a entrar em acordo e a suportar algumas perdas.

O terceiro mecanismo é a ação direta dos governos através de negociações diplomáticas. Os governos têm interesse neste comércio de gás por diversas razões a primeira porque eles são os controladores acionários das empresas envolvidas, assim os governos têm interesse que as respectivas empresas ganhem o máximo possível e percam o mínimo possível de seus investimentos específicos. Por outro lado os governos têm interesse políticos, o lado do Brasil é garantir o suprimento de gás ao menor preço possível para seus consumidores e o governo Boliviano é garantir a receita do comércio de gás extraindo o máximo que consiga. As ferramentas utilizadas pelos governos nas negociações passam pela diplomacia dos dois países, e nesta instância de negociação o comércio de gás deixa de ser mais um negócio econômico e se transforma em questões nacionais, que envolve muitos outros fatores e torna o contrato mais rígido. Isto é, esta instância garante de certo modo o contrato e por outro lado o torna mais rígido.

Vale ressaltar que cada mudança do nível de governança envolve um custo que os agentes consideram. Quando há um conflito de interesse os agentes calculam as possibilidades de ganhos e perdas de tentar renegociar uma mudança contratual com a outra empresa. Quando este conflito chega ao nível diplomático os custos são também levados em consideração, os custos econômicos e políticos.

Este trabalho não pretendeu analisar a eficiência do contrato ou do comércio de gás entre Brasil e Bolívia mas descrever as dificuldades encontradas no seu desenvolvimento e como na prática foram administradas. Assim, traçamos um cenário de como é a governança deste comércio de gás que se tornou importante para os dois países devido a dependência bilateral que desenvolveram.

Como se observou nestes 10 anos de contrato estes foram os três mecanismos de governança que propiciaram a construção de infra-estrutura e o comércio de gás. Quando os interesses estão alinhados é o contrato que coordena o comércio, quando há conflitos, dependendo da magnitude e dos cálculos dos agentes de sua expectativa de ganhos e perdas tentam renegociar entre eles. Se não conseguem resolver, são os governos que entram em cena com um papel importante.

A compreensão do mecanismo de governança que permitiu o comércio de gás entre Brasil e Bolívia nos permite em próximos trabalhos compreender melhor duas dimensões deste comércio: as conseqüências deste arranjo para as indústrias de gás dos dois países envolvidos e aplicabilidade deste modelo na construção de infra-estrutura para uma maior integração das indústrias de gás na América do Sul.

Bibliografia:

Almeida E. C. F. (2000) Competitividade e estratégia de mercado para a difusão do gás natural: regulação no Brasil. Gaspetro/IE – UFRJ

Almeida E., Pinto Jr. (2005) Reform in Brazilian electricity industry: the sector for a new model, in Int. J. Global Energy Issues, vol. 23, nos.213, pp 169-187

ANP (2004), Propostas para o Novo Modelo de Indústria de Gás Natural no Brasil – Modelos Concorrencial e Cooperativo –

Alveal , C. (1994), Os Desbravadores. A Petrobras e a Construção do Brasil Industrial. Rio de Janeiro, Relume-Dumará/ANPOCS.

Bergara, M. Henisz, W. e Spiller, P. (1997) “Political Institutions e Electric Utility Investment: a Cross Nation Analysis”. Power Working Paper Series, nº 52;

Bewley (1987) Advances in Economic Theory. Fifth World Congress. Cambridge: Cambridge University Press.

BNDES (2006) Informes Setoriais “Impacto das Recentes Medidas da Bolívia no Setor de Gás Brasileiro”

BNDES (1997) Informes Infraestrutura “Perspectivas para o Gas Natural”

Bolivia Central Bank www.bcb.gov.bo/

Brousseau E., Glachant JM (2002) “The Economics of contracts, Theories and applications”, Cambridge University Press.

Carvalhinho (2002), “O valor da flexibilidade em cláusulas de *take or pay* de contratos para fornecimento de gás natural industrial” USP.

Cera Report (2004) “Upstream Gas Costs and North American E&P Strategy: Avoiding the Edge”

Cheung, Stephen S.N. (1969). “The Structure of a Contract and the Theory of a Non-Exclusive Resource,” *Journal of Law and Economics* 10: 49-70.

Chevalier, J. M “Les Grandes Batailles de l’Energie. Edition Gallimard. Paris: Collection Folio Actuel, 2004.

Coase, R. (1937) "The Nature of the Firm," *Economica* (N.S.) 4: 386-405.

Coase, R. (1991) "The Nature of the Firm: Origin, Meaning, Influence," *Journal of Law, Economics, and Organization* 4(1), Spring 1988, reprinted in Oliver E. Williamson and Sidney G. Winter, eds., *The Nature of the Firm*. New York: Oxford University Press. (W&W.)

Costa, R. C., Figueiredo V. S., Pierobon, E. C., Prates, C. P. (2006) “Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil” BNDES

Creti A. Villeneuve B. (2006) “Long Term Contracts and *Take or Pay* Clauses in natural gas market” Working Paper 2006

Crocker K., Masten S. (1985), “Efficient adaptation in long term contracts: *Take or pay* provisions for natural gas”, *American Economic Review*, 75, 1083-1093;

Crocker, Keith J., and Scott E. Masten (1988) Mitigating contractual Hazards: Unilateral Options and Contract Length, *RAND Journal of Economics*, 19,(3), 327-343.

Crocker K. J. and Masten S. E. (1991), *Pretia ex machine? Prices and Process in long term contracts*, *J of Law and Economics*, vol. 34, pp. 69-99;

Energy Information Administration (EIA) <http://www.eia.doe.gov/>

Fares M. (2000): Contrats incomplets, cadre de renégociation et incitation à investir” Thèse de doctorat, Université Paris I.

Fares M. Saussier S. (1998) “Théories de coûts de transaction et théorie des contrats incomplets : Où en sommes nous ?” Working paper N° ATOM

Ferraro M. C. (2006) ”Condicionantes da estrutura de financiamento sobre a decisão de investimento: análise do setor de distribuição de gás natural”

Glachant J. M. (2002), "Why regulate deregulated network industries?," submitted to the Journal of Network Industries.

Girault V. (2005) “L’approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique » CEDREN, Cahier n° 4

Goldenberg J. and Prado L. “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”. (2003) Tempo soc., vol.15, no.2, p.219-235.

Goldberg V. P e Erikson J.E. (1987), “Quantity and price adjustment in long term contracts: a study of petroleum coke”, J. of Law and Economics, vol 30, pp. 369-398.

Gulf Publishing Company, (2006) World Oil, Vol. 227, N° 9.

Hart, Oliver and Bengt Holmström. (1987). “The Theory of Contracts,” in Truman F.

Hubbard, R. Glenn, R. and Weiner, R. J (1986) “Regulation and Long Term Contracting in US Natural Gas Markets”, Journal of Industrial Economics, 25 (1), 71-79, 2003.

Joskow P. (1985), Vertical Integration and long term contracts: the case of coal burning electric generating stations, Journal of Law, Economics e Organization, Vol.4

_____. (1987) “Contract duration and relationship-specific investments: empirical evidence from coal market”, American Empirical Revue, Vol. 77, 168-185.

_____. (1996) “Introducing Competition into regulated Network Industries: from Hierarchies to market in Electricity. In: Industrial and Corporate Change, v. 5, n. 2, p. 341-381, 1996.

_____. (2005) “Vertical Integration” Spring 2005, Handbook of New Institutional Economics, 2005, Springer/Kluwer

Kansky K. J. (1963): Structure of transportation networks: Relationships between network geometry and regional characteristics, Department of Geography, University of Chicago, Research Paper No. 84, Chicago.

Klein, B; Crawford, R. G. and Alchian, A. A., (1978). Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. The journal of Law and Economics, Vol. 21.

Larbi T. (2006) “Evolution de la contractualisation sur le marché du gaz naturel liquéfié : entre la théorie des coûts de transaction et la théorie des contrats incomplets » mémoire Université Paris XI.

Levy, B. and P. T. Spiller (1994). "The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation," Journal of Law, Economics and Organization, vol. 10, no.2, pp. 201-246.

Mankiw, N. G. and Pépin, B. (2004)« Principes de microéconomie » Groupe Beauchemin, éditeur ltée

Mulherin J. H. (1986) “Complexity in long term contracts: An analysis of Natural Gas contractual provision”, Journal of Law, Economics and Organization, Tome 2.

Neuhoff K. and von Hirschhausen C., (2005), Long Term Contracts versus Short-term trade of natural gas – A European perspective. Working Paper

Neumann A., Vasquez J. (2006) “Transatlantic Natural Gas Price and Oil price relationships – An empirical analysis, Working Paper.

Neumann A., Von Hirschhausen C. (2006) “Long Term contracts and asset specificity: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas industry” Working Paper.

North D. C. (1990) “Institutions, Institutional change and Economic performance.” Cambridge, Inglaterra.

Passos M. (1998) “Gasoduto Bolívia Brasil” Economia & Energia Ano II - No 10 Setembro/Outubro.

Pereira M. (2006) “Natural Gas, Energy Policy and Regional Development in Brazil”

Pinto Jr H. Q. et alli (2007) “Economia da Energia : Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial”.

Pinto Jr. H. Q. ; Torres, R. (2005) “Modelo de repartição da renda na cadeia produtiva do gás natural”. In Revista de Análise econômica, n 44, p. 93 – 113.

Possas M. (1983), Dinâmica e Ciclo Econômico em Oligopólio, Campinas: DEPE/Unicamp.

Quiroga M. “La guerra del gas em Bolivia” 2003.

Riordan M. and Williamson O. (1985) "Asset Specificity and Economic Organization," International Journal of Industrial Organization.

Saussier S. (1997) “Choix contractuels t coûts de transaction » thèse de doctorat, Université Paris I.

Saussier (2006) « Univ. de Paris 11 - Sceaux - MASTER ETT / EGIR - "Les partenariats public-privé" - Séances 4 et 5 (www.grjm.net) 01/2007

Spiller P.T. (1996) Institutions & Commitments Industrial and Corporate Change Volume 1, pp 421-452.

Stiglitz J. (1974) “Incentives and Risk Sharing in Sharecropping” The Review of Economic Studies, Vol. 41, No. 2.

Tolmesquin, M.; Sklo, A. (2000) “A Matriz energética brasileira na virada do milênio”. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ;

Torres, E. (2002) “O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado”, BNDES.

Williamson O. (1971) "The Vertical Integration of Production: Market Failure Considerations," American Economic Review, May 1971, 61, 112-23

_____. (1975), Markets and Hierarchies, New York: Free Press.

_____. (1985). The Economic Institutions of Capitalism. New York, NY: The Free Press.

_____. (1991) "Strategizing, Economizing, and Economic Organization," Strategic Management Journal.

_____. (2002) a. “The Lens of Contract: Private Ordering”, American Economic Review, 92 (May): 438-443.

_____. (2002 b). “The Theory of the Firm as a Governance Structure: From Choice to Contract”, *Journal of Economic Perspectives*, 16.

Yassia L. (2006) “La création d’un marché européen de GNL entre régulateurs et industriels”
Working Paper.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)